

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
Навчально-науковий інститут «Інститут геології»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Ємець Владислав Юрійович

УДК 550.832

ДИСЕРТАЦІЯ

ПЕТРОФІЗИЧНА ТИПІЗАЦІЯ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-
КОЛЕКТОРІВ НАФТИ Й ГАЗУ (НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩ ЦЕНТРАЛЬНОЇ
ТА ПІВНІЧНОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ
ЗАПАДИНИ)

103 – Науки про Землю

10 – Природничі науки

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ **В.Ю. Ємець**

Науковий керівник: **Безродна Ірина Миколаївна**

кандидат геологічних наук, доцент

Київ – 2025

АНОТАЦІЯ

Ємець В.Ю. Петрофізична типізація складнобудованих порід-колекторів нафти й газу (на прикладі родовищ центральної та північної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини) - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії в галузі знань 10 «Природничі науки» за спеціальністю 103 «Науки про Землю». – Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, 2025.

Дисертаційна робота присвячена проведенню петрофізичної типізації складнобудованих порід за каротажними даними при дослідженні їх на колекторські властивості, в тому числі при визначенні структури їхнього пустотного простору та встановлення граничних меж пружних параметрів для верхньовізейських та нижньовізейських-турнейських відкладів центральної та північної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини.

У *вступі* автором викладено детальне обґрунтування вибраної тематики із посиланням на зв'язок роботи із загальнодержавною програмою розвитку мінерально-ресурсної бази України до 2030 року. Автором визначено мету, завдання, предмет і об'єкт дослідження, а також сформульовано новизну отриманих результатів і підкреслено їх практичне значення. Крім цього, наведено інформацію про апробацію матеріалів дослідження та про особистий внесок здобувача, що підтверджує самостійність і якість проведених наукових досліджень.

В *першому розділі* проведено аналіз попередніх досліджень в області типізації порід-колекторів, а також визначення їх структури пустотного простору та дослідження фізики порід. У розділі систематизовано підходи до типізації складнобудованих порід-колекторів, що мають складну структуру пустотного простору, неоднорідну літологію та змінні колекторські властивості. Наведено

чотири основні класи методів типізації: петрофізичні, літологічні, літолого-петрофізичні та інтегровані.

Одним із перших відомих вчених, хто вивчав петрофізичні типи гірських порід на основі розподілу розмірів пустот був Archie G.E., який вперше дослідив зв'язок між статичними та динамічними петрофізичними параметрами порід. В петрофізичних методах фізичні характеристики порід (структура та геометрія пустот, розмір каналів пустот та ін.) лежать в основі розподілу порід на класи. Найбільш застосовуваними методами петрофізичної типізації є метод виділення гідравлічних одиниць потоку, розроблений в 1993 році J.O. Amaefule та ін.; метод виділення петрофізичних типів методом PSG (pore structure and geometry), авторами якого стали Permadi P. і Susilo A.; J-функція Леверетта для петрофізичної типізації; метод виділення петрофізичних типів на основі розміру каналів пустот, фундаментальну основу для якої поклав Winland D. і результат відтворив у вигляді емпіричного рівняння.

Саме рівняння Вінланда є однією з найбільш вживаною емпіричною моделлю для визначення ефективного радіуса пустот порід-колекторів. Наведене рівняння лягло в основу подальших досліджень структури пустотного простору, а також закладено автором в прийоми для типізації порід-колекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями.

Крім того автором розглянуті літологічні методи типізації, основою для поділу порід на класи в яких є якісні літологічні характеристики порід, а також генетичні особливості, що призвели до формування тих чи інших характеристик (класифікації пористості карбонатних порід Choquette P.W. і Pray L.C.; структурну класифікацію, Dunham R.J., доповнена Embury A.F. та Klován J.E.); літолого-петрофізичні методи типізації, що поєднують літологічні (структурно-текстурні) характеристики і петрофізичні властивості порід (класифікація карбонатних порід Archie G.E., структурно-петрофізична класифікація карбонатних порід Lucia F.J., класифікація піщано-алевролітових колекторів

Ханіна); інтегровані методи петрофізичної типізації, в яких неможливо виявити переважну класифікаційну ознаку, за якою здійснюється виділення петрофізичних типів порід (інтегрований метод Skalinski M. та ін., інтегрований підхід до петрофізичної типізації Salman S.M. та Bellah S.).

Також автором в цьому розділі опрацьовано методи дослідження структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів. Показано, що виділяють два основні підходи до вивчення структури пустотного простору порід: прямі (з прямим дослідженням керну) та опосередковані (за обробкою результатів петрофізичних досліджень порід). В даній роботі автором був проаналізований опосередкований метод акустичної інверсії для визначення структури пустотного простору порід-колекторів, що розроблений на кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» КНУ імені Тараса Шевченка, зокрема: Г.Т. Продайворою, С.А. Вижвою, І.М. Безродною та ін.

Представлено результати аналізу методик досліджень, що стосуються фізики порід у контексті петрофізичної типізації, виконаних як іноземними, так і вітчизняними дослідниками. У цих роботах розглядаються підходи до аналізу та прогнозування пружних властивостей, оцінки впливу насичення на розповсюдження пружних хвиль і застосування отриманих даних для характеристики колекторів. Встановлено, що на даний момент недостатньо досліджено питання фізики порід при проведенні петрофізичної типізації, що й планується виконати у даній роботі.

В другому розділі автором проаналізовано результати геологічного вивчення об'єкту досліджень та охарактеризовано особливості порід верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Встановлено, що карбонатні породи турнейського ярусу досліджених родовищ зазнали інтенсивних вторинних змін – доломітизації, тріщинуватості, кавернозності та цементації, що суттєво вплинуло на формування їх пустотного простору, особливо в

карбонатних породах. Наприклад, у вапняках горизонту Т-1 Березівського родовища спостерігаються конкреції піриту та коралів, що свідчить про інтенсивні діагенетичні зміни.

Аналіз результатів дослідження літературних і фондкових джерел показав, що на Березівському родовищі найбільш перспективним є горизонт В-16, який має значну варіативність ефективної товщини (до 23,6 м), літологічно представлений пісковиками з пористістю 2,5 - 15,3 %, газонасиченістю 70,0 – 96,0 %. На Котелевському родовищі найбільш перспективним є горизонт В-25-26, що представлений пісковиками з пористістю від 6,0 % до 16,7 % і газонасиченістю від 78,9 % до 94,5 %. На Краснокутському родовищі найбільш перспективним є горизонт В-26, де газонасиченість пісковиків варіюється від 58,0 % до 72,0 % і має пористість 6,0-8,2 %.

Третій розділ присвячений методиці обробки та інтерпретації даних методів геофізичних досліджень свердловин з визначенням літології, петрофізичних параметрів досліджених інтервалів та розробці методичного підходу до петрофізичної типізації складнопобудованих порід-колекторів верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. У цьому розділі обґрунтовано вибір основних методів аналізу та типізації порід на основі комплексу геофізичних даних. Особливу увагу приділено розробці підходів, які дозволяють врахувати складну будову пустотного простору колекторів, зумовлену як первинною фаціальною неоднорідністю, так і вторинними змінами – тріщинуватістю, кавернозністю, доломітизацією.

В першій частині розділу показано алгоритм проведення обробки та інтерпретації матеріалів геофізичних методів досліджень свердловин детерміністичним шляхом з визначенням літології, петрофізичних параметрів досліджених інтервалів та їхнього насичення для трьох свердловин. Автором було враховано емпіричні залежності для оцінки коефіцієнтів пористості та

проникності продуктивних пластів та характеру їхнього насичення зі звітів по підрахунку запасів Березівського, Котелевського та Краснокутського родовищ.

Автором розроблено методику, в основі якої лежить принцип комплексної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин із використанням каротажних даних та математичного моделювання. Ключовими етапами методичного підходу є:

- попередній літолого-фаціальний аналіз розрізу для визначення характеру відкладів, зон розвитку пористих і тріщинуватих порід, виявлення вторинних змін (доломітизація, розчинення, цементация тощо);

- виділення петрофізичних параметрів (коефіцієнти глинистості, пористості, насичення) за результатами каротажу;

- застосування емпіричної моделі Вінланда – для оцінки впливу структури пустотного простору на взаємозв'язок між пористістю та проникністю та визначення ефективного радіусу пустот;

- виділення петрофізичних типів на основі введеного класифікаційного параметра R для статистичного групування інтервалів;

- аналіз пружних властивостей порід та побудова діаграм залежності швидкостей повздовжних (V_p), поперечних (V_s) хвиль та густини (ρ) від пористості для знаходження параметрів матриці для окремих вибірок шляхом екстраполяції функцій в область нульової пористості;

- виділення типів порід-колекторів з кількісно визначеними особливостями їх внутрішньої будови, зокрема, форматами та концентраціями їхніх пустот різних типів;

- уточнення кореляційних залежностей між петрофізичними та пружними параметрами для кожного виділеного типу з метою побудови прогнозних моделей колекторських властивостей.

В четвертому розділі наведено результати впровадження комплексної методики петрофізичної типізації верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів досліджуваної групи родовищ.

Автором було виділено дві вибірки: верхньовізейські та нижньовізейсько-турнейські відклади. В межах кожної вибірки на основі класифікаційного параметра R автором було виділено сім груп порід-колекторів ($R=1 \div 7$), що мають подібні значення ефективного радіусу пустот. Виділення однотипних пропластків за розміром пустот дало змогу отримати стійкі рівняння кореляції між коефіцієнтами пористості та проникності для кожного з типів окремої вибірки. Автором був проведений статистичний аналіз ефективного радіусу переважаючих пустот порід-колекторів, що дозволив виявити особливості внутрішньої будови верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів.

Після проведення першого етапу петрофізичної типізації порід-колекторів для трьох свердловин Березівського, Котелевського та Краснокутського родовищ було сформовано 28 вибірок значень з 729 пропластків, для яких визначено концентрацію пустот різного походження при визначенні їх форматів та проведено оцінку типів порід-колекторів. Автором встановлено ряд особливостей структури пустотного простору досліджуваних відкладів:

- для Березівського родовища: міжзернові пустоти домінують у верхньовізейських відкладах, причому мікротріщини повністю відсутні; для нижньовізейсько-турнейських відкладів зростає вміст вторинних пустот, в наявності є невелика частина мікротріщин, що свідчить про появу карбонатної складової;

- для Котелевського родовища: верхньовізейські та нижньовізейсько-турнейські відклади мають як міжзернові пустоти, так і каверни та тріщини, що вказує на складні умови діагенезу або неоднорідності осадконакопичення цих відкладів;

- для Краснокутського родовища: верхньовізейські та нижньовізейсько-турнейські відклади мають більш ущільнений тип порід (відсутність порід з великим розміром пустот), що може ускладнювати фільтрацію, але наявність мікротріщин повинна це компенсувати.

За отриманими результатами досліджень в пропластках порід верхньовізейського ярусу Краснокутського, Березівського і Котелевського родовищ встановлено 6 типів порід-колекторів: гранулярний, гранулярно-тріщинний, тріщино-гранулярний, кавернозно-гранулярно-тріщинний, тріщинно-кавернозно-гранулярний та кавернозно-тріщинно-гранулярний. При дослідженні порід-колекторів нижньовізейсько-турнейських відкладів різноманітність структури пустотного простору досліджених пропластків також зберігається за виключенням порід Краснокутського родовища, де встановлено тільки кавернозно-гранулярно-тріщинні колектори.

На основі проведеної комплексної петрофізичної типізації та аналізу акустичних параметрів автором були виділені характерні діапазони акустичних імпедансів (AI) та співвідношень швидкостей пружних хвиль (V_p/V_s) для продуктивних інтервалів різних стратиграфічних комплексів свердловин Березівського, Котелевського, Краснокутського родовищ:

- Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з AI – $9600 \div 12500$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,58 \div 1,65$ та карбонатами з AI – $12300 \div 15400$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,86 \div 1,92$.

- Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з AI – $8500 \div 13400$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,60 \div 1,69$ та карбонатами з AI – $12500 \div 14500$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,86 \div 1,90$.

- Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені пісковиками з AI – $10100 \div 12400$ г·м/см³·с,

$V_p/V_s - 1,54 \div 1,66$ та карбонатами з АІ – $11600 \div 15000 \text{ г} \cdot \text{м}/\text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,84 \div 1,93$.

• Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені переважно пісковиками з АІ – $12000 \div 15000 \text{ г} \cdot \text{м}/\text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,81 \div 1,89$.

• Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені переважно пісковиками з АІ – $10500 \div 12500 \text{ г} \cdot \text{м}/\text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,70$.

• Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені карбонатами з АІ – $10500 \div 16000 \text{ г} \cdot \text{м}/\text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,80 \div 1,97$.

Розроблена автором комплексна методика петрофізичної типізації має приклади успішної реалізації під час випробування розглянутих у роботі складнопобудованих колекторів нафти й газу. Підтвердженням ефективності розробленої комплексної методики є результати випробувань, де надходження газу зафіксовано з пропластка з радіусом пустот $8,85 \text{ мкм}$ та тріщинною пористістю $0,9 \%$ при загальній – $9,4 \%$.

Результати, отримані в дисертаційній роботі, можуть бути використані при подальшому випробуванні верхньовізейських покладів свердловин даної групи родовищ.

Таким чином, автором було розроблено комплексну методику для типізації складнопобудованих порід-колекторів верхньовізейських та нижньовізейських-турнейських відкладів, побудови їх петрофізичних моделей, результати впровадження методики було відтворено у вигляді узагальнених таблиць.

Наукова новизна:

1. Вперше для верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ запропоновано новий підхід до

петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів, заснований на емпіричній моделі Вінланда.

2. Вдосконалено методику визначення структури пустотного простору порід-колекторів, де вперше при виборі початкового наближення математичної моделі пластів-колекторів (групи пластів) були використані дані попередньо визначеного ефективного радіусу пустот верхньовізейських та нижньовізейських-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ.

3. Вперше з врахуванням структури пустотного простору нафтогазонасичених покладів верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ визначено граничні межі пружних параметрів, що дозволяє виокремлювати перспективні інтервали складнобудованих порід-колекторів за акустичними властивостями.

4. Розроблену комплексну методику для побудови петрофізичних моделей складнобудованих порід-колекторів вперше адаптовано для верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів досліджуваних родовищ.

Ключові слова: петрофізична типізація, структура пустотного простору, породи-колектори, петрофізичні параметри, геофізичні дослідження свердловин, коефіцієнт пористості, фільтраційно-ємнісні параметри, швидкість пружних хвиль, Дніпровсько-Донецька западина

ABSTRACT

Yemets V. Petrophysical rock typing of structurally complex hydrocarbon reservoirs (a case study of fields in the central and northern marginal zone of the Dnipro-Donets Basin) – Qualification scientific work as the manuscript.

The thesis paper on completion of a scientific degree of the Doctor of Philosophy in the knowledge field 10 "Natural sciences" on a specialty 103 "Earth sciences". - Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, 2025.

The dissertation presents a rock typing of structurally complex reservoirs based on well-logging data, aimed at characterizing their reservoir properties by determining void-space structure and establishing the bounding elastic parameters for the Upper Viséan and Lower Viséan–Tournaisian formations of the central and northern marginal zone of the Dnipro-Donets Basin.

In the *introduction*, the author provides a detailed justification of the of the study within the framework of Ukraine’s national mineral-resource development program through 2030. It clearly states the aim, objectives, subject, and object of research; formulates the novelty of the results; and emphasizes their scientific and practical significance. The author’s personal contribution and the approbation of findings at conferences and in publications are documented, confirming the work’s originality and methodological rigor.

The *first* chapter reviews the literature on reservoir-rock typing, void-space characterization, and rock-physics studies. Approaches to structurally complex reservoirs characterized by intricate pore geometries, heterogeneous lithology, and variable reservoir properties are systematized into four principal categories: petrophysical, lithological, litho-petrophysical, and integrated methods.

Early contributions by G.E. Archie on void-size distribution and static–dynamic petrophysical parameter correlations are noted. The petrophysical methods classify reservoir rocks based on their physical characteristics – specifically void-space structure and pore-throat dimensions. The most widely adopted petrophysical-typing techniques include the Hydraulic Flow Unit (HFU) method developed by J.O. Amaefule et al. (1993); the PSG (Pore Structure and Geometry) classification introduced by Permadi and Susilo; Leverett’s J-function for quantifying void-scale heterogeneity; and Winland’s empirical pore-throat model, which provides a well-established equation for estimating the effective pore radius. Winland’s correlation remains one of the principal empirical models for determining effective pore radii in reservoir rocks, underpinning subsequent studies of pore-space architecture and serving

as a core component of workflows that classify reservoir rocks by their porosity-permeability behavior.

In addition to petrophysical methods, this chapter reviews lithological typing approaches, which group rocks by qualitative sedimentological and genetic criteria – such as Choquette & Pray’s carbonate-porosity classification and Dunham’s carbonate fabric scheme (expanded by Embry & Klovan). Litho-petrophysical methods, which integrate textural and petrophysical data (e.g., Archie’s carbonate classification; Lucia’s structural-petrophysical taxonomy; Khanin’s sandstone–siltstone reservoir typology), are also examined. Finally, integrated typing approaches where no single classification attribute dominates, such as the methods proposed by Skalinski et al. and by Salman & Bellah are discussed.

The author also explored methods for investigating the void-space structure of structurally complex reservoirs in this chapter. It is demonstrated that two primary approaches are used for such studies: direct methods, which involve core analysis, and indirect methods, based on the interpretation of petrophysical data. This work focuses on the analysis of an indirect acoustic inversion method for characterizing the void-space structure of reservoirs, developed at the Department of Geophysics, Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv (Prodaivoda, Vyzhva, Bezrodna et al.).

The chapter also presents a review of methodologies within the field of rock physics as they relate to petrophysical classification, drawing on both domestic and international studies. These works address approaches to analyzing and predicting elastic properties, evaluating the effects of fluid saturation on wave propagation, and applying the results to characterize reservoir rocks. It is noted that rock physics aspects of petrophysical classification remain underexplored, a gap that the present study aims to address.

In the *second* chapter, the author conducts a detailed geological assessment of the study area and characterizes the reservoir properties of the Upper Viséan and Lower

Visean–Tournaisian formations of the central and northern marginal zone of the Dnipro-Donets Basin. It is shown that the Tournaisian carbonates across the examined fields have undergone intense secondary diagenetic alterations – dolomitization, fracturing, vug development, and cementation – which have profoundly modified their pore-space architecture. For example, pyrite and coral concretions observed in the T-1 limestone of the Berezivske field testify to vigorous diagenetic activity.

A review of both published literature and archived well-data indicates the most prospective intervals in each field. In the Berezivske field, the V-16 sandstone exhibits significant variability in net thickness (up to 23,6 m) and is characterized by porosities of 2,5–15,3 % and gas saturations of 70–96 %. In the Kotelevske field, the V-25-26 sandstone shows porosities ranging from 6,0 % to 16,7 % and gas saturations between 78,9 % and 94,5 %. In the Krasnokutske field, the V-26 sandstone displays porosities of 6,0–8,2 % and gas saturations of 58–72 %.

The *third* chapter details the methodology for deterministic processing and interpretation of well-log data to determine lithology, petrophysical parameters, and saturation, and for developing a petrophysical-typing workflow for the Upper Visean and Lower Visean–Tournaisian reservoir rocks of the central and northern marginal zone of the Dnipro-Donets Basin. In this chapter, the selection of key analytical and facies-typing methods based on an integrated suite of well-logging data is justified. Particular attention is given to developing workflows that account for the complex void-space structure of the reservoirs, driven by both primary facies heterogeneity and secondary modifications such as fracturing, vugging, and dolomitization.

The first section presents a deterministic workflow for processing and interpreting well-logging data to determine lithology, petrophysical properties, and fluid saturation of the investigated intervals in three wells. Empirical correlations for porosity, permeability, and saturation from the reserve-assessment reports of the Berezivske, Kotelevske, and Krasnokutske fields were integrated to calibrate and validate the petrophysical interpretation.

The author devised a methodology grounded in the integrated interpretation of well-logging data and mathematical modeling. The key steps are:

- Preliminary lithofacies–facies analysis to characterize depositional environments, identify porous and fractured zones, and detect secondary alterations (dolomitization, dissolution, cementation, etc.).

- Extraction of petrophysical parameters (shale volume, porosity, fluid saturation) from well-logging data.

- Application of the Winland empirical model to assess the influence of void-space structure on the porosity–permeability relationship and to calculate the effective pore radius.

- Rock typing using parameter R to statistically cluster intervals by void-size characteristics.

- Analysis of elastic properties: construction of plots of compressional wave velocity (V_p), shear wave velocity (V_s), and density (ρ) versus porosity, and determination of matrix parameters for each data cluster by extrapolating the trend lines to zero porosity.

- Identification of reservoir rock types: classification based on quantitatively defined internal structural characteristics, including the configuration and concentration of various void types.

- Refinement of correlations between petrophysical and elastic parameters for each identified reservoir rock type, aimed at developing predictive models of reservoir properties.

The *fourth* chapter presents results of the comprehensive petrophysical rock typing methodology for the Upper Viséan and Lower Viséan–Tournaisian formations applied to the study fields.

The author organized the data into two sets (Upper Viséan and Lower Viséan–Tournaisian deposits) and employed the classification parameter R within each set to

delineate seven reservoir-rock groups ($R = 1-7$) characterized by similar effective pore-radius intervals. Such pore-size-based typing facilitated the derivation of robust porosity–permeability correlation models for each group. A statistical evaluation of the dominant pore-radius distributions then uncovered the main traits of the pore-space structure in both formations.

After the first stage of petrophysical typing in the three wells of the Berezivske, Kotelevske, and Krasnokutske fields, 28 samples were compiled from 729 intervals. For each sample, the concentration of voids of various origins was quantified during void-type identification, and reservoir-rock types were evaluated. The author identified the following void-space characteristics in the studied intervals:

- Berezivske field: in the Upper Visean deposits, intergranular porosity predominates and microfractures are absent. In the Lower Visean–Tournaisian deposits, the proportion of secondary pores increases and a minor population of microfractures appears, indicating the development of a carbonate component.

- Kotelevske field: Both Upper Visean and Lower Visean–Tournaisian deposits exhibit intergranular pores, vugs, and fractures, indicating complex diagenetic conditions or heterogeneous sedimentation.

- Krasnokutske field: Upper Visean and Lower Visean–Tournaisian deposits display a more compact rock fabric (absence of large-pore type rocks), which may impede fluid flow; however, the presence of microfractures is expected to compensate.

Six rock-types were characterized in the Upper Visean interval (granular; granular-fractured; fractured-granular; vuggy-granular-fractured; fractured-vuggy-granular; vuggy-fractured-granular), with analogous diversity in the Lower Visean–Tournaisian except for the Krasnokutske field where only the vuggy-granular-fractured type was found.

Based on the comprehensive petrophysical-typing and rock-physics analysis, the author has defined characteristic acoustic-impedance (AI) and V_p/V_s intervals for the productive horizons in wells of the Berezivske, Kotelevske, and Krasnokutske fields:

- The productive intervals of the Upper Viséan deposits in the well of the Bereživske field consist of sandstones with acoustic impedance (AI) of $9600 \div 12500 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,58 \div 1,65$) and carbonates with AI of $12300 \div 15400 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,86 \div 1,92$).

- The productive intervals of the Lower Viséan–Tournaisian deposits in the well of the Bereživske field consist of sandstones with AI of $8500 \div 13400 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,60 \div 1,69$) and carbonates with AI of $12500 \div 14\ 500 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,86 \div 1,90$).

- The productive intervals of the Upper Viséan deposits in the well of the Kotelevske field consist of sandstones with AI of $10100 \div 12400 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,54 \div 1,66$) and carbonates with AI of $11\ 600 \div 15\ 000 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,84 \div 1,93$).

- The productive intervals of the Lower Viséan–Tournaisian deposits in the well of the Kotelevske field are composed predominantly of sandstones with AI of $12000 \div 15\ 000 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,81 \div 1,89$).

- The productive intervals of the Upper Viséan deposits in the well of the Krasnokutske field are composed predominantly of sandstones with AI of $10500 \div 12500 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,60 \div 1,70$).

- The productive intervals of the Lower Viséan–Tournaisian deposits in the well of the Krasnokutske field consist of carbonates with AI of $10500 \div 16000 \text{ g}\cdot\text{m}/\text{cm}^3\cdot\text{s}$ ($V_p/V_s - 1,80 \div 1,97$).

The author's integrated methodology for petrophysical rock typing has been successfully applied during testing of the structurally complex hydrocarbon reservoirs examined in this study. Its effectiveness is demonstrated by test results in which gas production was recorded from a layer with a pore-radius of $8,85 \mu\text{m}$ and fracture porosity of $0,9 \%$, within a total porosity of $9,4 \%$.

The results of this dissertation may be employed in further testing of the Upper Viséan reservoirs of this field group.

Thus, the author has developed a comprehensive methodology for rock typing of structurally complex hydrocarbon reservoirs in the Upper Viséan and Lower Viséan–Tournaisian formations, for building their petrophysical models, and has presented the implementation results in the form of summary tables.

Scientific novelty:

1. For the first time, based on the Winland empirical model a novel approach to petrophysical typing of structurally complex reservoir rocks in the Upper Viséan and Lower Viséan–Tournaisian formations of the central and northern marginal zone of the Dnipro-Donets Basin has been proposed.

2. An improved methodology for characterizing the pore-space structure of reservoir rocks, where the initial approximation of the mathematical model of reservoir intervals (or interval groups) incorporates previously determined effective pore-radius data from the Upper Viséan and Lower Viséan–Tournaisian formations of the central and northern marginal zone of the Dnipro-Donets Basin.

3. For the first time, the bounding limits of elastic parameters have been determined by taking into account the pore-space structure of hydrocarbon-saturated reservoirs in the Upper Viséan and Lower Viséan-Tournaisian formations of the central and northern marginal zone of the Dnipro-Donets Basin, enabling the identification of prospective intervals of structurally complex reservoir rocks by their acoustic properties.

4. The integrated workflow for constructing petrophysical models of structurally complex reservoir rocks has been adapted for the first time to the Upper Viséan and Lower Viséan-Tournaisian formations of the studied fields.

Keywords: petrophysical rock typing, pore-space structure, reservoir rocks, petrophysical parameters, well-logging, porosity coefficient, porosity and permeability properties, velocity of elastic waves, Dnipro-Donets Basin.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2024). Визначення ефективної пористості порід-колекторів за даними структури їх пустотного простору в візейських та турнейських відкладах Березівського родовища. Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 2 (105), 14-20. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.105.02> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*). (особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).

2. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2024). Петрофізична типізація складнобудованих порід-колекторів візейських та турнейських відкладів Березівського родовища на основі їхніх фільтраційно-ємнісних та пружних властивостей за методиками Вінланда та структури-геометрії пустот. Геофізичний журнал, 4 (46). <https://doi.org/10.24028/gj.v46i4.300816> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*). (особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).

3. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М., & Антонюк, В.В. (2023). Моделювання ефектів заміщення флюїду в візейських відкладах Яблунівського родовища на основі інтерпретації даних ГДС та петрофізики. Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 1 (100), 67-72. <https://doi.org/https://doi.org/10.17721/1728-2713.100.08> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*). (особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

1. Bulakh, O., Bezrodna, I., Yemets, V. (2022). Mathematical modelling of the Bashkir's and Serpukhiv's sandstones of the Yablunivske field based on petrophysical data // European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580234>. *(особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).*

2. Yemets, V., Bezrodna, I. (2023). Evaluation of the void space structure and reservoir properties of rocks in the visevian and turnaisian formations of the Berezhivske field of the Dnipro-Donetsk depression // European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520034>. *(особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).*

3. Bezrodna, I., Yemets, V. (2025). Features of the void space structure of Upper Visean and Lower Visean-Tournaisian reservoir rocks in the marginal zone of the Dnipro-Donets Basin// European Association of Geoscientists & Engineers. <https://eage.in.ua/wp-content/uploads/2025/04/Mon25-164.pdf>. *(особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).*

4. Булах, О.В., Безродна, І.М., Ємець, В.Ю. (2022). Розробка математичної моделі пісковиків башкірського та серпухівського ярусів свердловини № 500 Яблунівського родовища за петрофізичними даними. Ідеї та новації в системі наук про Землю: Збірник матеріалів ІХ Всеукраїнської молодіжної наукової конференції, Видавництво «ФОП Кравченко». К. 2022. 20-21 с. <https://gc.ignas.org.ua/wp-content/uploads/2022/08/%D0%97%D0%91%D0%86%D0%A0%D0%9D%D0%98%D0%9A-2022.pdf>. *(особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).*

5. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2024). Петрофізична типізація ущільнених порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин // авторська редакція збірника тез XIV Всеукраїнської молодіжної наукової конференції - школи «Сучасні проблеми наук про Землю. http://www.geol.univ.kiev.ua/docs/conf/2024/conf_univ_apr_2024.pdf. *(особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).*

6. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2022). Прогноз швидкості поперечної хвилі за даними геофізичних досліджень свердловин (на прикладі Яблунівського родовища Дніпровсько-Донецької западини). Ідеї та новації в системі наук про Землю: Збірник матеріалів ІХ Всеукраїнської молодіжної наукової конференції, Видавництво «ФОП Кравченко», К. 2022. 32-33 с. <https://gc.igs-nas.org.ua/wp-content/uploads/2022/08/%D0%97%D0%91%D0%86%D0%A0%D0%9D%D0%98%D0%9A-2022.pdf>. *(особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).*

7. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2023). Оцінка тріщинуватості ущільнених порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин (на прикладі Березівського родовища) // авторська редакція збірника тез XIII Всеукраїнської молодіжної наукової конференції - школи «Сучасні проблеми наук про Землю». http://www.geol.univ.kiev.ua/docs/conf/conf_univ_apr_2023.pdf. *(особистий внесок: автором опрацьовано геолого-геофізичні матеріали, проведено дослідження, сформовано висновки).*

ЗМІСТ

ВСТУП	23
РОЗДІЛ 1. МЕТОДИ ТИПІЗАЦІЇ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС ТА ПЕТРОФІЗИКИ	28
1.1. Методи виділення типів порід за даними геофізичних досліджень свердловин та вивчення керну	29
1.1.1. Петрофізичні методи типізації	30
1.1.2. Літологічні методи типізації	38
1.1.3. Літолого-петрофізичні методи типізації	41
1.1.4. Інтегровані методи петрофізичної типізації	44
1.2. Методи дослідження структури пустотного простору складноповбудованих порід-колекторів	46
1.2.1. Метод центрифугування	48
1.2.2. Метод напівпроникної мембрани	49
1.2.3. Метод ртутної порометрії	51
1.2.4. Метод рентгенівської мікротомографії	52
1.2.5. Метод ядерно-магнітного резонансу (ЯМР)	54
1.2.6. Метод акустичної інверсії	57
1.3. Дослідження фізики порід в задачах петрофізичної типізації	61
РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ЛІТОЛОГО-ПЕТРОФІЗИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕНЬ	64
2.1. Загальна характеристика об'єкту досліджень	64
2.2. Характеристика перспективних відкладів нижнього карбону центральної зони ДДЗ для Березівського родовища	65
2.3. Характеристика перспективних відкладів нижнього карбону центральної зони ДДЗ для Котелевського родовища	76
2.4. Характеристика перспективних відкладів нижнього карбону північної прибортової зони ДДЗ для Краснокутського родовища	83
РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ТИПІЗАЦІЇ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	92
3.1. Виділення перспективних інтервалів порід за даними геофізичних досліджень свердловин	92

3.2. Розробка методичного підходу до проведення петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів.....	98
3.2.1. Застосування петрофізичних методів типізації	99
3.2.2. Визначення структури пустотного простору з оцінюванням типів порід-колекторів.....	103
3.2.3. Аналіз фізики гірських порід	107
4. РЕЗУЛЬТАТИ ВПРОВАДЖЕННЯ КОМПЛЕКСНОЇ МЕТОДИКИ ПЕТРОФІЗИЧНОЇ ТИПІЗАЦІЇ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТІ ОЦІНЮВАННЯ ЇХНІХ ВЛАСТИВОСТЕЙ	111
4.1. Виділення петрофізичних типів порід-колекторів.....	111
4.1.1. Результати визначення петрофізичних типів порід-колекторів.....	111
4.1.2. Результати визначення структури пустотного простору порід-колекторів	124
4.1.3. Результати застосування фізики гірських порід	136
4.2. Комплексування результатів петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів.....	139
4.2.1. Березівське родовище	140
4.2.2. Котелевське родовище.....	149
4.2.3. Краснокутське родовище.....	155
4.3. Практичне впровадження результатів петрофізичної типізації	161
ВИСНОВКИ.....	166
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	171
ДОДАТОК А.....	184
ДОДАТОК Б	186

ВСТУП

Актуальність теми полягає в тому, що на сьогоднішній день приріст запасів нафти й газу, підтримка і збільшення видобутку пов'язані з складнобудованими колекторами, що характеризуються неоднорідною структурою пустотного простору, яка на пряму визначає колекторські властивості порід. Тому у теперішній час досить важливо прослідкувати закономірності внутрішньої будови порід-колекторів із їхніми фізичними властивостями, визначеними за даними геофізичних методів свердловин.

Питання тріщинуватості, кавернозності, ефективної пористості та кількісної оцінки структури пустотного простору порід нафтогазових комплексів має вийти на новий рівень дослідження, що дасть змогу приділити більше уваги ємнісним властивостям складнобудованих колекторів нафти та газу, які вивчати традиційними геофізичними методами досить важко. Тому необхідними є більш універсальні та сучасні методи оцінки якості пластів-колекторів. Важливо не тільки оцінити нафтогазонасиченість, але й визначити пропускну здатність пустотного простору породи, оскільки саме ці характеристики можуть ефективно охарактеризувати відновлювані запаси нафти та газу.

Зв'язок із науковими програмами, планами, темами. Робота виконана на кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка в межах тем її наукових досліджень, вона пов'язана з науковими дослідженнями, що проведені в рамках держбюджетної теми 0124U001204 «Геофізичні критерії виділення та оцінки продуктивності ущільнених порід-колекторів нафти і газу, як критичних для України корисних копалин», де автор брав безпосередню участь.

Метою дисертаційної роботи є проведення петрофізичної типізації складнобудованих порід за каротажними даними при дослідженні їх на колекторські властивості, в тому числі при визначенні структури їхнього пустотного простору та встановлення граничних меж пружних параметрів для

верхньовізейських та нижньовізейських-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ.

Задачі, що ставились в роботі:

- аналіз публікацій з тематики петрофізичної типізації порід-колекторів, вивчення структури пустотного простору порід, досліджень фізики порід;

- аналіз матеріалів по геологічній будові об'єкту досліджень, літологічних особливостей порід та їхніх петрофізичних властивостей у межах досліджуваного регіону;

- аналіз пружних властивостей порід візейського та турнейського ярусів;

- визначення петрофізичних властивостей та насичення перспективних інтервалів в розрізі досліджуваних свердловин верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової частини ДДЗ;

- кількісна оцінка структури пустотного простору порід-колекторів верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів при використанні даних визначення пружних властивостей;

- удосконалення методик типізації порід-колекторів на основі аналізу даних ГДС;

- проведення петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів за каротажними даними на основі емпіричної моделі Вінланда;

- побудова стійких кореляційних залежностей фільтраційно-ємнісних та пружних властивостей порід при їхній петрофізичній типізації за каротажними даними та виділення найбільш перспективних інтервалів.

Об'єктом дослідження є перспективні на поклади вуглеводнів верхньовізейські та нижньовізейсько-турнейські відклади центральної та північної прибортової зони ДДЗ.

Предметом дослідження є петрофізична типізація, а також особливості структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів та їхні петрофізичні властивості.

Методи дослідження. Статистичний аналіз використовувався при аналізі петрофізичних параметрів, оцінці зв'язків та залежностей між ними. Петрофізичні методи типізації використані для класифікації порід розрізу свердловин за показами каротажних кривих. Детерміністичний аналіз використаний для інтерпретації результатів ГДС. Був застосований алгоритм для визначення структури пустотного простору за пружними властивостями, що розроблений на кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» КНУ імені Тараса Шевченка, зокрема: Г.Т. Продайводою, С.А. Вижвою, І.М. Безродною та ін.

При виконанні дисертаційного дослідження широко використовувалися програмні продукти Techlog від Schlumberger.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Вперше для верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ запропоновано новий підхід до петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів, заснований на емпіричній моделі Вінланда.

2. Вдосконалено методику визначення структури пустотного простору порід-колекторів, де вперше при виборі початкового наближення математичної моделі пластів-колекторів (групи пластів) були використані дані попередньо визначеного ефективного радіусу пустот верхньовізейських та нижньовізейських-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ.

3. Вперше з врахуванням структури пустотного простору нафтогазонасичених покладів верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ визначено

граничні межі пружних параметрів, що дозволяє виокремлювати перспективні інтервали складнобудованих порід-колекторів за акустичними властивостями.

4. Розроблену комплексну методику для побудови петрофізичних моделей складнобудованих порід-колекторів вперше адаптовано для верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів досліджуваних родовищ.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що отримані результати можуть бути використані для удосконалення методики петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень в свердловинах, що забезпечує більш обґрунтовану оцінку їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей.

Визначені граничні межі пружних параметрів для нафтогазонасичених покладів можуть бути застосовані як додатковий критерій при виділенні перспективних інтервалів у розрізах свердловин під час промислово-геофізичних досліджень.

Результати роботи можуть бути використані при розробці та уточненні геолого-геофізичних моделей родовищ, плануванні подальших пошуково-розвідувальних робіт, а також під час підготовки матеріалів для підрахунку запасів нафти і газу у складнобудованих колекторах.

Особистий внесок здобувача. Основні теоретичні, методичні та практичні результати, висновки і наукова новизна, що представлені в роботі, отримані здобувачем особисто та висвітлені в опублікованих наукових працях. В роботах, виконаних разом із співавторами, здобувачу належить безпосередня участь у постановці задач досліджень та їх реалізації, обробці, інтерпретації та аналізі результатів експериментальних досліджень, підготовка висновків.

Апробація результатів дисертації.

Результати наукових досліджень, викладених у дисертації, доповідались на наукових та науково-практичних конференціях, а саме: XVI Міжнародна наукова конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану

середовища» (Київ, 2022); XVII Міжнародна наукова конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища» (Київ, 2023); XVII Міжнародна наукова конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища» (Київ, 2025); XIV Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю» (Київ, 2024); IX Всеукраїнська молодіжна наукова конференція (Київ, 2022); XIII Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю» (Київ, 2023).

За результатами дослідження опубліковано 3 – статті у наукових фахових виданнях України (у т.ч. 3 – у виданнях, що входять до міжнародних наукометричних баз); 7 – тез доповідей на наукових конференціях.

Структура та обсяг роботи. Робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, двох додатків, списку з 117 використаних джерел. Обсяг 216 сторінок, у тому числі 149 основного тексту, містить 18 таблиць, 37 рисунків.

Роботу виконано під керівництвом кандидата геологічних наук, старшого наукового співробітника, доцента кафедри геофізики Безродної Ірини Миколаївни, якій автор висловлює глибоку вдячність за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку. Автор висловлює подяку співробітникам ННІ «Інститут геології» КНУ імені Тараса Шевченка та відділ розробки родовищ ГПУ «Полтавагазвидобування» АТ «Укргазвидобування» за надання матеріалів для проведення даного дослідження.

РОЗДІЛ 1. МЕТОДИ ТИПІЗАЦІЇ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС ТА ПЕТРОФІЗИКИ

Складнобудовані породи-колектори (complex reservoir rocks) мають гетерогенні фізичні властивості, зумовлені поєднанням кількох видів пористості (первинної і вторинної) і неоднорідним розподілом фільтраційно-ємнісних властивостей. До таких порід часто відносять вапняки, доломіти або пісковики, які зазнали процесів цементації, розчинення тощо.

Ці породи можуть формуватися під впливом різних геологічних процесів, таких як доломітизація, розчинення карбонатів чи механічна деформація за рахунок тектонічних рухів середовищ. Їхня ефективність як колекторів залежить від здатності забезпечувати рух рідин через пори та тріщини.

Складнобудовані породи-колектори характеризуються досить неоднорідною структурою пустотного простору як по розрізу, так і по латералі, що обумовлено багатьма факторами. З одного боку, фаціальні умови накопичення відкладів досить різноманітні навіть в межах продуктивних відкладів окремо взятого родовища вуглеводнів, що призводить до формування широкого різноманіття структурно-текстурних особливостей порід і, відповідно, різкої зміни фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ). З іншого боку, особливості фізико-хімічних властивостей складнобудованих відкладів призводять до того, що породи легко піддаються процесам вторинних перетворень (вилуговуванню, тріщиноутворенню, кальцитизації, перекристалізації та ін.). Вплив постседиментаційних перетворень призводить до часткової або повної зміни первинних петрофізичних властивостей порід, сформованих на етапах седиментогенезу та раннього діагенезу. Більше того, для вторинних змін характерний не загальний, а вибіркового характеру дії вищезгаданих процесів.

Підрахунок запасів та проектування розробки покладів вуглеводнів у таких складнобудованих колекторах є доволі складним завданням і потребує застосування нестандартних рішень. Одним із підходів до петрофізичного моделювання складнобудованих колекторів є процес типізації, що полягає у виділенні типів порід у межах досліджуваних покладів.

1.1. Методи виділення типів порід за даними геофізичних досліджень свердловин та вивчення керну

Одним із перших відомих вчених, хто вивчав петрофізичні типи гірських порід на основі розподілу розмірів пустот був Archie G.E., який вперше дослідив зв'язок між статичними та динамічними петрофізичними параметрами порід. Archie G.E. в своїй роботі дав визначення терміну «петрофізичний тип» – товща порід, що піддавалася процесам вторинного перетворення (руйнування, цементация чи розчинення) з однаковими умовами формування (Archie, 1950).

Відповідно до Archie G.E., конкретний петрофізичний тип має певний розподіл пустот за розміром і, отже, характеризується репрезентативною кривою капілярного тиску та відносної проникності. Від розподілу пустот за розмірами напряму залежить пористість, в той час зв'язок проникності та водонасиченості від розміру пустот – більш складний.

Насправді петрофізичну типізацію порід можна ефективно використовувати для визначення неоднорідності колектора, для опису зон колектора та для прогнозуванні потоку рідини в колекторі.

Незважаючи на широке визнання вченими необхідності класифікації типів порід у розрізі продуктивних відкладів, на даний час немає конкретних методичних рекомендацій, що регламентують цей процес. Однак різними дослідниками розроблено досить широкий набір методів петрофізичної типізації, завданням яких є об'єднання порід у відносно однорідні групи за принципами

спільності ознак. Нижче представлений огляд найбільш відомих та широко застосовуваних методів петрофізичної типізації.

Усі методи виділення типів порід можна умовно розділити за класифікаційними ознаками на 4 групи: петрофізичні, літологічні, літолого-петрофізичні та інтегровані.

1.1.1. Петрофізичні методи типізації

В даних методах фізичні характеристики порід (структура та геометрія пустот, розмір каналів пустот та ін.) лежать в основі розподілу порід на класи. Дані методи користуються великою популярністю через їхній високий ступінь формалізації.

Виділення гідравлічних одиниць потоку (HFU). Одним із найбільш поширених і широко застосовуваних методів петрофізичної типізації є метод виділення гідравлічних одиниць потоку (Abdullah, 2019; Wong et al., 1984; Izadi & Ghalambor, 2013; Ferreira et al., 2015; Mirzaei-Paiaman et al., 2018; Lis-Śledziona, 2019; Jongkittinarukorn & Tiab, 1997). Дана концепція була розроблена в 1993 році Amaefule J.O. та ін. (Amaefule et al., 1993), згідно якої під гідравлічною одиницею потоку (від англ. HFU – hydraulic flow unit) приймають елементарний об'єм породи, всередині якого геологічні та петрофізичні властивості, що впливають на потік флюїду, взаємно співставлені між собою і відрізняються від властивостей інших об'ємів.

Відправною точкою концепції гідравлічних одиниць потоку стало рівняння Козені-Кармана, яке є найбільш вживаною емпіричною моделлю для визначення коефіцієнта проникності через особливості структури пустотного простору порід-колекторів (Антонюк, 2023).

$$K_{\text{пр}} = \frac{K_{\text{п}}^3}{f_s \tau_r^2 S_{\text{ф}}^2}, \quad (1.1)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності, м²; K_n - коефіцієнт пористості, ум. од.; f_s – емпіричний коефіцієнт, що залежить від форми перерізу фільтруючих каналів; τ_r – гідравлічна звивистість фільтруючих каналів, м/м; S_ϕ – питома поверхня фільтруючих каналів, м²/м³.

Зважаючи на те, що визначення гідравлічної звивистості та питомої поверхні фільтруючих каналів є дуже складним завданням, Amaefule J.O. та інші згрупували невідомі змінні в комплексний параметр – індикатор гідравлічної одиниці (від англ. FZI – flow zone indicator):

$$FZI = \frac{1}{f_s \tau_r^2 S_\phi^2} = \frac{RQI}{\phi_z}, \quad (1.2)$$

де RQI (reservoir quality index) – показник якості колектора, мкм; ϕ_z – показник нормалізованої пористості (normalized porosity index), ум. од.

RQI визначається виразом:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}, \quad (1.3)$$

Відношення об'єму порожнеч до об'єму твердої фази породи характеризує параметр ϕ_z , який визначається виразом:

$$\phi_z = \frac{K_n}{(1-K_n)} \quad (1.4)$$

На думку Amaefule J.O. та інших при відображенні значень RQI і ϕ_z на графіку в білогарифмічному масштабі точки, що характеризують значення досліджених зразків з близькими значеннями FZI будуть розташовуватися поблизу однієї прямої лінії і, отже, такі зразки будуть характеризуватися подібними ознаками фільтруючих каналів та формувати так звану гідравлічну одиницю потоку.

Для об'єднання порід у гідравлічні одиниці потоку використовують різні техніки: методи кластерного аналізу та нейронних мереж (Forest et al., 2019), метод глобальних класів гідравлічних одиниць GHE (від англ. GHE – global

hydraulic elements) (Corbett and Potter, 2004; Nooruddin & Hossain, 2011), метод дискретних петротипів DRT (від англ. DRT – discrete rock types) (Guo et al., 2005).

Corbett P.W.M. та Potter D.K. (Corbett and Potter, 2004) запропонували єдину систему гідравлічних одиниць потоку GHE, в якій використовувались узагальнені результати досліджень порід великої кількості родовищ. У межах цієї системи кожному класу відповідають чіткі межі FZI. У таблиці 1.1 наведено глобальні гідравлічні одиниці GHE і відповідні нижні межі FZI.

Таблиця 1.1. Нижні межі FZI для глобальних гідравлічних одиниць (GHE)
(Corbett and Potter, 2004)

GHE	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
FZI, мкм	48	24	12	6	3	1,5	0,75	0,375	0,1875	0,0938

Загальна формула для розрахунку нижніх меж FZI глобальних гідравлічних одиниць виглядає так (Amaefule et al., 1993):

$$FZI_i = 2FZI_{i-1}, \quad (1.5)$$

де FZI_i – пошукова нижня межа, відповідної глобальної гідравлічної одиниці, мкм; $2FZI_{i-1}$ – нижня межа попередньої глобальної гідравлічної одиниці, мкм.

Guo G. та інші (Guo et al., 2005) запропонували підхід до об'єднання порід з близькими значеннями FZI в групи – параметр DRT. Цей підхід заснований на перетворенні безперервної величини FZI в дискретну для того, щоб задати кожній комірці геологічної моделі конкретне значення DRT, а потім, маючи індивідуальні залежності проникності від пористості для кожного петрофізичного типу, відновити значення проникності для кожної комірки відповідно до виділеного типу. Перетворення безперервної величини FZI в дискретну здійснюється (посилання) шляхом округлення до цілого числа значення, отриманого за формулою (Guo et al., 2005):

$$DRT = 2 \ln(FZI) + 10,6. \quad (1.6)$$

На думку автора, метод дискретних петротипів (DRT) є ефективним підходом для класифікації порід-колекторів на основі їхніх гідравлічних властивостей. Використання DRT сприяє покращенню узгодженості петрофізичних і геологічних моделей, забезпечуючи більш стабільні залежності між пористістю та проникністю. Однак процес дискретизації може спричинити втрату частини інформації про дрібні неоднорідності порід, що слід враховувати при застосуванні цього методу.

Виділення петрофізичних типів на основі розміру каналів пустот. Згідно Archie G.E. (Archie, 1950) фундаментальною характеристикою, що визначає тип породи і впливає на такі петрофізичні властивості як пористість, проникність, залишкову водонасиченість, а також на вигляд кривої капілярного тиску, є розподіл пустот за розмірами.

Виділення петрофізичних типів на основі розміру каналів пустот так само, як і метод виділення гідравлічних одиниць потоку, досить активно застосовується дослідниками (Bagci, 2007; Palabiran, 2016, Aguilera, 2014).

Фундаментальною роботою в даному напрямі стала публікація Kolodzie S. (Kolodzie, 1980). В даній публікації були відображені результати дослідження, у якому було прокорельовано пористість, проникність і ефективний радіус пустот зразків при їх 30, 35, 40 і 50 %-му насиченні ртуттю в лабораторних умовах. Winland D. визначив, що найкращу кореляцію зі значенням пористості та проникності має ефективний радіус пустот при 35 %-му насиченні ртуттю. Взявши за основу дане співвідношення, Winland D. згенерував зв'язок між ефективним розміром пустот порід, коефіцієнтами їх пористості та проникності у вигляді рівняння, опублікованого Kolodzie S. (Kolodzie, 1980):

$$\log R_{35} = 0,732 + 0,588 \log K_{\text{пр}} - 0,864 \log K_{\text{п}}, \quad (1.7)$$

де R_{35} – ефективний радіус пустот, коли насичення пустотного простору ртуттю дорівнює 35 %, мкм.

Ще багато робіт було присвячено даній тематиці (Swanson, 1977; Swanson, 1981; Hartman and Coalson, 1990).

Pittman E.D. опублікував роботу (Pittman, 1989; Pittman, 1992), в якій розвинув підхід Winland D. Він використовував дані 202 зразків пісковиків різного віку відмінних формацій з визначеними коефіцієнтами пористості і проникності та результатами насичення ртуттю. Pittman E.D. вивів емпіричні рівняння, що зв'язують радіус каналів пустот (відповідні насичення зразків ртуттю від 10 до 75 % з кроком 5 %), коефіцієнти пористості та проникності. Найкращі результати (коефіцієнт кореляції $r = 0,926$) були отримані для радіусів R_{20} та R_{25} .

На думку автора, застосування методів виділення петрофізичних типів на основі розміру каналів пустот є досить ефективним способом, оскільки дає можливість швидко і ефективно оцінити фільтраційні властивості порід, що важливо для геологічного моделювання. Емпіричну модель Вінланда можна адаптувати під різні умови родовищ, якщо є достатньо даних для кореляційного аналізу. Проте при наявності порід із досить складною структурою пустотного простору емпірична модель може втратити свою ефективність.

Виділення петрофізичних типів методом PSG (від англ. PSG – pore structure and geometry).

Permadi P. і Susilo A. опублікували роботу (Permadi and Susilo, 2009), в якій на основі рівняння Козені-Кармана було виведено два показники – параметр геометрії пустот PG (від англ. PG – pore geometry), який також часто називають «середнім гідравлічним радіусом» та параметр структури пустотного простору PS (від англ. PS – pore structure). Параметр PG визначається виразом:

$$PG = \left(\frac{K_{пп}}{K_{п}} \right)^{0,5} . \quad (1.8)$$

Показник PS в їхній роботі визначається за формулою:

$$PS = \frac{K_{пр}}{K_{п}^3} \quad (1.9)$$

Науковцями доводиться, що якщо для кожного зразка розрахувати дані параметри і нанести результати на графік у білогарифмічному масштабі (по осі ординат відкласти показник PG, а по осі абсцис – PS), то точки, що лежать на одній прямій, будуть характеризувати один тип порід, який виділяється окремими типами пустот, що зокрема можуть бути аналогічними за параметрами: подібності геометрії пустот, їхнього розміру, розподілу, звивистості тощо (El-Khatib, 1995). У разі апроксимації таких даних степеневою функцією, показник ступеня 0,5 буде відповідати найпростішій структурі пустотного простору (модель капілярних трубок). Згідно Permadi P. та Susilo A., для карбонатних порід наявність каверн підвищує якісні ознаки петрофізичного типу (відповідно збільшується показник степеневої функції), і, навпаки, зі зменшенням частки каверн погіршується якість петрофізичного типу (отже, зменшується показник ступеня).

Wibowo A.S. та Permadi P., розвиваючи підхід до петрофізичної типізації методом PSG, на підставі значного обсягу експериментальних даних створили криву петротипів (Wibowo and Permadi, 2013), що дозволяє апіорно ділити зразки на групи, не залучаючи додаткових петрографічних досліджень (рис. 1.1). Дослідження Wibowo A.S. і Permadi P. вказують на те, що за графіком залежності параметра PG від параметра PS можна виділити зразки, для яких характерні активні мікротріщини, що роблять внесок у збільшення проникності. Параметри даних зразків розташовуються в межах виділених класів на одній апроксимуючій лінії, але на деякому віддаленні від основної маси точок.

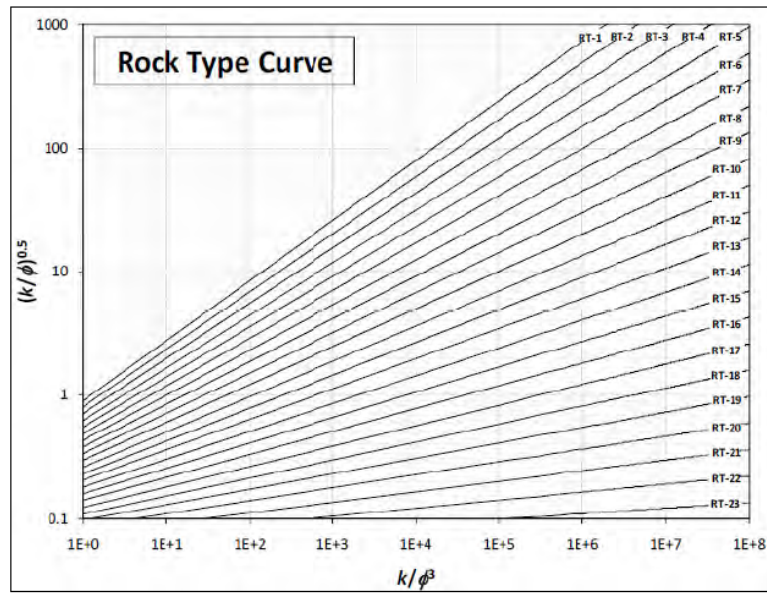


Рис. 1.1. Крива петрофізичних типів по методу PSG (Wibowo and Permadi, 2013), де по осі ординат відкладено показник PG, а по осі абсцис – PS

На думку автора, перевагою методу PSG є його здатність класифікувати породи за допомогою простих математичних виразів, що дає можливість швидко отримати інформацію про фільтраційно-ємнісні властивості порід. Однак для створення надійної кривої петротипів необхідно мати великий обсяг експериментальних даних, що може бути трудомістким і вимагати значних ресурсів.

Застосування J-функції Леверетта для петрофізичної типізації. Leverett M.C. запропонував безрозмірну функцію (названа згодом J-функцією Леверетта) для об'єднання результатів капіляриметричних досліджень на різних зразках керна з урахуванням їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЕС) та властивостей насичуючих рідин (Leverett, 1941). J-функція має вигляд:

$$J(K_B) = \frac{P_c \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{п}}}}{\sigma \cos \theta}, \quad (1.10)$$

де $J(K_B)$ – J-функція Леверетта (безрозмірна величина); P_c – капілярний тиск, Па; σ – поверхневий натяг на межі флюїдів, Н/м; θ – кут змочування, град.

Розраховані значення J-функції за версією Leverett M.C. відкладають на графіку з відповідними їм величинами коефіцієнтів водонасиченості та апроксимують степеневою функцією. Leverett M.C. проводив дослідження на шести зразках неконсолідованого піску, два з яких були глинистими. Він встановив, що J-функції двох груп (перша представлена чистими пісками, друга – глинистими) не узгоджуються між собою, що вказує на особливості будови пустотного простору.

Амух J.W. показав (Амух, 1960), що різні типи порід групуються в окремі класи при використанні J-функції Леверетта. Особливо це актуально для неоднорідних, складнобудованих порід, у розрізі яких визначення нафтонасиченості пропластків-колекторів неможливе через те, що розмір каротажного електричного зонда більший за товщину пропластка (карбонатні колектори).

Метод застосування J-функції Леверетта для петрофізичної типізації є важливим інструментом для аналізу фільтраційно-ємнісних властивостей порід, особливо в контексті досліджень капілярного тиску і властивостей насичуючих рідин. Однією з основних переваг є можливість класифікації різних типів порід за їх структурою порового простору, що допомагає визначити нафтонасиченість пропластків. Однак дана функція потребує багато вхідних даних, які часто дуже важко отримати у промислових умовах.

Інші методи петрофізичної типізації порід-колекторів, в цілому, засновані на статистичних кореляційних залежностях вимірних фізичних параметрів, і в даній роботі не розглядаються.

Одним із найбільш поширених напрямків дослідження петрофізичних властивостей складнобудованих порід-колекторів є вивчення їхніх фільтраційно-ємнісних залежностей. В Україні цим питанням займалося багато вчених, зокрема: Безродна І.М., Вижва С.А., Грицишин В.І., Федоришин Д.Д.,

Карпенко О.М., Онищук І.І., Старостін А.В. (Вижва et al., 2018; Вижива et al., 2020; Грицишин, 2012; Старостін, 2009; Федоришин et al., 2014).

Даними авторами проаналізовано вплив різноманітних факторів на величину коефіцієнта проникності. Слід зазначити, що застосування цих кореляційних моделей є надійними лише для порід із однорідною будовою пустотного простору, де простежується пряма залежність: із ростом пористості збільшуються ефективні радіуси фільтраційних каналів.

1.1.2. Літологічні методи типізації

У межах цієї групи методів основою для поділу порід на класи є якісні літологічні характеристики порід, а також генетичні особливості, що призвели до формування тих чи інших характеристик: генезис пустотного простору, вплив постседиментаційних процесів, наявність та тип основних елементів або зерен, структура цементуючої маси тощо.

Класифікація пористості карбонатних порід за Choquette P.W. і Pray L.C.

Choquette P.W. та Pray L.C. розробили класифікацію пористості карбонатних порід, що враховує генезис пустот, їх розмір, кількість, вплив на них постседиментаційних процесів (Choquette and Pray, 1970). Класифікація включає чотири характеристики, за якими відбувається опис пустотного простору карбонатних порід: основні типи пористості (Basic porosity types), генетичні фактори (Genetic modifiers), фактори розміру пустот (Size modifiers) та фактори кількості пустот (Abundance modifiers).

P.W. Choquette та L.C. Pray виділили 15 основних типів пористості, серед яких найбільш значущими (на їхню думку) є: міжчасткова (interparticle), внутрішньочасткова (intraparticle), міжкристалічна (intercrystal), слідова (moldic), фенестрова (fenestral), тріщинна (fracture) та кавернова (vug).

Виділені генетичні фактори об'єднані вченими в 3 групи: час утворення пустотного простору (time of formation), процес, що впливає на перетворення пустот (process), а також вид та обсяг перетворення пустот (direction or stage).

Choquette P.W. та Pray L.C. виділяють за розмірами мегاپори (від 4 до 256 мм), мезопори (від 1/16 до 4 мм) та мікропори (менше 1/16 мм).

Для кількісного опису пористості Choquette P.W. та Pray L.C. пропонують використовувати процентний вміст пустот у породі, відношення різних типів пористості, а також поєднання цих величин.

Структурна класифікація карбонатних порід Dunham R.J., доповнена Embry A.F. та Klovan J.E.

Дуже поширеною у практиці петрографічних досліджень карбонатних колекторів є класифікація Dunham R.J., доповнена Embry A.F. та Klovan J.E. (рис. 1.2) (Dunham, 1961; Embry and Klovan, 1971). Класифікація є структурною та враховує такі фактори як наявність та тип основних елементів або зерен, їх співвідношення з цементуючою масою.

На початковому етапі поділ порід відбувається за можливістю встановлення первинних осадових структур. Якщо первинні структури не можуть бути встановлені, то породи поділяються за фізичними показниками структурних елементів: розміром та морфологією кристалів і т.д. Якщо первинні компоненти можуть бути встановлені, то породи поділяються на два типи в залежності від того, чи були пов'язані між собою первинні компоненти в ході осадконакопичення чи ні. Породи, чийі структурні елементи були пов'язані в процесі осадження (автохтонний вапняк), об'єднуються в групу баундстоунів (від англ. boundstone – зв'язана порода). Подальший поділ баундстоунів на бафлстоун (від англ. bafflestone – бар'єрна порода), байндстоун (від англ. bindstone – цементуюча порода) та фреймстоун (від англ. framestone – каркасна порода) засновано на типах скелета основного каркасоутворюючого біокомпонента.

Породи, чий первинні компоненти не були пов'язані під час осадження, поділяються далі залежно від розміру формених елементів (зерен) на два типи: перший - формені елементи (зерна) мають розмірність до 2 мм, другий - більше 10 % формених елементів мають розмір більше 2 мм. Далі за вмістом мулистого матеріалу, розташуванню зерен та їх розміром породи остаточно діляться на мадстоун (від англ. mudstone – мулова порода), вакстоун (від англ. wackstone – глиниста порода), пакстоун (від англ. packstone – ущільнена порода), грейнстоун (від англ. grainstone – зерниста порода), флаутстоун (від англ. floatstone – брекчієподібна порода) та рудстоун (від англ. rudstone – грубоуламкова порода).

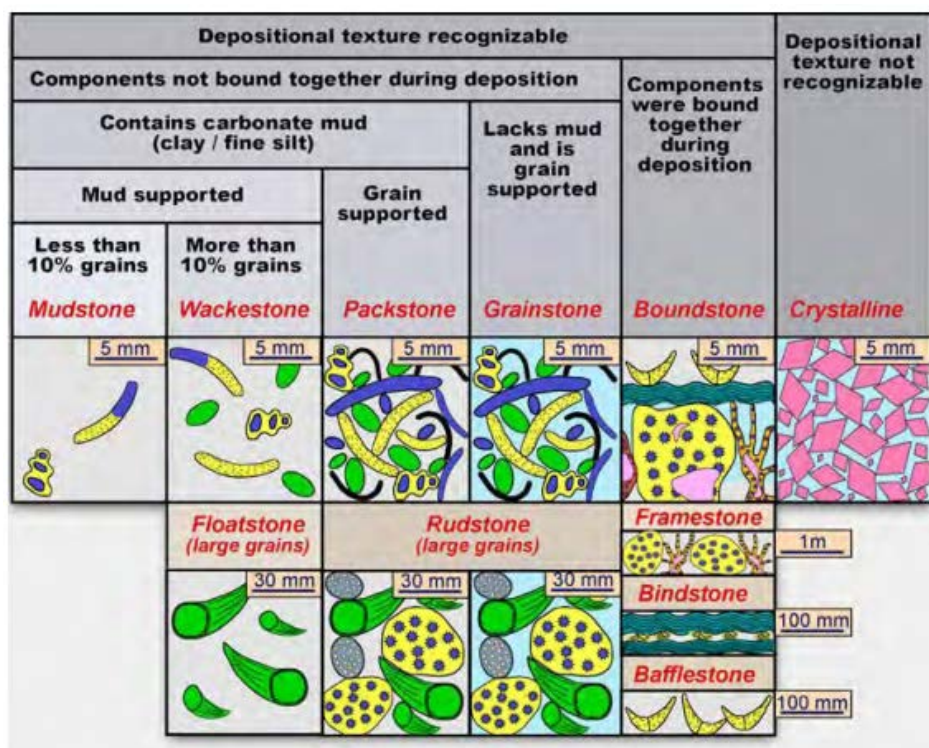


Рис. 1.2. Структурна класифікація Dunham R.J., доповнена Embry A.F. та Klovan J.E. (Dunham, 1961; Embry and Klovan, 1971)

На думку автора, літологічні методи типізації надзвичайно важливими для геолого-петрофізичних досліджень, оскільки вони дають змогу структуровано аналізувати породи, прогнозувати їх поведінку для різних умов осадконакопичення і оцінювати їхні колекторські властивості.

1.1.3. Літолого-петрофізичні методи типізації

Взаємозв'язок літологічних (структурно-текстурних) характеристик і петрофізичних властивостей порід лежить в основі виділення типів порід методами даної групи. Літолого-петрофізичними залежностями займалося багато вчених Chilingarian G., Choquette P., Neithalath N., Monk G. D., Pray L., Schopper J., Van Baaren, Weyl P., Багринцева К. І. (Choquette & Pray, 1970; Neithalath et al., 2010; Nelson, 1994; Багринцева, 1999; Herron, 1987).

Класифікація карбонатних порід Archie G.E.

G.E. Archie запропонував свій варіант класифікації карбонатних порід, основою якого стали структурні характеристики порід і особливості будови пустотного простору (розподіл пустот за розмірами) (Archie, 1950).

Класифікація складається з двох частин: структурні особливості матриці породи і характер пустотного простору. За структурними характеристиками породи поділяються на три типи: Type I (щільна кристалічна порода), Type II (порода з дрібнозернистою структурою) і Type III (порода з крупнозернистою структурою). За характером видимого пустотного простору породи поділяються на 4 класи: Class A (порода без явних пустот під мікроскопом з 10-кратним збільшенням, або з пустотами розміром менше 0,01 мм в діаметрі), Class B (породи з пустотами більше 0,01 мм, але менше 0,1 мм), Class C (породи з пустотами більше 0,1 мм, але менше розміру шламу), Class D (видима пористість, про що свідчить зростання вторинних кристалів на поверхні шламу або ознаки вторинних перетворень, що відображають тріщинні або кавернові канали; породи, в яких розмір пор більше розміру шламу).

Також Archie G.E. на великій кількості зразків показав, що ці типи порід характеризуються певними петрофізичними властивостями (пористість, проникність, капілярний тиск, питомий електричний опір), показами ГДС, петрофізичними зв'язками.

Структурно-петрофізична класифікація карбонатних порід Lucia F.J.

Lucia F.J. запропонував методику типізації (Lucia, 1995), засновану на взаємозв'язку структурних характеристик та петрофізичних властивостей карбонатних порід. Для визначення зв'язку петроструктур та петрофізичних параметрів пустотний простір пропонується розділяти на міжчасткову (interparticle) та кавернову (vuggy) пористість. Останню Lucia F.J. розділив на два типи: пористість, пов'язана з ізольованими кавернами (separate), та пористість, обумовлена взаємопов'язаними кавернами (touching). Ізольовані каверни з'єднуються між собою за допомогою мережі пустот, тоді як взаємопов'язані каверни з'єднані одна з одною безпосередньо.

Lucia F.J. встановив, що петрофізичні властивості міжзернового пустотного простору пов'язані з розміром і сортуванням частинок, а також величиною міжзернової пористості. Він запропонував розділити карбонатні породи на три класи. Основою класифікації стала трохи модифікована структурна класифікація Dunham R.J.: автор запропонував ділити породи на переважно зернисті та переважно глинисті. Узагальнивши великий обсяг експериментальних даних, Lucia F.J. з використанням багатовимірної регресійної аналізу вивів рівняння, що пов'язує параметри, що описують проникність, пористість та структурні особливості породи (Lucia, 1995; Jennings & Lucia, 2003):

$$\log K_{пр} = 9,7982 + 12,0838 \log RFN + (8,6711 - 8,2965 \log RFN) \log K_{п}, \quad (1.11)$$

де RFN (від англ. RFN – rock fabric number) – структурний індекс, у.о.

Для першого класу параметр RFN змінюється від 0,5 до 1,5, другого – від 1,5 до 2,5 і третього – від 2,5 до 4.

Для порід, що характеризуються наявністю ізольовано-кавернової пористості, Lucia F.J. встановив, що ця ізольовано-кавернова пористість додає внесок до міжзернової пористості, але не викликає значного збільшення проникності.

Класифікація піщано-алевролітових колекторів Ханіна.

Широко використовуваною класифікацією теригенних колекторів є класифікація Ханіна (Ханін, 1969).

Ханін виділив класів колекторів (від I до IV), представлених пісковиками та алевролітами певного гранулометричного складу; для кожного класу визначено інтервали значень ефективної пористості та проникності по газу, а також здійснено оцінку колекторів за їх проникністю та ємністю.

Таблиця 1.2. Класифікація піщано-алевролітових колекторів (Ханін, 1969)

Клас	Назва породи за переважною гранулометричною фракцією	Ефективна пористість, %	Проникність по газу, мкм ²	Оцінка колектора за проникністю та ємністю
I	Пісковик середньозернистий Алевроліт дрібнозернистий	16,5	≥1	дуже висока
		29		
II	Пісковик середньозернистий Алевроліт дрібнозернистий	15–16,5	0,5–1	висока
		26–29		
III	Пісковик середньозернистий Алевроліт дрібнозернистий	11–15	0,01–0,5	середня
		20,5–26,5		
IV	Пісковик середньозернистий Алевроліт дрібнозернистий	5,8–11	0,001–0,01	знижена
		12–20,5		
V	Пісковик середньозернистий Алевроліт дрібнозернистий	0,5–5,8	0,0001–0,001	низька
		3–12		
VI	Пісковик середньозернистий Пісковик дрібнозернистий Алевроліт грубозернистий Алевроліт дрібнозернистий	0,5	<0,0001	колектор не має промислового значення
		2		
		3,3		
		3,6		

Літолого-петрофізичні методи типізації, на думку автора, є одним із найефективніших підходів для класифікації колекторів нафти й газу. Вони дозволяють не тільки описати літологічний склад, а й пов'язати його з петрофізичними параметрами (пористістю, проникністю, насиченістю флюїдами), що критично важливо для оцінки продуктивності пластів.

1.1.4. Інтегровані методи петрофізичної типізації

Дані методи виділено в окрему групу у зв'язку з тим, що в рамках інтегрованих підходів неможливо виявити переважну класифікаційну ознаку, за якою здійснюється виділення петрофізичних типів порід.

Дана група методів відокремена від інших через те, що вони мають особливий підхід з неможливим встановленням переважаючої класифікаційної ознаки, за якою здійснюється виділення петрофізичних типів порід. Інтегровані методи використовують великий об'єм даних, отриманих в результаті досліджень керн, геофізичних досліджень свердловин (ГДС), геолого-технологічних досліджень (ГТД) тощо.

Інтегрований метод Skalinski M. та ін.

Skalinski M. та інші (Saneifar et al., 2015; Skalinski, 2013; Skalinski et al., 2010) запропонували свій підхід до виділення петрофізичних типів карбонатних порід, який є інтегрованим і заснований на комплексному використанні великої кількості даних (результати стандартних та спеціальних досліджень керн, розширений комплекс ГДС). Весь процес петрофізичної типізації Skalinski M. та ін. розбили на 8 послідовних кроків:

1. Аналіз даних (Data Scenario): збір необхідної інформації для виділення петрофізичних типів (результати досліджень керн, ГДС);
2. Виділення осадових типів порід (Depositional Rock Typing): виділення типів осадових порід за літологічним принципом, які можуть бути спрогнозовані

за даними ГДС. Осадові літологічні типи виділяються, виходячи з особливостей осадконакопичення та розвитку процесів вторинного перетворення;

3. Виділення типів колектора – вплив процесів діагенезу (Reservoir Typing – effect of Diagenesis): оцінка ступеня впливу на колекторські властивості постседиментаційних процесів і відповідне виділення типів колектора (осадовий – властивості контролюються осадовим типом породи, проміжний – властивості контролюються як осадовими, так і діагенетичними процесами, діагенетичний – властивості контролюються переважно діагенетичними процесами). При цьому у разі наявності тріщинуватості, типам присвоюються класи тріщин по Nelson R.A. (Nelson, 2001).

4. Виділення типів пустот (Pore Typing): типізація пустотного простору;

5. Визначення петрофізичних типів порід (PRT Definition): на підставі результатів, отриманих у ході виконання перерахованих вище кроків;

6. Виділення петротипів у всіх свердловинах та контроль якості за допомогою карт: розробка алгоритмів або моделей прогнозу петрофізичних типів, визначення типів у розрізах усіх свердловин, контроль якості та побудова просторових трендів та залежностей;

7. Оцінка виділених петрофізичних типів за динамічними даними (Dynamic Validation of PRTs): метою даного етапу є підтвердження (або непідтвердження) наявності зв'язку виділених петрофізичних типів із характеристиками потоку;

8. Розподіл петрофізичних типів та просторова оцінка (PRT Distribution and Spatial Validation): просторовий розподіл петрофізичних типів у 3D моделі на основі побудови трендів та просторових взаємозв'язків.

Інтегрований підхід до петрофізичної типізації Salman S.M. та Bellah S.

Salman S.M. та Bellah S. у 2009 році запропонували комплексний підхід до виділення типів порід формації Мішриф на одному із шельфових родовищ Абу-Дабі (Salman and Bellah, 2009). Як вихідна інформація Salman S.M. та Bellah S. використовували результати петрографічних та петрофізичних досліджень.

Просторовий розподіл виділених петротипів був заснований на концептуальній моделі формації Мішриф, побудованої із застосуванням свердловинних даних, результатів дослідження відслонень, а також даних сейсмозвідки 3D. Процес петротипізації включає 8 послідовних кроків:

1. Виділення літофацій та встановлення їх взаємозв'язку на основі макро- та мікропетрографічних досліджень керна (розмір зерен, їх тип, сортування тощо);
2. Визначення структури пустот (тип та розмір);
3. Визначення діагенетичних перетворень відкладень (вилуговування, цементация);
4. Встановлення петрофізичних характеристик кожної літофації на основі вивчення проникності та пористості, а також їх зв'язку;
5. Виділення петрофізичних типів: об'єднання подібних літофацій з близькими петрофізичними ознаками;
6. Перевірка виділення петротипів за даними про розподіл порових каналів (дослідження методом ртутної порометрії);
7. Перевірка виділення петротипів за кривими капілярного тиску.

На думку автора, інтегровані методи типізації є ефективним підходом, що поєднує дані керна, ГДС, ГТД та сейсмозвідки для комплексної оцінки колекторів. Вони дозволяють враховувати як осадові особливості, так і діагенетичні процеси, підвищуючи точність моделювання резервуарів. Хоча ці методи потребують значних обчислювальних ресурсів і якісних вхідних даних, їх застосування особливо корисне для складних і неоднорідних колекторів.

1.2. Методи дослідження структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів

Наявність пустот різного походження та форми (пори, каверни, тріщини) у гірських породах визначає їхню здатність накопичувати та утримувати флюїди,

що робить їх потенційними колекторами. Характеристики пустотного простору впливають на фільтраційні та ємнісні властивості порід, зокрема на їхню пористість і проникність, що, в свою чергу, визначає розподіл вуглеводнів у покладах. Тому вивчення структури пустотного простору продуктивних відкладів є ключовим для точного підрахунку запасів нафти та газу, а також для розробки оптимальної стратегії їх видобутку.

Щоб повністю дослідити будову складнобудованих колекторів, необхідні спеціальні методики та різноманітні програмні засоби.

Виділяють два основні підходи до вивчення структури пустотного простору порід (Добринін, 2004): прямі (з прямим дослідженням керну) та опосередковані (за обробкою результатів петрофізичних досліджень зразків).

Лабораторний аналіз керну є єдиним прямим методом отримання даних про структуру пустотного простору порід. На сьогодні існує широкий спектр лабораторних методів для його дослідження, кожен із яких має свої особливості, переваги та обмеження. Зокрема, це методи напівпроникної мембрани, ртутної і водної порометрії, капілярметричних досліджень із використанням центрифугування, адсорбції, з оптичними засобами та капілярним насиченням зразка люмінофором, електронно-мікроскопічні, насичення пустотного простору кольоровими смолами, з використанням оптичних і електронних мікроскопів та інш.

Всі прямі методи є недостатньо точними і є складними в реалізації. Що стосується опосередкованих методів, то серед них найбільш інформативними є акустичні, в основу яких покладено аналіз залежностей пружних та акустичних властивостей від ємнісних петрофізичних характеристик.

Вивченню фізичних властивостей порід-колекторів на зразках керну, їх структури пустотного простору присвячені роботи багатьох дослідників: Г.М. Авчяна, К.І. Багринцевої, Я.Н. Басіна, І.М. Безродної, С.А. Вижви, В.І. Грицишина, В.А. Новгородова, В.І. Петерсілье, В.М. Дахнова,

Б.Ю. Вендельштейна, І.П. Дзєбаня, В.М. Добриніна, В.М. Ільїнського, В.Ф. Індутного, С.С. Ітенберга, І.К. Куровця, Ю.А. Лімбергера, Є.Е. Лук'янова, Л.М. Марморштейна, М.Ю. Нестеренко, Г.І. Петкевич, Г.Т. Продайводи, В.О. Федішина, В.І. Шеленко, О.В. Шеремети, Г.А. Шнурмана та інших. Ці дослідження включають визначення фільтраційних властивостей, структури пустотного простору, експериментальні дослідження електричних і акустичних властивостей в атмосферних умовах та умовах високих тисків і температур. Кінцевою метою всіх цих досліджень є побудова залежностей керн-керн для визначення ємнісних характеристик через петроакустичні і петроелектричні параметри (Добринін та ін., 2004).

Опосередковані методи, що використовуються для якісної і кількісної оцінки типів пустот: рентгенівської мікротомографії; ядерно-магнітний метод; метод акустичної інверсії та ін. (Gong et al., 2016; Wu et al., 2018; Lai et al., 2016; Zhang et al., 2016; Clarkson et al., 2013).

1.2.1. Метод центрифугування

Процес витіснення води повітрям або вуглеводневою рідиною в центрифугу відбувається завдяки подоланню капілярних тисків, що виникають під впливом сил поверхневого натягу в порових каналах, а також дії відцентрової сили, яка створюється під час обертання зразка керна. Максимальна швидкість обертання ротора сучасних ультрацентрифуг може досягати 20 000 об./хв (Slobod, 1951). Крім того, вони оснащені стробоскопічним пристроєм, який дозволяє визначати об'єм витісненої рідини на кожному етапі без зупинки центрифуги.

Будують залежність величини водонасиченості зразка від величини капілярного тиску. Використовують для розрахунків рівняння Лапласа

$$p_k = 2 \sigma \cos\theta / r \quad (1.12)$$

де σ — поверхневий натяг на межі змочуючої фази та незмочуючої фази; r — радіус капіляра; θ — кут змочування, для гідрофільної поверхні $\theta < 90^\circ$.

З наведеного рівняння розраховують ефективні діаметри пустот, які відповідають кожній точці капілярного тиску p_k , а за зміною водонасиченості — відносний вміст цих пустот в об'ємі породи. Будують графік розподілу пустот у зразку за їх розмірами (Безродна та Гожик, 2018).

Головною перевагою цього методу є його оперативність. Обертання зразків при кожній заданій швидкості має тривати 1 годину, тоді як у методі напівпроникної мембрани, наприклад, витримка на кожному етапі тиску становить 3–4 доби.

Однак метод центрифугування має певні обмеження. По-перше, він не підходить для дослідження слабкоконсолідованих кернових зразків. По-друге, відсутня єдина методика розрахунку капілярного тиску та поточної водонасиченості. По-третє, через нерівномірний розподіл водонасиченості вздовж довжини зразка вимірювання питомого електричного опору після центрифугування є некоректним.

1.2.2. Метод напівпроникної мембрани

Одним із найпоширеніших методів визначення структури пустотного простору на основі вимірювання капілярного тиску є метод напівпроникної мембрани. Дослідження проводяться як на окремих зразках (індивідуальна капіляриметрія), так і на кількох одночасно (групова капіляриметрія). Вимірювання в групових капіляриметрах здійснюються в атмосферних умовах у системі газ-вода. Під час визначення капілярного тиску в індивідуальному капіляриметрі можливо створити термобаричні умови, що моделюють пластові, в системі вуглеводнева рідина-вода (Tiab, Donaldson, 2016).

Під час експерименту імітується процес заповнення пастки мігруючими вуглеводнями: із початково водонасиченого колектора відбувається витіснення води (Tiab, Donaldson, 2016). Метод передбачає розміщення зразків керну в герметичній камері на напівпроникну мембрану. Як мембрани використовуються

керамічні, фарфорові або інші пластини з гідрофільними порами, розміри яких значно менші за середні пори зразка. Поступове підвищення тиску в камері призводить до витіснення незмочуваної фази (газу або вуглеводневої рідини) спочатку з великих пор, а зі збільшенням тиску – із дрібніших. Кількість ступенів підвищення тиску має визначитися фільтраційно-ємнісними характеристиками, але становити не менше п'яти. Підвищення тиску триває доти, доки не припиняється приріст витісненого об'єму води або поки надлишковий тиск не наблизиться до значення, що дорівнює тиску прориву мембрани (Вгусе, 1947). Розрахунки проводяться аналогічно з попереднім методом за рівнянням (1.12).

Серед переваг методу напівпроникної мембрани можна відзначити наступні (Tiab, Donaldson, 2016):

- рівномірний розподіл залишкової водонасиченості вздовж керна (на відміну від центрифугування), що дозволяє вимірювати в майбутньому питомий електричний опір і будувати залежність параметра насичення від водонасиченості, необхідну для інтерпретації даних електричного каротажу;

- метод є неруйнівним;

- у груповому капіляриметрі є можливість одночасного дослідження великої кількості зразків;

- у випадку індивідуального капіляриметра можна проводити експерименти в термобаричних умовах, а також здійснювати оперативний моніторинг насиченості та електричного опору.

Основним недоліком методу є тривалість експерименту. Як правило, час стабілізації на кожному етапі підвищення тиску в груповому капіляриметрі становить 3–4 доби, унаслідок чого зняття всієї кривої капілярного тиску може займати понад місяць. Крім того, надлишковий тиск, обмежений тиском прориву мембрани, не завжди є достатнім для отримання повної кривої капілярного тиску

(крива не виходить на асимптоту), що є особливо актуальним для малопроникних порід.

Ще одним істотним недоліком є те, кут змочування θ під час інтерпретації капіляриметричних досліджень приймають рівним 0° (тобто $\cos \theta = 1$, усі порові канали вважаються гідрофільними). Однак для складнобудованих порід із полімінеральним складом таке припущення може спричинити значні помилки у визначенні розподілу порових каналів за розмірами через варіабельність поверхневих властивостей всередині зразка.

1.2.3. Метод ртутної порометрії

Метод ртутної порометрії, поряд із методами центрифугування та напівпроникної мембрани часто використовується для аналізу структури пустотного простору гірських порід.

Суть методу полягає в тому, що досліджуваний зразок породи, попередньо екстрагований і висушений, поміщають у герметичну камеру, де створюється вакуум. Після цього камера заповнюється ртуттю і поступово підвищується тиск. Під дією підвищеного тиску ртуть починає проникати у пори зразка, при цьому заповнення відбувається в порядку зменшення розміру пустот: спочатку заповнюються найбільші пори, а з подальшим зростанням тиску – дрібніші. В ході експерименту реєструється об'єм ртуті, що проникла в зразок, як функція прикладеного тиску (McPhee et. al., 2015).

Перевагами методу є:

- швидкість проведення аналізу – отримання повної кривої капілярного тиску можливе протягом 3–4 годин;
- здатність до високого тиску – дозволяє заповнити весь об'єм пор навіть у низькопроникних відкладах;

- висока роздільна здатність – велика кількість етапів підвищення тиску дає змогу отримати детальний розподіл пор за розмірами;

- постійний кут змочування – кут змочування ртуттю зазвичай становить 130° , що мінімізує похибки у визначенні порового розміру, спричинені неоднорідною змочуваністю порід.

Обмеження та недоліки:

- висока токсичність ртуті – необхідність дотримання суворих правил безпеки при роботі;

- відсутність змочувальної фази – ртутна порометрія не дозволяє визначати коефіцієнт залишкової водонасиченості, оскільки у системі використовується повітря як змочувальна фаза;

- руйнівний характер аналізу – після дослідження частина ртуті залишається в зразку, що унеможлиблює його подальше використання в інших експериментах;

- обмеження за розміром зразків – сучасні прилади дозволяють досліджувати зразки розміром не більше 25×25 мм, що може впливати на коректність результатів для неоднорідних порід через прояв масштабних ефектів (McPhee et. al., 2015).

1.2.4. Метод рентгенівської мікротомографії

Метод рентгенівської томографії почав застосовуватися у нафтовій геології з 1980-х років (Vinegar, 1986). Останні десятиліття він набув широкого поширення у зв'язку з розвитком концепції «Цифрового керна» (Arns et. al., 2004). В її основі лежить створення цифрової моделі керна на основі рентгенівської томографії та інших методів, що дозволяє прогнозувати петрофізичні властивості продуктивних відкладів.

Формування рентгенівського випромінювання в лабораторних умовах здійснюється у спеціальній розрядній трубці, що містить два електроди: катод (негативний) у вигляді вольфрамової нитки та анод (позитивний) у формі металевої пластини, розташованої під кутом. При подачі електричного струму катод розігрівається, що призводить до випромінювання електронів, які спрямовуються до анода. Гальмування електронів на аноді спричиняє утворення рентгенівських променів, що фокусуються спеціальною мішенню і спрямовуються на досліджуваний зразок. Більшість сучасних томографів оснащені обертовим столиком, на який розміщують зразок. У ході сканування отримується серія двовимірних знімків, що відображають розподіл поглинання рентгенівських променів у зразку. Ступінь поглинання залежить від густини матеріалу: пористі поглинають менше випромінювання, ніж більш щільні ділянки. Подальша комп'ютерна обробка знімків за допомогою математичних алгоритмів дозволяє отримати тривимірну модель внутрішньої структури зразка. Важливо зазначити, що процес реконструкції зображень вимагає значних обчислювальних ресурсів.

Рентгенівська томографія використовується для аналізу ядерного матеріалу різних розмірів.

Переваги методу рентгенівської томографії:

- неруйнівний характер досліджень – метод не пошкоджує керн, що дозволяє проводити подальші експерименти на тих самих зразках та поєднувати результати з іншими методами аналізу.

- оперативність – рентгенівська томографія забезпечує швидку оцінку пустотного простору, дозволяючи визначити пористість, наявність каверн, тріщин, а також вибрати оптимальні ділянки для відбору стандартних зразків;

- можливість динамічних досліджень – метод дає змогу відстежувати процеси витіснення флюїдів у поровому просторі та оцінювати відносні фазові проникності.

Основним обмеженням методу є залежність роздільної здатності від розміру зразка. Достовірне відтворення структури пустотного простору потребує максимальної роздільної здатності томографа, яка досягається при дослідженні малих зразків (менше 30 мм) або локальних зон. Однак, для неоднорідних колекторів це може спричинити похибки при масштабуванні результатів на весь пласт через анізотропні ефекти та масштабну мінливість пустотного простору (Arns et. al., 2004).

1.2.5. Метод ядерно-магнітного резонансу (ЯМР)

З другої половини ХХ століття явище ядерного магнітного резонансу (ЯМР) широко застосовується для вивчення петрофізичних властивостей нафтових і газових порід-колекторів як у лабораторних умовах, так і безпосередньо у свердловинах під час виконання ядерного магнітного каротажу. Крім того, метод використовується для дослідження фізико-хімічних характеристик пластових флюїдів (Coates, 1999; Hansen & Skjeltorp, 1988; Pape et al., 1999).

ЯМР-аналіз гірських порід ґрунтується на явищі резонансного поглинання електромагнітної енергії ядрами атомів водню. Багато атомних ядер мають власний магнітний момент, що виникає внаслідок обертання позитивно заряджених частинок – протонів. Дослідження гірських порід та флюїдів методом ЯМР базується на реакції ядер атомів водню, що містять один протон. Завдяки порівняно великому магнітному моменту ядра водню створюють достатньо сильний сигнал, а їхня висока концентрація у воді та вуглеводнях забезпечує широкий діапазон застосування методу (Coates, 1999).

В обертальному русі протон можна розглядати як електричний контур, що генерує магнітне поле (або магнітний момент), яке має два полюси – північний і південний – розташовані вздовж осі його обертання (Джафаров, 2002). Таким чином, ядро водню можна вважати своєрідним мікроскопічним магнітом, вісь якого збігається зі спіновою віссю ядра (Coates, 1999).

Змінне магнітне поле виникає під впливом змінного електричного поля, яке створюється за допомогою електромагнітної котушки. Якщо до системи прикласти магнітне поле, перпендикулярне до статичного поля, вектор об'ємної намагніченості групи протонів змінює свій напрям на перпендикулярний до початкового. При цьому протони поглинають енергію і переходять у збуджений, високоенергетичний стан.

Застосування змінного магнітного поля також призводить до того, що магнітні моменти ядер починають прецесувати у двох взаємно перпендикулярних напрямках. Цей процес резонансного поглинання електромагнітної енергії, зумовлений переорієнтацією магнітних моментів ядер, називається ядерним магнітним резонансом (Джафаров, 2002).

Однією з основних петрофізичних характеристик, що отримується під час ЯМР-досліджень колекторів нафти і газу, є пористість. За умови повного насичення породи-колектора вуглеводнями, їх об'єм дорівнює об'єму пустотного простору. Початкова амплітуда ЯМР-ехо-сигналу пропорційна кількості протонів водню, що містяться у порових флюїдах у зоні дослідження, і, відповідно, характеризує пористість досліджуваної породи (Kenyon et al., 1988).

При визначенні пористості методом ЯМР необхідно враховувати водневий індекс рідини, яка насичує пори. Він визначається як відношення об'ємної атомної концентрації водню в рідині до його концентрації в прісній воді за нормальних умов. У лабораторній практиці як рідину зазвичай використовують модель пластової води, яка, як правило, являє собою розчин хлориду натрію (NaCl) з певною мінералізацією (Coates, 1999).

Під час проведення лабораторних ЯМР-досліджень, як правило, вимірюють час поперечної релаксації T_2 , оскільки релаксація протонів у поперечному напрямку відбувається швидше, ніж у повздовжньому. Це суттєво скорочує тривалість експерименту.

Відомо, що за умов повного насичення зразка керну одним флюїдом з відомим водневим індексом та відсутності градієнта магнітного поля, домінуючим механізмом релаксації ядер є поверхнева релаксація, яка відбувається на стінках пустот. У разі повного заповнення пустотного простору водою та відсутності градієнта магнітного поля, час поперечної релаксації T_2 визначається рівнянням:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V}, \quad (1.13)$$

де T_2 – час поперечної релаксації, мс; ρ – релаксаційна активність породи, мкм/мс; S/V – питома площа поверхні пустотного простору, мкм²/мкм³.

У цьому виразі відношення площі пустот (S) до їх об'єму (V) є функцією форми та розміру пустот. Наприклад, якщо пустотний простір породи представити у вигляді набору сфер або циліндрів, то питома площа поверхні становитиме $3/r$ та $2/r$ відповідно (де r – радіус сфери або циліндра). Відповідно, час поперечної релаксації T_2 пропорційний радіусу пустот (Marschall et al., 1997; Timur, 1968).

Для кореляції між часом релаксації та розміром пустот необхідне калібрування на основі інших методів дослідження структури пустотного простору. Як правило, використовуються результати капіляриметричних досліджень або вивчення шліфів (Джафаров, 2002; Costa, 2006; Ghanbarian & Hunt, 2017; Yu & Cheng, 2002; Crain, 1986).

Метод ЯМР за певних умов (насичення зразка одним флюїдом та відсутність градієнта магнітного поля) можна розглядати як ефективний підхід до вивчення структури порового простору гірських порід. Його застосування, на відміну від інших відомих методів, дозволяє значно скоротити часові та трудові витрати, а також отримати низку важливих петрофізичних характеристик, що робить його комплексним методом (Norris, 1989; Tang et al., 1991; Winkler et al., 1989; Brie et al., 2000; Endo et al., 1997; Qobi et al., 2001; Bala, 2010; Jun et al., 2017).

Серед основних переваг ЯМР-методу варто відзначити:

- оперативність – розподіл пористості за часами поперечної релаксації можна отримати всього за кілька хвилин;
- отримання широкого спектра петрофізичних параметрів, зокрема коефіцієнтів пористості та залишкової водонасиченості, внеску мікропористості та глинисто-зв'язаної води у загальну пористість, капілярно-зв'язаної води, ефективною та каверновою пористості тощо;
- неруйнівний характер досліджень, що дозволяє повторно використовувати зразки для інших експериментів;
- висока роздільна здатність – сучасні ЯМР-релаксометри здатні фіксувати сигнали від флюїдів у порах розміром до 1 нм, що є особливо актуальним для дослідження нетрадиційних колекторів.

До недоліків методу ЯМР можна віднести:

- непрямий характер методу, що потребує ретельного калібрування та коригування на основі даних інших методів;
- відносно новий підхід, через що відсутні єдині стандартизовані методичні підходи до проведення вимірювань та інтерпретації результатів.

1.2.6. Метод акустичної інверсії

Дослідження складнобудованих колекторів вимагає застосування спеціальних методик, програмних та технологічних засобів.

Наявність вторинної пористості різних типів та певні складнощі зумовлені кількісним їх визначенням, обмежують застосування багатьох методик.

Серед опосередкованих методів визначення структури пустотного простору найбільш інформативними є акустичні (Вижва та Безродна, 2016), що базуються на дослідженні залежностей акустичних параметрів від пористості, форми окремих пустот, орієнтації мікротріщин тощо. Ці методи використовують дані ГДС та петрофізики, зокрема, швидкості поширення пружних хвиль різної

поляризації та коефіцієнти пористості, які визначені лабораторними методами або через радіоактивні методи ГДС.

При застосуванні будь-якої методики інтерпретації наявність вторинної пористості призводить до порушення простих залежностей між петрофізичними і геофізичними даними, що значно ускладнює інтерпретацію останніх. Для ефективної інтерпретації даних ГДС та петрофізики для складнобудованих порід-колекторів найбільш ефективними виявились сучасні математичні методи механіки стохастично неоднорідних середовищ із використанням багатокomпонентної моделі породи-колектора із жорсткою матрицею та включеннями пустот різних форматів (Вижва та Безродна, 2016), які дозволяють побудувати стійкий обчислювальний алгоритм для визначення структури пустотного простору на основі двох типів даних – акустичних і ємнісних.

Визначення структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів проводиться на основі методу умовних моментів для вирішення прямої задачі та методів нелінійної оптимізації для вирішення оберненої задачі.

Математична модель структури пустотного простору задається на основі математичного моделювання різних літотипів порід, за результатами апріорних прямих методів та попередніх досліджень авторів (Безродна та Гожик, 2018). Будова породи математично представляється у вигляді жорсткої матриці, яка насичена спектром пустот, що апроксимуються сфероїдами обертання з різними форматами $\alpha = \frac{a}{c}$, де a та c – напіввісі сфероїда вздовж і перпендикулярно осі обертання.

Досвід роботи авторів та аналіз літературних джерел показав, що найбільш оптимальними форматами пустот є (Безродна та ін., 2017; Безродна та ін., 2019; Вижва та ін., 2018):

- для міжзернових пор – $10^0 - 10^{-1}$,
- для пустот і мікротріщин літологічного ущільнення – $10^{-1} - 10^{-2}$,

- для мікротріщин – $10^{-3} - 10^{-5}$,
- для каверн – $10^0 - 10^3$.

Для кількісної оцінки структури пустотного простору при використанні методики акустичної інверсії (рис. 1.3) використовуються наступні параметри:

- результати дослідження швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль зразків керну, що отримані на установці «Керн-4» на частотах 500 – 700 КГц з точністю $0,5 \div 2 \%$ або результати визначення інтервальних швидкостей за даними акустичного каротажу;

- коефіцієнти відкритої пористості, що виміряні на зразках за допомогою газоволюметричного методу (точність 1 %) або методом насичення (точність 0,5 %) чи визначені за неакустичними методами ГДС;

- результати визначення об'ємної густини зразків гірських порід, що визначена методом гідростатичного зважування (точність 0,5 %) або визначеної за гама-гама-густинним методом ГДС.

- інтерпретаційний блок методики досліджень дає можливість кількісно оцінити структуру пустотного простору та прогнозувати колекторські властивості порід на основі визначення їх типів пористості. Задача зводиться до визначення концентрації пустот $C_n(\alpha)$ окремих форматів α для кожного зразка або пласта (пропластка).

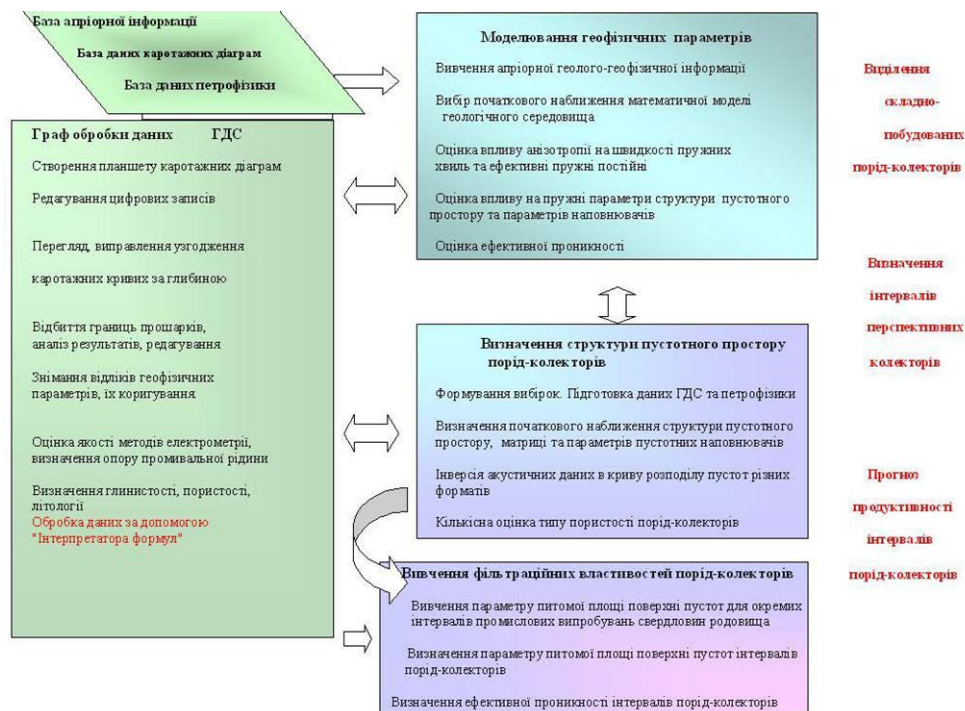


Рис. 1.3. Схема методики визначення структури пустотного простору за даними ГДС (Безродна та ін., 2007)

Вибір початкового наближення структури пустотного простору є пошуком глобальних екстремумів функції складного типу при закріплених форматах і проводиться методом перебору значень філь концентрації заданих форматів $C_n(\alpha)$ з кроком Δ_n , обчислених для кожного формату. Вибір початкового наближення структури пустотного простору забезпечує експресне знаходження точки з мінімальним значенням відхилення розрахованих і експериментальних даних, що визначена методом найменших квадратів при перетині області пошукових параметрів по вектору при фіксованих значеннях параметрів пустот α . Знайдене значення використовується як початкове наближення при інверсії акустичних даних.

Одержані в результаті інверсії набори форматів пустот різних типів та їх концентрацій. На основі цього розраховуються коефіцієнти міжзернової ($K_{мз}$), перехідної ($K_{пр}$), тріщинної ($K_{тр}$), кавернозної ($K_{кв}$) та вторинної ($K_{вт}$)

$K_{пр}+K_{тр}+K_{кв}$) пористості (Безродна та ін., 2007).

1.3. Дослідження фізики порід в задачах петрофізичної типізації

Сучасні дослідження покладів вуглеводнів дедалі більше орієнтуються на кількісну сейсмічну інтерпретацію, яка дозволяє встановити зв'язок між параметрами сейсмічного сигналу та властивостями порід-колекторів. Ключовим напрямом такого аналізу є вивчення амплітуд сейсмічних хвиль для оцінки літології розрізу, фільтраційно-ємнісних властивостей (зокрема, пористості й проникності), а також флюїдонасичення пластів.

Зв'язок між сейсмічними даними та геологічним середовищем забезпечується через дослідження фізики порід, яке відіграє роль своєрідного "мосту" між ними. Фізика порід (або петроакустика, сейсмоакустика) розглядає вплив комплексу чинників – мінерального складу, вмісту глинистих компонентів, пористості, її типів, типу насичення, тиску, температури, анізотропії — на пружні властивості гірських порід. Саме ці властивості, зокрема густина, швидкість поширення пружних хвиль та модулі пружності, визначають реакцію порід на сейсмічний сигнал.

Петрофізична типізація є важливою складовою досліджень фізики порід, оскільки дозволяє виокремити групи порід за подібними фільтраційно-ємнісними властивостями. Застосування петрофізичної типізації виводить дослідження на якісно новий рівень – дозволяє більш точно прогнозувати поведінку пластів під час сейсмічних досліджень та в процесі розробки родовищ.

Вагомий внесок у розвиток цього напрямку фізики порід внесли роботи з визначення меж модулів пружності (Voigt, 1910; Reuss, 1929; Hill, 1952; Hashin & Shtrikman, 1963), моделі обрахунку пористості за акустичними методами (Wyllie et al., 1956; Raymer et al., 1980; Вижва та ін., 2019; Вижва та ін., 2020), а також моделювання властивостей пластових флюїдів (Batzle & Wang, 1992) та впливу

насичення на пружні характеристики (Gassmann, 1951; Biot, 1956; Dvorkin et al., 2007; Карпенко та ін., 2020; Миронцов, 2012; Ємець, 2023). Значна увага приділялася вивченню анізотропії та прогнозуванню поперечних хвиль (Thomsen, 1986; Castagna et al., 1985).

Окремо варто відзначити дослідження кафедри геофізики ННІ «Інститут геології» КНУ імені Тараса Шевченка (Продайвода et al., 2011; Кузьменко та ін., 2017; Вижва та ін., 2017), присвячені моделюванню пружних властивостей, вивченню змін пористості та швидкостей хвиль в умовах підвищеного тиску, дослідженню пружної та акустичної анізотропії та моделюванню пустотного простору за даними петроакустики та ГДС.

Сучасні підходи також активно використовують методи штучного інтелекту – нейронні мережі, алгоритми машинного навчання для класифікації порід, прогнозування проникності та моделювання структури пустотного простору. Такі дослідження дозволяють удосконалити моделі залишкового водонасичення, застосовувати спеціальні підходи для опису пустотного середовища та використовувати алгоритми машинного навчання для автоматизованої інтерпретації даних (Карпенко та ін., 2010).

Варто підкреслити, що у вітчизняній практиці наряду з немалою кількістю теоретичних досліджень в області фізики порід та петрофізики на виробництві часто недостатньо враховується вплив флюїдонасичення на пружні властивості порід-колекторів. Це знижує точність оцінки фільтраційно-ємнісних характеристик складнобудованих колекторів, зокрема ущільнених порід.

У межах даного дослідження особлива увага приділена петрофізичній типізації як інструменту для детального аналізу структури пустотного простору та оцінки граничних меж пружних параметрів нафтогазонасичених покладів. Отримані результати є вагомим підґрунтям для подальшого застосування у кількісній сейсмічній інтерпретації, прогнозуванні продуктивності колекторів та удосконаленні моделей фізики порід для умов Дніпровсько-Донецької западини.

Висновки до першого розділу:

1. Встановлено, що складнобудовані породи-колектори характеризуються складною структурою пустотного простору, зумовленою як первинними фаціальними умовами осадонакопичення, так і подальшими вторинними змінами. Це значно ускладнює оцінку їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей.

2. Показано, що петрофізична типізація є ефективним інструментом для виокремлення однорідних за властивостями інтервалів складнобудованих колекторів. Вона дозволяє якісно описати неоднорідності розрізу та уточнити просторовий розподіл колекторських властивостей.

3. За аналізом літературних джерел автором показано, що у сучасній практиці застосовується велика кількість методів петрофізичної типізації — від класичних літологічних підходів до комплексних інтегрованих методик із використанням даних ГДС, керну та математичного моделювання. Застосування методів виділення петрофізичних типів на основі розміру каналів пустот є досить ефективним способом, оскільки дає можливість швидко і ефективно оцінити фільтраційні властивості порід, що важливо для геологічного моделювання.

4. Визначено, що методи дослідження структури пустотного простору (центрифугування, ртутна порометрія, мікротомографія, ЯМР, акустична інверсія) мають свої переваги й обмеження, але у поєднанні забезпечують повне уявлення про морфологію пустотного середовища. Проте метод акустичної інверсії є незамінним при визначенні коефіцієнтів міжзернової ($K_{мз}$), перехідної ($K_{пр}$), тріщинної ($K_{тр}$), кавернозної ($K_{кв}$) та вторинної ($K_{вт} = K_{пр} + K_{тр} + K_{кв}$) пористості.

5. Встановлено, що застосування петрофізичної типізації у поєднанні з вивченням фізики порід створює наукову базу для побудови геолого-геофізичних моделей продуктивних пластів та дозволяє суттєво підвищити точність прогнозування їхньої продуктивності.

РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ЛІТОЛОГО-ПЕТРОФІЗИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1. Загальна характеристика об'єкту досліджень

Об'єктом даного дослідження є перспективні на поклади вуглеводнів верхньовізейські (горизонти В-15 – В-16) та нижньовізейсько-турнейські (горизонти В-25-26 – Т-1) відклади центральної та північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Родовища цієї зони є одними з найбільш вивчених та промислово освоєних у межах ДДЗ, проте значна складність геологічної будови і висока неоднорідність колекторів залишають багато відкритих питань щодо детальної оцінки їхньої продуктивності.

В розрізі свердловин Березівського, Котелевського та Краснокутського родовищ спостерігається велика кількість товщ порід з вміщуючими в них типовими для регіону складнобудованими колекторами. Свердловини даних родовищ були обрані як приклади для вивчення літолого-петрофізичних особливостей порід нижнього карбону центральної та північної прибортової зони ДДЗ. Саме тут широко розвинуті складні за структурою карбонатно-теригенні відклади з різнотипною структурою пустотного простору, що формувалися як первинно фаціально, так і зазнали значного впливу вторинних процесів – доломітизації, розчинення, перекристалізації та тріщиноутворення.

Ключовим чинником вибору цих об'єктів для дослідження є актуальність їхнього подальшого освоєння, а також наявність достатнього обсягу геолого-геофізичних матеріалів для глибокого аналізу. Саме поєднання складної геологічної будови, потенційно високих, але нерівномірно розподілених колекторських властивостей порід робить ці родовища оптимальними для апробації методики петрофізичної типізації.

Відклади, що досліджуються, представлені переважно теригенними і карбонатними товщами, з різним ступенем ущільнення, тріщинуватості та кавернозності. Вони демонструють широку варіацію у структурі пустотного простору, що потребує розробки окремих підходів до їхнього дослідження та типізації для подальшого застосування у моделях прогнозу колекторських властивостей та оцінки запасів.

Таким чином, вибір цих об'єктів зумовлений як науковою доцільністю, так і практичною необхідністю удосконалення методик оцінки складнобудованих колекторів в умовах Дніпровсько-Донецької западини.

2.2. Характеристика перспективних відкладів нижнього карбону центральної зони ДДЗ для Березівського родовища

Одним з об'єктів дослідження в даній роботі є Березівське родовище, яке в регіональному тектонічному плані розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини (рис. 2.1) і приурочене до смуги поєднання північної прибортової зони з осьовим грабенем на південній ділянці Охтирського залівоподібного заглиблення в масив північного борту між Лебединським та Богодухівським мисоподібними виступами фундаменту. Будова цієї частини западини порівняно з іншими її елементами, досить складна і обумовлена інтенсивним проявом галокінезу та блокової тектоніки і поєднує риси, властиві південному схилу Воронезької антеклізи та власне Дніпровському осьовому грабену.

Березівське підняття по нижньовізейсько-турнейському структурному поверху в системі локальних структур має досить чітке площинне положення і одночасно з Українським, Котелевським та Степовим підняттями складає єдину валоподібну зону, яка разом з Краснокутським, Сахалінським, Козіївським, Західно Козіївським, Голиківським та Сидорицьким підняттями утворює ланцюг

кільцевих антиклінальних форм, що облямовують Колонтаївсько-Карайкозівську діапірову депресійну мульду (Овчаренко та ін., 2012).

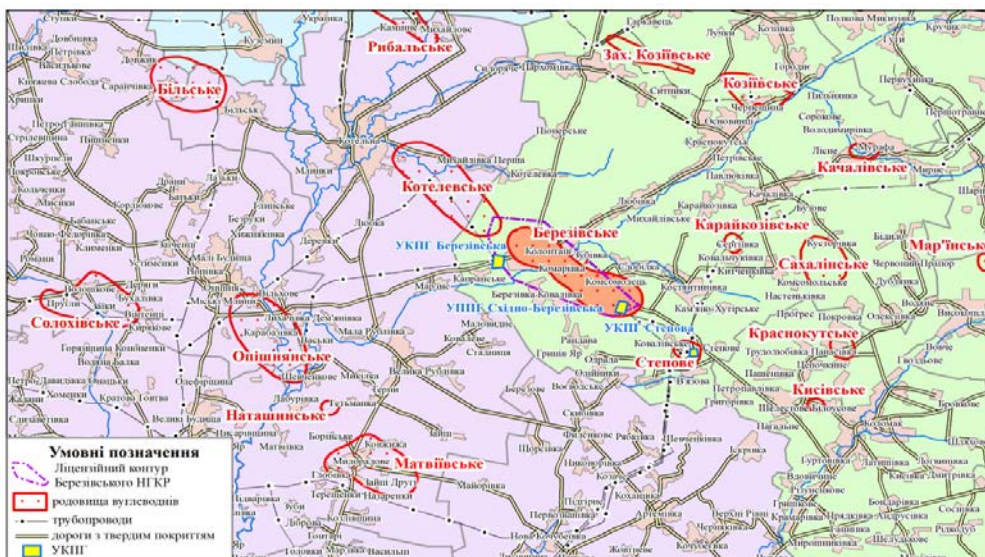


Рис. 2.1. Оглядова карта району робіт (Овчаренко та ін., 2012).

За своїми генетичними ознаками Березівське підняття відноситься до типу антиклінальних двохсклепінних наскрізних, солянокупольного класу, криптодіапірового підкласу, тектонічно порушеного виду.

Березівське газоконденсатне родовище в загальній геологічній структурі регіону приурочене до центральної приосьової частини Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Котелевсько-Березівського структурного валу.

Газоносність Березівського газоконденсатного родовища за даними пошукового і розвідувального буріння приурочена до відкладів серпуховського, візейського та турнейського ярусів нижнього карбону.

Пласти, що виявлені в розрізі нижнього карбону Березівського родовища, приурочені до відповідних літопачок, які представлені, в основному, карбонатно-піщано-глинистим та піщано-глинисто-карбонатним літофаціальним типом з підпорядкованими та мінливими по площі і розрізу піщаними та вапняковими утвореннями.

Продуктивність Березівського нафтогазоконденсатного родовища пов'язана з двома склепіннями (Східно-Березівським і Західно-Березівським) та охоплює відклади від московського до турнейського ярусу. Виявлені продуктивні горизонти за особливостями літофаціального типу розрізу мають чітке просторове розміщення, контролюються непроникливими товщами і утворюють два нафтогазоносні комплекси: серпуховсько-верхньовізейський, нижньовізейсько-турнейський загальною товщиною понад 1400 м (від 4543 м до 5962 м).

Візейський газonosний комплекс покладів В-14 - В-16 контролюється в розрізі субрегіональним карбонатно-глинистим флюїдотривом. Локальними флюїдотривами для продуктивних пластів візейського газonosного комплексу слугують глинисті перемички що розмежовують поклади продуктивних пластів В-14-В-16 включно. Вони літологічно складені аргілітами сірими, темно-сірими до чорних, місцями аргіліт переходить в алевроліт сірий, тонкозернистий; вапняками темно-сірими, міцними, тріщинуватими. Тріщини заповнені кальцитом (Овчаренко та ін., 2012).

Покришки, що складені глинистими породами мають високі значення екрануючої здатності. Мінералогічний склад має вплив на екрануючі властивості порід, але він не є вирішальним. Тут відіграють роль також і розміри зерен, від яких в свою чергу залежать розміри порового простору. Умови седиментації впливають на якість покришок, оскільки від них залежить і однорідність порід, і їх потужність та ін. Будь-які домішки, особливо піщано-алевролітового матеріалу, погіршують якість покришок внаслідок виникнення пор більшого розміру. Зростання товщини є тим фактором, який сприяє збереженню екрануючих властивостей порід-покришок. Таким чином, чітко вираженим глинистим покришкам, що перекривають газонасичену частину розрізу, притаманна властивість створювати резервуари типу покришка-колектор-

флюїдотрив, що характерно для шаруватих відкладів з підпорядкованим розвитком проникливих порід-колекторів (Овчаренко та ін., 2012).

Продуктивний горизонт В-14 літологічно представлений пісковиками, пісковиками глинисто-карбонатними, пісковиками карбонатними. Загальні товщини змінюються від 0,8 м до 23,0 м, газонасичена товщина 0,8 м - 9,6 м. За даними геофізичних досліджень свердловин породи-колектори представлені пісковиками з пористістю 5,0 - 10,0 %; газонасиченістю 71,0 - 95,0 %.

У межах площі поширення горизонту виділяються чотири зони розвитку порід-колекторів: дві зони на східному склепінні, одна – на західному склепінні та зона в центральній частині родовища (Овчаренко та ін., 2012).

Продуктивний горизонт В-15а переважно представлений пісковиками та ущільненими прошарками. Загальні товщини змінюються від 0,8 м до 9,4 м, загальні ефективні – від 0,8 м до 2,8 м. Продуктивність пласта пов'язана з основним блоком. Породи-колектори представлені пісковиками з пористістю 7,0 - 9,9 %, газонасиченістю 79,0 - 94,0 %.

У межах площі поширення пласта виділяються дві зони розвитку порід-колекторів: на західному склепінні та східному склепінні (Овчаренко та ін., 2012).

Продуктивний горизонт В-15б переважно представлений пісковиками з пористістю 7,0 - 11,7 %, газонасиченістю 70,0 - 92,0 % та газонасиченою товщиною 0,8 - 9,4 м.

Згідно макропетрографічного опису кернавого матеріалу продуктивний горизонт В-15б представлений пісковиками тонко-дрібнозернистими та алевролітами глинистими, темно-сірими, піскуватими.

Пісковики мають світло-сірий колір. Текстура шарувата, косохвилястошарувата. Текстура орієнтована під кутами від 78° до 85° до осі керну, підкреслена тонкими прошарками глинисто-слюдистого матеріалу. Цемент, вірогідно, регенераційно-кварцовий та меншою мірою глинистий. Спостерігаються розкриті та приховані тріщини. Кут орієнтування

тріщинуватості від 85° до 90°. Контакт з наступним шаром поступовий. Шар утворився в морських умовах та віднесений до умов піщаного бару в верхній припливно-відпливній зоні.

Текстура алевролітів шарувата, косо-хвилястошарувата. Текстура підкреслена літологічною неоднорідністю, орієнтована до осі керну під кутами від 75° до 85°. Контакт з основною частиною шару через текстури з каламучення осаду. Деякі прошарки мають лінзоподібну форму. По шарі спостерігаються вуглисті конкреції та конкреції залізного карбонату округло-видовженої форми. Окремі конкреції всередині мають тріщинуватість, що підкреслена білим карбонатним матеріалом. По шару поширені прошарки тонкозернистого пісковика з різкими контактами з основною частиною шару. В невеликій кількості представлені прошарки чорного аргіліту алевритистого чорного. Також по шару поширені нечисленні несиметричні брижі потоків. По шару спостерігаються численні тонкі звивисті тріщини, що заповнені білим карбонатним матеріалом. Товщина тріщин до 2 мм. Орієнтовані до осі керну під кутами від 15° до 35°. Загалом по шару поширені розкриті та приховані тріщини, що розвинені по поверхням нашарування. Контакт з наступним шаром поступовий. Тип контакту нечіткий, поступовий. Шар утворений в морських умовах у та віднесений до середньої припливно-відпливної рівнини (Овчаренко та ін., 2012).

Продуктивний горизонт В-16а представлений пісковиками, пісковиками карбонатними. Породи-колектори представлені пісковиками з пористістю 2,5 - 15,3 %, газонасиченістю 70,0 – 96,0 %. Загальна товщина пласта в газовій зоні коливається в широкому інтервалі від 1,2 м до 23,6 м, загальна ефективна – від 1,0 м до 20,8 м. В розрізі продуктивного пласта виділено декілька проникних прошарків.

Середньозважена ефективна товщина верхньої частини пласта становить 5,7 м. В північно-західній частині родовища ефективні газонасичені товщини

змінюються від 1,4 м до 5,6 м; в південно-західному напрямку товщина зростає до 9,8 м. В південно-східній частині родовища ефективні газонасичені товщини змінюються від 8,8 м до 12,2 м. Присутня зона ущільнення, яка знаходиться в північній частині родовища.

Простежуються три зони ущільнення для нижньої частини пласта: на північному крилі, в північно-західній частині та в північно-східній частині. Ефективні газонасичені товщини змінюються від 1,2 м до 6,2 м. В південно-східному напрямку товщина різко зростає і становить 20,8. Середньозважена ефективна товщина пласта становить 4,9 м.

Продуктивний горизонт В-16б літологічно представлений пісковиками, та карбонатними пісковиками. Породи-колектори представлені пісковиками з пористістю 4,8-11,1 %, газонасиченістю 79,0 – 95,0 %. Загальна товщина пласта в газовій зоні становить 0,8м – 15,4 м, загальна ефективна – від 0,6 м до 13,0 м. В розрізі продуктивного пласта виділено декілька проникних прошарків.

В північно-східній частині родовища верхня частина пласта повністю заміщена щільними породами. Ефективні газонасичені товщини змінюються від 0,6 м до 2,0 м; в північно-східному напрямку товщина зростає і становить 4,8 м. Середньозважена ефективна товщина пласта становить 0,9 м.

Для нижньої частини пласта середньозважена ефективна товщина пласта становить 0,9 м. Ефективні газонасичені товщини змінюються від 1,0 м до 5,8 м, в центральній частині родовища зростають до 13,0 м. На північному крилі знаходиться зона ущільнення. В південно-східній частині пласт повністю заміщений щільними породами.

Згідно макропетрографічного опису кернавого матеріалу продуктивний горизонт В-16б представлений перешаруванням пісковіку дрібнозернистого світло-сірого з аргілітом темно-сірим. Текстура шарувата, горизонтально- та хвилясто-шарувата, підкреслена літологічною неоднорідністю. В прошарках пісковіку цемент, вірогідно, регенераційно-кварцовий та в меншій мірі

глинистий. По шару поширені прошарки дрібнозернистого пісковика, які мають хвилясто-шарувату текстуру з елементами косо-хвилясто-шаруватої. В шарі зустрічаються січні тріщини, заповнені білим карбонатним матеріалом. Також представлена вторинна тріщинуватість орієнтована паралельно (за поверхнями нашарування), представлена розкритими та напіврозкритими тріщинами: Шар утворився в морських умовах та віднесений до припливно-відпливної рівнини.

Поклади вуглеводнів (ВВ) верхньовізейських відкладів Березівського родовища приурочені, як до типових склепінних пасток, пов'язаних піщаними покривами, так і до акумулятивних форм, представлених піщаними утвореннями течій та лінзоподібними тілами, що виклинюються у бік склепіння, або облямовують останні, або являють собою тіла барового типу (Овчаренко та ін., 2012).

Горизонт В-21-22а стратиграфічно належить до покрівельної частини верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону.

Згідно даних висновків ГДС, пласт колектор В-21-22а літологічно складений двома прошарками газоносного пісковика. Товщина цих прошарків незначна і складає 1,6 м, загальна – 3,2 м, ефективна газонасичена – 2,0 м. Пористість газонасичених відкладів, за даними висновків ГДС, невисока – 7,5%-8,0%. Коефіцієнт газонасиченості верхнього прошарку складає 76,0%, нижнього – значно вищий – 90,0%. Пласт за речовинним складом представлений карбонатно-теригенним літофаціальним типом порід. Даний пласт рідко продуктивний та представлений тонким перешаруванням піщаних відмінностей з аргілітовими утвореннями.

Фільтраційно-ємнісні властивості газонасичених прошарків приведені лише за даними висновків заключень ГДС.

Згідно макропетрографічного опису кернавого матеріалу продуктивний горизонт В-21-22а представлений пісковиками сірими, темно-сірими, тонкозернистими, міцно зцементованими з регенераційно-кварцовим цементом.

Текстура хвилясто-шарувата, підкреслена вуглисто-глинисто-слюди́стим матеріалом. По шару поширені стилоліти. По шару розповсюджені розгалужені субвертикальні, субгоризонтальні тріщини. Тріщини, частково, приховані з розгалуженими кінцями, деякі з них розкриті та заповнені білим кальцитом. Інколи спостерігаються дрібні конкреції залізного карбонату. Шар утворився в морських умовах, та віднесений до фацій піщаного припливно-відпливного бару.

Горизонт В-21-22б стратиграфічно приурочений до верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону.

Розріз пласта досить неоднорідний і представлений алевроліто-глинистим та піщано-карбонатно-глинистим літофаціально-літологічним типом порід з розвитком тонкотовщинних прошарків вапняків та алевролітів.

За особливостями площинного розвитку продуктивний пласт простежується по всій площі родовища.

Кондиційні значення відкритої пористості: 6,7%-8,1%. Газопроникність пласта змінюється в межах від $1,11 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $5,85 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. В одиничних зразках керну відмічаються тріщини, що мають різну ширину і розкритість, та січуть продуктивні відклади під різним кутом, і при відкритій пористості 2,4% та 3,9% проникність набуває кондиційних значень $2,01-2,04 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Таким чином, продуктивні відклади пласта В-21-22б належать до порово-тріщинного типу колектора. Вміст карбонатного матеріалу в скелеті газонасичених пісковиків змінюється в межах від 0 до 7,9%.

За даними ГДС породи-колектори представлені пісковиками сумарною ефективною товщиною 5,0-10,1 м, пористістю 5,5-8,7% і газонасиченістю 70-88% (Овчаренко та ін., 2012).

Горизонт В-26а стратиграфічно належить нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону до покрівельної частини горизонту.

За речовинним складом пласт представлений піщано-глинистим літофаціальним типом порід і, як порода-колектор, простежується лише в

північно-західній частині родовища. На решті території родовища представлений пісковиком, пористість якого менша граничної.

Літологічно колектор представлений пісковиком з ефективною товщиною 4,0 м, пористістю 7,0-7,2 %, газонасиченістю 80-89 %.

За даними опису керна колектор представлений пісковиком сірим, світло-сірим, тонкозернистим. За даними лабораторних досліджень відкрита пористість від 0,8% до 6,2%, газопроникність коливається в межах $<0,01$ тр.- $0,34 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність – 0,4-2,1%.

Згідно макропетрографічного опису керового матеріалу продуктивний горизонт В-26а представлений пісковиками від світло-сірого до сірого, тонкозернистими, міцно зцементованими з регенераційно-кварцовим цементом. Текстура полого-хвилясто-шарувата та косо-хвиляста, підкреслена вуглисто-глинисто-слюдистим матеріалом. Місцями по прошарках вуглисто-глинисто-слюдистого матеріалу відзначені дзеркала ковзання. По шару широко розповсюджені розгалужені субвертикальні та, в меншій мірі, субгоризонтальні тріщини. Більша частина тріщин частково-приховані. Тріщини мають розгалужені кінці. Деякі з них розкриті та заповнені білим кальцитом. Шар утворився в морських умовах, та віднесений до фацій піщаного припливно-відпливного бару.

Горизонт В-26б стратиграфічно належить нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону. За характером розвитку носить локалізований характер і як колектор простежується в межах північно-західної та південно-східної частинах родовища. За речовинним складом пласт представлений піщаними утвореннями з прошарками вапняків та аргілітів.

Породи-колектори представлені пісковиками ефективною товщиною 1,2-8,0 м, пористістю 5,5-11,3% і газонасиченістю 70-92%.

Горизонт В-26в стратиграфічно приурочений до нижньої частини нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону. Горизонт за речовинним складом представлений карбонатно-теригенним літофаціальним типом порід.

За даними ГДС представлений пісковиком сумарною ефективною товщиною 0,6-4,0 м, пористістю 5,0-12,9 % і газонасиченістю 50-93 %. Згідно лабораторних даних величина коефіцієнта пористості колекторів продуктивного пласта В-26в змінюється в межах від 0,4% до 18,1%. Коефіцієнт газопроникності змінюється в межах від $<0,01 \text{ тр.} \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $89,47 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (Овчаренко та ін., 2012).

Горизонт Т-1 стратиграфічно належить до верхньої частини турнейського під'ярусу нижнього карбону. За характером розвитку носить локалізований характер і як колектор простежується лише в окремих частинах родовища.

За даними ГДС поклад літологічно представлений вапняком та пісковиком сумарною ефективною товщиною 1,2-4,5 м, пористістю 3,3-11,2 %, газонасиченістю 61-94 %.

Згідно макропетрографічного опису кернового матеріалу продуктивний горизонт Т-1 представлений вапняками, рідше пісковиками.

Вапняк темно-сірий, глинистий до мергелю, часто з великими ділянками світло-сірого кольору та прошарками з органічним детритом. Текстура шарувата, шаруватість горизонтальна, орієнтована під кутом 85-90°, переходить ділянками в полого-хвилясту. Спостерігаються конкреції піриту по ходах ріючих організмів (про що свідчить форма конкрецій та положення в системі нашарування) до 1,5 см, подекуди гарно сформованих кристалів двох генерацій. Описані відклади утворилися в умовах відносно неглибокого моря, стабільних показників тиску та температур, але дещо заниженим вмістом кисню в басейні, на що вказує наявність піритових конкрецій.

Пісковик темно-сірий, тонко-дрібнозернистий. Ступінь цементації – високий, цемент – вірогідно регенераційно-кварцовий та серицит-

гідрослюдистий. Текстура шарувата, імовірно коса, що підкреслюється наявністю тонких темно-сірих прошарків (рис. 2.2) (Овчаренко та ін., 2012).

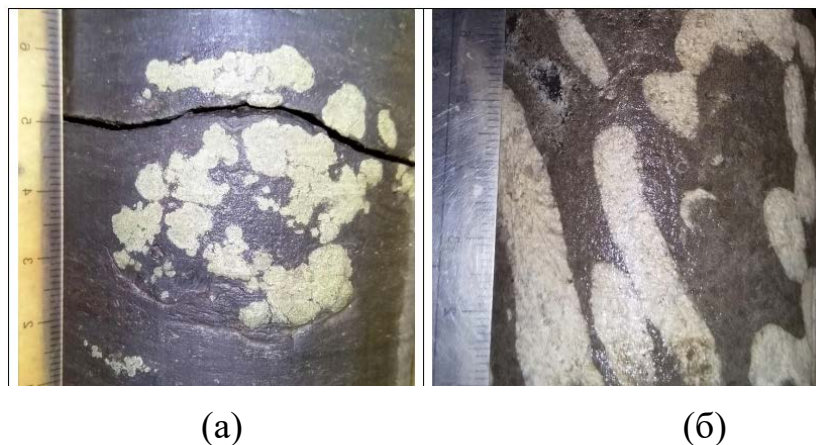


Рис. 2.2. Фотодокументація кернавого матеріалу продуктивного горизонту Т-1 з наявними вкрапленнями конкрецій піриту (а) та коралів (б) (Овчаренко та ін., 2012).

Згідно аналізу мікроскопічних досліджень пісковики горизонту Т-1 являють собою тонкозернистий алевритистий, літитовий ареніт (рис.2.3). Структура псамітова, текстура масивна. Контакти зерен конформні, інкорпораційні.

Кластична частина складена кварцом $\sim 41,32\%$, важкими мінералами $\sim 0,02\%$, слюдами $\sim 0,01\%$. Цемент кремнієвий, карбонатний, регенераційно-кварцовий.

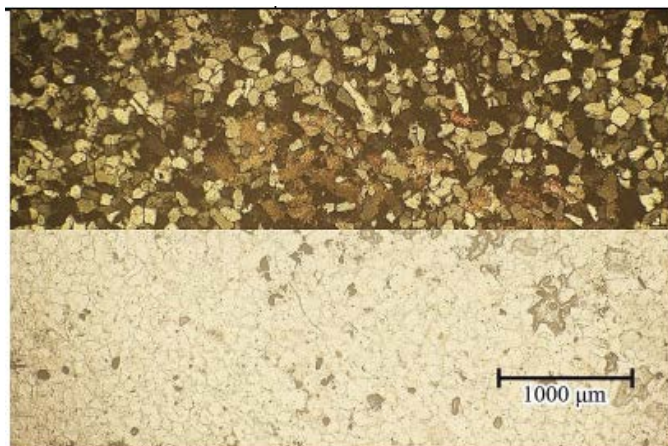


Рис. 2.3. Мікрофотографія шліфів пісковиків горизонту Т-1 (Овчаренко та ін., 2012).

Цемент острівний карбонатний, пойкилітового типу, представлений кальцит-доломітом, із характерними яскраво-перламутровими кольорами інтерференції. Рідше кремнієвий цемент, із характерною гранулятивною структурою та сірими кольорами інтерференції.

Гідратована та деструктурована луска мусковіту, із характерною для деструкції снопоподібною структурою та солом'яно-жовтими кольорами інтерференції (Овчаренко та ін., 2012).

2.3. Характеристика перспективних відкладів нижнього карбону центральної зони ДДЗ для Котелевського родовища

Котелевське підняття в регіональному тектонічному плані розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини (рис. 2.4) і приурочене до смуги поєднання північної прибортової зони з осьовим грабеном на південній ділянці Охтирського заливоподібного заглиблення в масив північного борту між Лебединським та Богодухівським мисоподібними виступами фундаменту. Будова цієї частини западини порівняно з іншими її елементами, досить складна і обумовлена інтенсивним проявом галокінезу та блокової тектоніки і поєднує риси, властиві південному схилу Воронежської антеклізи та власне Дніпровському осьовому грабену.

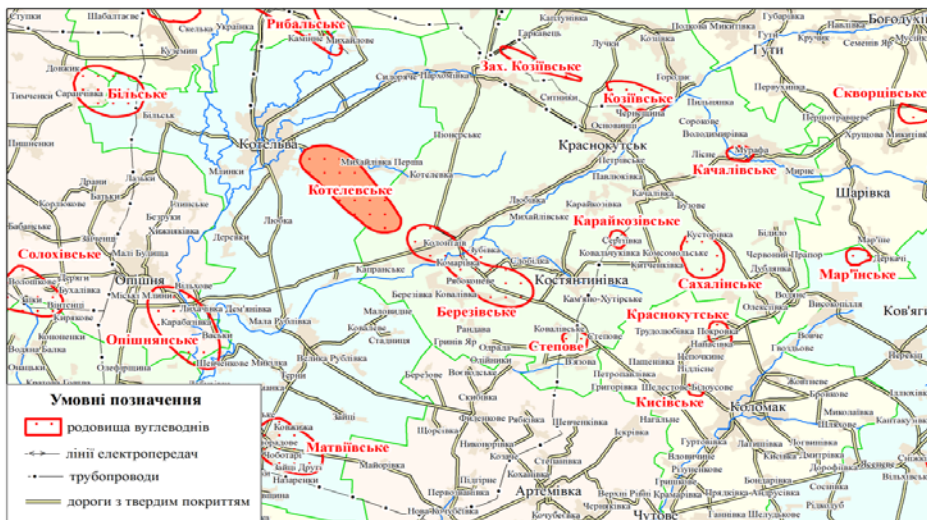


Рис. 2.4. Оглядова карта району робіт (Коляда та ін., 2011).

Найбільш складна геологічна будова спостерігається по нижньовізейсько-турнейському структурному підповерху, відклади якого перекривають розчленовану блоковою тектонікою та галокінезом поверхню девонського розрізу і залягають на його різновікових прошарках. Такі складні умови залягання відкладів спричинили різке коливання їх товщин від 0-500 м в найбільш припіднятих ділянках до 1500 м – в занурених.

За своїми генетичними ознаками Котелівське підняття відноситься до типу антиклінальних наскрізних, солянокупольного класу, криптодіапірового підкласу, тектонічно порушеного виду.

Такі особливості геологічної будови обумовлені проявом галокінезних структуроформуючих коливальних рухів в різні періоди осадконакопичення з успадкуванням форм геологічних поверхів, що відрізняються складністю та літофаціальним типом розрізу, типами пасток, а також кількістю і розмірами промислових скупчень вуглеводнів.

Особливості в будові нижньовізейсько-турнейського та верхньовізейського структурних планів та їх успадкованості є типовими для формування штампово-галокінезного криптодіапірового типу піднять, яке супроводжувалося скидовими

порушеннями, що утворювали окремі блоки та додаткові шляхи для потоків вуглеводнів із глибин і накопичення покладів в сприятливих структурно-літологічних умовах.

Промислова газонасність Котелевського родовища пов'язана з башкирським, серпуховським та візейським ярусами кам'яновугільної системи.

Поклади вуглеводнів в візейських відкладах Котелевського родовища встановлені в верхньовізейському (пласти В-14, В-15, В-16, В-20-21) та нижньовізейському під'ярусах (пласти В-24, В-25-26). Поклади газу на родовищі приурочені до пластових, тектонічно, літологічно екранованих і комбінованих (тектонічно і літологічно екранованих) пасток. Колекторами служать пісковики та аргіліти з рідкими пропластками алевролітів та вапняків. Візейський поверх є найнижчим із виявлених і найбільшим по інтервальності: від 5000 м до 5950 м, сягаючи величини 950 м газонасиченого розрізу від покрівельного горизонту В-14 до В-25-26, що в підшві відкладів (Коляда та ін., 2011).

Породами-колекторами для продуктивних пластів Котелевського родовища є теригенні відклади гранулярного (порово-тріщинного) типу (пласти В-14, В-15, В-16) та піщано-карбонатні відклади порового, порово-тріщинного та тріщинного типів (пласти В-20-21, В-24, В-25-26). Відомості про фізико-літологічні властивості колекторів продуктивних пластів і покришок Котелевського родовища вивчалися за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин та результатами лабораторних аналізів кернового матеріалу.

Продуктивний горизонт В-14 за промисловим значенням є одним з незначних на Котелевському родовищі. Горизонт розкритий всіма свердловинами, пробуреними на родовищі. Розкрита товщина його змінюється від 69 м до 94 м. В літологічному відношенні горизонт В-14 складений теригенними породами: неоднорідними, мінливими по площі і розрізу пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів. В межах горизонту виділяють

продуктивні пласти В-14а та В-14б. Товщина і фільтраційно-ємнісні властивості колекторів покладу пласта В-14а мінливі по площі і розрізу родовища. За даними опису керну поклад представлений пластом пісковика з прошарками аргілітів та алевролітів. За даними лабораторних досліджень відкрита пористість порід-колекторів змінюється від 6,7% до 8,9%, газопроникність – від $1,19 \cdot 10^{-15}$ м² до $6,51 \cdot 10^{-15}$ м², карбонатність – від 0,4% до 3,4%. За даними геофізичних досліджень пласт представлений від одного до чотирьох пропластків пісковика, загальні ефективні товщини пласта коливаються в межах від 1 м до 7,2 м. Середньозважена по товщині пористість змінюється від 6,6 % до 9,5%, газонасиченість – від 79,5% до 92,0%. Загальна товщина газонасичених пісковиків становить 6,6 м, загальна ефективна товщина – 4,2 м, коефіцієнт пористості 7,5%, газонасиченості 83,5% (Коляда та ін., 2011).

Продуктивний горизонт В-15 розкритий всіма свердловинами, пробуреними на Котелевському родовищі. Розкрита товщина його змінюється від 92 м до 137 м. В літологічному відношенні горизонт на значній території родовища представлений ущільненими пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів. Продуктивні пісковики в межах горизонту В-15 об'єднані в пласти: В-15а та В-15б.

За даними опису керну породами колекторами **горизонту В-15а** є пісковики, породами покрішками слугують щільні, темно-сірі до чорних аргіліти. Відкрита пористість порід-колекторів змінюється від 7,2% до 12,8%, газопроникність – від $2,51 \cdot 10^{-15}$ м² до $2,27 \cdot 10^{-15}$ м², карбонатність – від 3,4% до 9,4%. За даними ГДС поклад пласта представлений одним – двома пропластками пісковика, загальна товщина яких змінюється від 1 м до 6,2 м. Загальна ефективна товщина знаходиться в межах від 1 м до 3,6 м, пористість – від 6,5% до 12,0%, газонасиченість – від 74% до 94,2%.

Горизонт В-15б розповсюджений на незначній території родовища. Пласт В-15б керном не охарактеризований. За даними геофізичних досліджень пласт

складений переважно ущільненими пісковиками. Газонасиченим є пропласток пісковуку, загальна товщина якого змінюється від 1,4 м до 2,2 м, загальна ефективна товщина – від 0,8 м до 1,6 м. Пористість коливається в межах від 9,0% до 9,5%, газонасиченість – від 85% до 95%.

Розкрита товщина продуктивного *горизонту В-16* знаходиться в межах від 180 м до 224 м. Горизонт добре охарактеризований керновим матеріалом. За даними опису керну горизонт представлений частим перешаруванням пластів пісковуку з непроникливими пропластками аргілітів. В межах горизонту за даними випробування та геофізичного дослідження свердловин виділяють продуктивні поклади пластів В-16а1, В-16а2, В-16а3, В-16б1, В-16б2 (Коляда та ін., 2011).

Горизонт В-16а1 виділений у верхній частині горизонту В-16. За даними опису керну поклад представлений перешаруванням аргілітів, алевролітів та пісковиків. Породами-колекторами є пісковики сірі, дрібнозернисті, міцні, слюдисті, з домішками аргілітового матеріалу, іноді тріщинуваті, кварцові з запахом вуглеводнів. Породою-покришкою є аргіліти темно-сірі, щільні, слюдисті місцями алевритисті з прошарками пісковуку, іноді з прошарками вапняків темно-сірих, міцних. За даними лабораторних визначень фізичних властивостей порід-колекторів, відкрита пористість пласта В-16а1 знаходиться в межах від 7,4% до 12,1%, газопроникність – від $1,38 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $20,44 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність – від 0,41% до 2,74%. За даними ГДС пласт представлений одним пропластком газонасиченого пісковуку, загальна товщина якого змінюється від 0,8 м до 3 м. Загальна ефективна товщина знаходиться в межах від 0,6 м до 1,4 м, пористість – від 7,0% до 10,0%, газонасиченість – від 73% до 93%.

В літологічному відношенні *горизонт В-16а2* складений потужним пластом пісковуку (3,4 м) та аргілітами (0,8-0,9м). Фільтраційно-ємнісні властивості визначені для даного пласта наступні: відкрита пористість змінюється від 10,5% до 11,4%, газопроникність – від $8,04 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $19,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність

досягає 2,26%. За даними геофізичних досліджень пласт В-16а2 у свердловинах представлений одним-двома пропластками газонасиченого пісковика. Загальна товщина пласта змінюється від 1 м до 7,8 м, загальна ефективна – від 0,4 м до 5,8 м, пористість – від 6,5% до 10,9%, газонасиченість – від 78% до 89%.

За даними опису керну *горизонт В-16а3* складений потужними пропластками пісковиків, які перешаровані аргілітами. За результатами лабораторних досліджень керну відкрита пористість пісковиків змінюється від 6,5% до 10,9%, газопроникність – від $1,31 \cdot 10^{-15}$ м² до $17,28 \cdot 10^{-15}$ м², карбонатність – 0,1% до 34,5%. Для даного пласта характерна неоднорідність товщин та колекторських властивостей по площі і розрізу родовища. За результатами геофізичних досліджень пласт представлений пропластками пісковика від 1-го до 9-ти. Загальні товщини пласта змінюються від 1,4 м до 31,4 м, загальні ефективні товщини – від 1,4 м до 9,0 м. Значення пористості порід-колекторів знаходиться в межах від 6,5% до 13,5%, газонасиченості – від 83,1% до 96%.

Горизонт В-16б1 розкритий в нижній частині горизонту В-16. В літологічному відношенні пласт представлений породою-колектором пісковиком, породою-покришкою – аргілітом. Дані фільтраційно-ємнісних характеристик наводяться за результатами ГДС. Для пласта характерні низькі значення загальних та ефективних товщин і колекторських властивостей. У свердловинах пласт представлений одним пропластком пісковика. Найбільша загальна товщина становить 4,6 м, найменша - становить 1,6 м. Ефективні товщини змінюються від 0,4 м до 1,8 м. Пористість знаходиться в межах від 6,5% до 11,0%.

Горизонт В-16б2 за промисловим значенням є одним з найбільших на Котелевському родовищі. Продуктивність покладу доведена дослідно-промисловою розробкою. В літологічному відношенні поклад представлений по всій території родовища чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. За

даними опису керну пласт представлений проникливими пісковиками. Пісковики часто перешаровані аргілітами (0,2-0,5м). Рідко зустрічаються в пісковиках прошарки алевроліту (до 0,05 м), в зразках якого зустрічається вуглисті матеріал. Фільтраційно-ємнісні властивості визначені на зразках керну наступні: відкрита пористість змінюється від 6,5% до 21,2%, газопроникність – від $0,99 \cdot 10^{-15}$ м² до $1169,2 \cdot 10^{-15}$ м², карбонатність – від 0,1% до 23,8%. Поклад характеризується значною мінливістю (по площі і розрізу родовища) товщин і колекторських властивостей. За даними ГДС пласт представлений у свердловинах 3-ма – 10-ма пропластками газонасичених пісковиків, які перешаровані малопотужними аргілітами. Загальна товщина пласта змінюється від 10 м до 45,2 м, загальна ефективна товщина – від 5,4 м до 22,2 м. Пористість пласта коливається в межах від 6,8% до 12,5%, газонасиченість – від 82,7% до 94,6% (Коляда та ін., 2011).

Розкрита товщина продуктивного *горизонту В-20-21* змінюється від 45 м до 66 м. В літологічному відношенні горизонт представлений неоднорідними, мінливими по площі і розрізу, пісковиками з прошарками вапняків, алевролітів та аргілітів. За промисловим значенням горизонт відноситься до незначних на родовищі. Керном продуктивна частина покладу не охарактеризована. Дані фізико-літологічних та фільтраційно-ємнісних характеристик наводяться за результатами ГДС. Горизонт В-20-21 представлений у свердловинах одним – п'ятьма газонасиченими пропластками пісковиків. Загальна товщина пласта змінюється від 3,2 м до 25,6 м, загальна ефективна товщина – від 1,4 м до 6,2 м. Коефіцієнт пористості знаходиться в межах від 7% до 10%, газонасиченості – від 81,8% до 91,4% (Коляда та ін., 2011).

Розкрита товщина продуктивного *горизонту В-24* коливається від 60 м до 77 м. В літологічному відношенні горизонт представлений переважно перешаруванням щільних порід: вапняків, аргілітів, алевролітів і пісковиків. В межах горизонту встановлений, за даними випробування і ГДС, газонасичений

поклад пласта В-24. Керн з продуктивної частини горизонту не відбирали. За даними ГДС пласт В-24 представлений двома пропластками газонасиченого вапняку, загальною товщиною 7,8 м, загальною ефективною товщиною 3,6 м. Коефіцієнт пористості становить 5,9%, газонасиченості – 85,7% (Коляда та ін., 2011).

Продуктивний горизонт В-25-26 є найбільшим за промисловим значенням на Котелевському родовищі. Розкрита товщина горизонту знаходиться в межах від 69 м до 87 м. В літологічному відношенні горизонт представлений чергуванням вапняків, пісковиків, аргілітів та алевролітів. Для даного пласта характерна значна неоднорідність загальних та ефективних товщин, а також фільтраційно-ємнісних властивостей по площі і розрізу родовища. За даними опису керну та ГДС колекторами служать проникливі пісковики і вапняки. Продуктивна частина покладу, яка представлена проникливим вапняком, керном не висвітлена. Відкрита пористість пісковиків змінюється від 6,0% до 16,7%, алевролітів – від 6,3% до 21,8%. Газопроникність пісковиків змінюється від $1,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $104,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, алевролітів – від $1,95 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $27,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Карбонатність пісковику досягає 22,2%, алевроліту – 26,6%. За даними ГДС загальна товщина газонасиченого пласта В-25-26 змінюється від 5,8 м до 69,4 м, ефективна – від 5,4 м до 15,6 м. Коефіцієнт пористості знаходиться в межах від 7,3% до 12,1%, газонасиченості – від 78,9% до 94,5% (Коляда та ін., 2011).

2.4. Характеристика перспективних відкладів нижнього карбону північної прибортової зони ДДЗ для Краснокутського родовища

Ще одним об'єктом дослідження в даній роботі Краснокутське родовище, яке приурочене до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (рис.2.5).

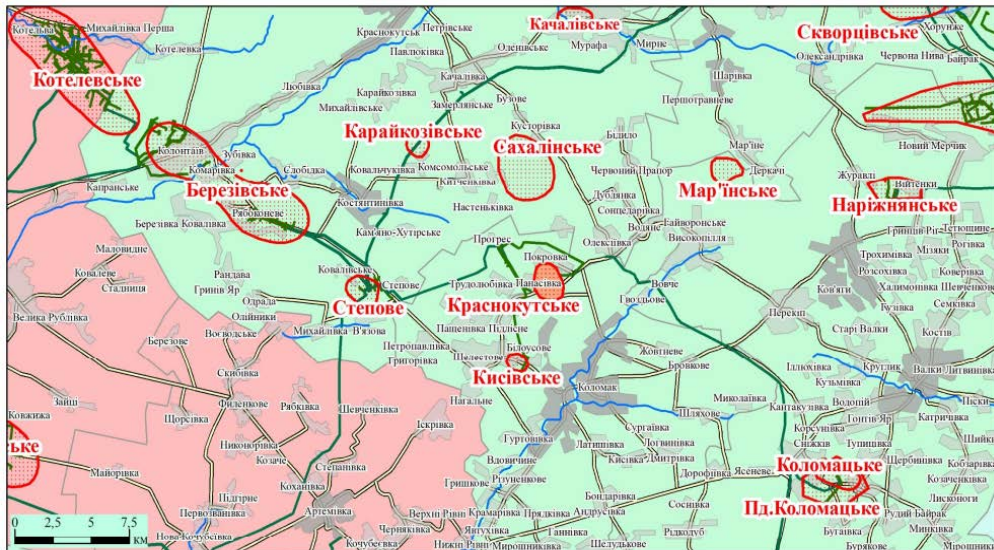


Рис. 2.5. Оглядова карта району робіт (Черевко та ін., 2018).

За даними сейсморозвідки кристалічний фундамент на цій території залягає на глибинах біля 10 км. Північно-західніше площі досліджень знаходиться крупна синклінальна структура фундаменту, що простягається від Груньського до Богодухівського виступу, на півдні межує з Опішнянським і Матвіївським підняттям, а на півночі до Прокопенківського родовища врізається в північний борт (Черевко та ін., 2018).

В результаті тектонічних рухів утворились комбіновані пастки: тектонічно та літологічно екрановані.

Стратиграфічні неузгодження простежуються в межах візейського та серпуховського ярусів.

Кам'яновугільна система в межах родовища представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижньокам'яновугільні відклади (C1) розглядаються в об'ємі візейського та серпуховського ярусів.

Візейський ярус (C1v) на Краснокутському родовищі розкритий частково і представлений верхньо- та нижньовізейськими під'ярусами.

Нижньовізейські відклади (C1v1) вперше представлені потужною пачкою пісковиків та алевролітів, неоднорідних за своїм літологічним складом та ФЄВ. У розрізі виділяються літологічні пачки В-24 та В-25-26. Загальна розкрита товщина відкладів нижньовізейського під'ярусу становить близько 136 м.

Верхньовізейські відклади (C1v2) розкрили верхню частину горизонту В-18 і складені аргілітами з поодинокими прошарками вапняків. Максимальна розкрита товщина відкладів становить 36 м. Горизонти В-16, В-15 літологічно складені чергуванням алевролітів та аргілітів з прошарками пісковиків і вапняків. Горизонт В-14 характеризується зменшенням глинистих різновидів і являє собою перешарування пісковиків та алевролітів з малопотужними прошарками вапняків та аргілітів (Черевко та ін., 2018).

На Краснокутському газоконденсатному родовищі поклади вуглеводнів виявлені в горизонтах В-14, В-16 візейського ярусу верхнього та в горизонтах В-24-25, В-26 нижнього карбону. За ступенем насиченості продуктивними горизонтами осадового комплексу родовище відноситься до типу згідних. За кількістю покладів родовище відноситься до типу складних багатопкладних. Поклади вуглеводнів пластові та приурочені до тектонічно екранованих і комбінованих (літологічно та тектонічно екранованих) пасток. Колекторами служать переважно пісковики.

Продуктивний горизонт В-14 характеризується зменшенням глинистих різновидів, в порівнянні з нижчезалягаючими відкладами верхнього візе, і представлений перешарування пісковиків та алевролітів з малопотужними прошарками вапняків та аргілітів. Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, нерівномірно-алевритові з косохвилястою та лінзоподібною шаруватістю. За складом - олігоміктові, з переважанням порового карбонатного та регенераційно кварцового цементу з вуглистим матеріалом. Алевроліти сірі до темно-сірих, слюдисті, з горизонтальнохвилястою шаруватістю та з гідрослюдисто-карбонатним цементом.

Згідно лабораторних даних відкрита пористість пісковиків становить 1,1 % – 20,3 %, газопроникність $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ – $553,34 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. В межах горизонту В-14 виділено продуктивні пласти В-14а та В-14б.

Горизонт В-14а має газонасичений та ущільнено-газонасичений характер. Ефективна сумарна товщина газонасичених прошарків пісковиків по свердловинах у покладах змінюється від 1,2 до 2,4 м, алевролітів до 0,8 м; пористість 5,8-20,3 %; газонасиченість 68,1-92,0 %.

Згідно макропетрографічного опису кернавого матеріалу продуктивний горизонт В-14а представлений пісковиками дрібно-тонкозернистими, колір від сірого до темно сірого. Текстура шарувата, хвилясто-шарувата, орієнтована до осі керну під кутом 80° - 85° . Текстура підкреслена прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу. Цемент, вірогідно, регенераційно-кварцовий та, в меншій мірі, карбонатний. Спостерігаються тонкі, звивисті розгалужені прошарки вуглисто-слюдистого матеріалу, товщиною до 1 мм. По шару поширені звивисті розкриті на напіврозкриті тріщини, товщиною до 1 мм, які орієнтовані до осі керну під кутом 80° - 90° , що розвинені по поверхням нашарування. Також поширені звивисті розгалужені напіврозкриті тріщини, що орієнтовані під кутом 10° - 70° до осі керну. На свіжому зламі відчувається легкий запах вуглеводневих сполук.

Шар утворився в морських умовах, та віднесений до фацій припливного піщаного бару-мілини.

Згідно аналізу мікроскопічних досліджень пісковики горизонту В-14 являють собою алевроитовий, алевро-тонкозернистий сублітареніт. Структура псамітова, текстура масивна. Контакти зерен конформні, інкорпораційні.

Кластична частина складена кварцом $\sim 94,94$ %, слюдами $\sim 3,72$ %, уламками порід $\sim 1,19$ %, польовими шпатами $\sim 0,15$ %.

Цемент карбонатний, регенераційно-кварцовий, глинистий.

Цемент відкритий поровий, суцільний нерівномірний карбонатний, кородуючий, представлений кальцит-доломітом, із характерними яскраво-перламутровими кольорами інтерференції.

Гідратовані та частково деструктуровані луски мусковіту, із характерними для гідратації кольорами інтерференції в бірюзово-фіолетово-солом'яних відтінках.

Горизонт В-14б має газонасичений та ущільнено-газонасичений характер. Ефективна сумарна товщина газонасичених прошарків пісковиків по свердловинах у покладі змінюється від 0,8 до 1,4 м; пористість 7,0-7,9 %; газонасиченість 88,0-93,0 %.

Покришками для покладів горизонту В-14 являється товща щільних порід (7-14 м і більше) представлена перемежуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, рідко вапняків (Черевко та ін., 2018).

Горизонт В-16 простежується у верхньовізейському під'ярусі. Згідно лабораторних даних відкрита пористість пісковиків становить 2,5-9,9 %, газопроникність $0,028 \times 10^{-15} - 2,942 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В розрізі горизонту В-16 виділяється продуктивний пласт, який має газонасичений характер та інколи представлений ущільненими породами. Ефективна сумарна товщина газонасичених прошарків пісковиків по свердловинах у покладі змінюється від 5,0 до 12,5 м; пористість 7,0-8,0 %; газонасиченість 68,0-87,0 %.

Згідно макропетрографічного опису кернавого матеріалу продуктивний горизонт В-16 представлений пісковиками світло-сірими, тонко-дрібнозернистими з шаруватою, хвилястою та лінзоподібною текстурою. Орієнтована під кутом $70^\circ - 85^\circ$ до осі керну. Текстура підкреслена прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу.

Цемент, вірогідно, регенераційно-кварцовий та в меншій мірі глинистий. По шару спостерігаються звивисті прошарки вуглисто-слюдистого матеріалу

товщиною до 2 мм. По шару поширені текстури зміщенні осаду (амплітудою до 3 см), брижі течій та, вірогідно, хвиль.

По шару поширені звивисті розкриті та напіврозкриті тріщини, товщиною до 1 мм, які орієнтовані до осі керну під кутом 65° - 90° , що розвинені по поверхням нашарування. Також поширені звивисті розгалужені напіврозкриті тріщини, що орієнтовані під кутом 20° - 60° до осі керну. На свіжому зламі відчувається виразний запах вуглеводневих сполук.

Шар утворився в морських умовах, віднесений до припливного піщаного бару-мілини в системі бар'єрних островів.

Згідно аналізу мікроскопічних досліджень пісковики горизонту В-16 (рис.2.6) являють собою алевритовий, тонкозернисто-алевритовий, кварцовий ареніт з псамітовою структурою, текстура – масивна, місцями мікр шарувата. Контакти зерен конформні, інкорпораційні. Цемент регенераційно-кварцовий, глинистий.

Кластична частина за складом наступна: кварц ~ 95,16 %, слюди ~ 3,90 %, акцесорні мінерали ~ 0,94 %.

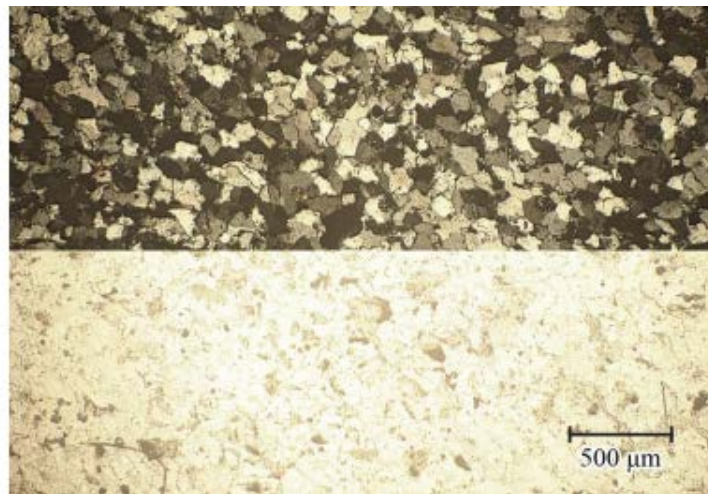


Рис. 2.6. Мікрофотографія шліфів пісковиків горизонту В-16 (Черевко та ін., 2018)

Цемент карбонатний, відкритий поровий, плямистий, представлений сидеритом із характерними коричнево-перламутровими кольорами інтерференції.

Гідратовані та частково деструктуровані луски мусковіту із характерними для гідратації кольорами інтерференції в бірюзово-фіолетово-солом'яних відтінках. Луски слюди переважно спрямовані в одному напрямку та підкреслюють мікросхаруватість.

Уламки порід практично повністю представлені зернами кварцу із конформними та інкорпораційними контактами (Черевко та ін., 2018).

Горизонт В-24-25 представлений газонасиченими прошарками загальною ефективною товщиною 14,0 м, пористістю 5,5-9,2%, газонасиченістю 64,0-74,0%.

Горизонт В-26 представлений газонасиченими прошарками пісковиків загальною ефективною товщиною 14,7 м (від 1,6 м до 6,1 м), пористістю 6,0-8,2%, газонасиченістю 58,0-72,0%. Керновим матеріалом горизонт не охарактеризований. Горизонти В-24-26 представлені потужною пачкою пісковиків, неоднорідних за своїм літологічним складом та ФЄВ. Деякі прошарки характеризуються збільшенням глинистості (за даними ГК), підвищенням пористості в окремих прошарках до 7 % на фоні зниження опору до 8-9 Омм, що може свідчити про їх водонасиченість. Проте, зважаючи на невисокий опір глин, подібне зниження опору може бути викликано також збільшенням глинистості (Черевко та ін., 2018).

Висновки до другого розділу:

1. Родовища центральної та північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини характеризуються складною геологічною будовою, зумовленою галокінезом та блоковою тектонікою та значною літолого-фаціальною неоднорідністю перспективних верхньовізейських, нижньовізейських та турнейських відкладів.

2. Основними об'єктами дослідження є верхньо- та нижньовізейські, турнейські відклади, представлені теригенними та карбонатними породами, які зазнали інтенсивних вторинних змін – доломітизації, тріщинуватості, кавернозності та цементації, які суттєво вплинули на формування пустотного простору, особливо в карбонатних породах. Наприклад, у вапняках горизонту Т-1 Березівського родовища спостерігаються конкреції піриту та коралів, що свідчить про інтенсивні діагенетичні зміни.

3. На Березівському родовищі найбільш перспективним є горизонт В-16, який має значну варіативність ефективної товщини до 23,6 м, з середньозваженою ефективною товщиною 5,7 м. Газонасичені товщини досягають 9,8 м в південно-західному напрямку, що робить цей горизонт перспективним для видобутку в південному регіоні родовища.

4. На Котелевському родовищі найбільш перспективним є горизонт В-25-26, який представлений пісковиками з пористістю від 6,0% до 16,7% і газонасиченістю від 78,9% до 94,5%. Газопроникність пісковиків змінюється від $1,2 \cdot 10^{-15}$ м² до $104,1 \cdot 10^{-15}$ м², що також свідчить про високий потенціал для ефективного видобутку вуглеводнів.

5. На Краснокутському родовищі найбільш перспективним є горизонт В-26, де газонасиченість порід варіюється від 58,0% до 72,0% загальною ефективною товщиною до 14,7 м, проте він характеризується неоднорідним літологічним складом, який не підтверджений керновим матеріалом.

6. Аналіз геологічної будови та літолого-петрофізичних характеристик родовищ підтверджує складність та неоднорідність досліджуваних порід, що потребує застосування комплексного підходу до їх подальшого вивчення в рамках дисертаційного дослідження.

РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ТИПІЗАЦІЇ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

3.1. Виділення перспективних інтервалів порід за даними геофізичних досліджень свердловин

Визначення перспективних інтервалів у розрізі свердловин та оцінка їхнього насичення можливі лише за умови якісної обробки й достовірної інтерпретації каротажних даних, а також їх комплексного аналізу разом із наявною геолого-петрофізичною інформацією. Якість каротажних даних відображає ступінь можливості їх застосування для вирішення певної задачі. Оцінка якості даних і методи для її підвищення є необхідним етапом будь-яких аналітичних проєктів, бо розрахункові алгоритми не будуть працювати з хибними й неякісними даними, що негативно вплине на отримані результати. Тому вже під час обробки матеріалів важливо розуміти гранично допустимі межі методів, прибрати різноманітного роду завади для уникнення помилок на наступних етапах.

В даній роботі автором проведено обробку та інтерпретацію методів геофізичних досліджень свердловин з визначенням літології, петрофізичних параметрів досліджених інтервалів та їхнього насичення для трьох свердловин трьох родовищ приосьової та північно-прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Алгоритм обробки каротажних кривих використаний автором включав:

- ув'язку кривих за глибиною, в якості опорної використано криву ГК;
- очистка каротажних кривих від випадкових артефактів, піків, інтервалів пропуску запису та затяжок;
- нормалізація кривих ГК та ННК;

- коригування каротажних кривих з використанням згладжування та інтерполяції.

База даних каротажних кривих включала результати вимірювань кавернометрії, електричних, акустичних, радіоактивних методів.

В даній роботі інтерпретацію каротажних кривих в інтервалах залягання верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів Березівського, Котелевського та Краснокутського родовищ проведено детерміністичним шляхом в програмному комплексі «Techlog».

Детерміністичний підхід до петрофізичної інтерпретації передбачає послідовне визначення петрофізичних характеристик на основі стандартних або емпірично встановлених рівнянь для конкретного родовища чи регіону.

В межах дослідження автором було визначено:

- коефіцієнт глинистості із застосуванням рівняння Ларіонова (Larionov, 1969) через знаходження подвійного різницевого параметра ($\Delta\gamma$) за даними гамма-каротажу (визначення опорних значень для чистих пісковиків і глин проводилось окремо для кожного стратиграфічного інтервалу, що аналізувався);

- коефіцієнти загальної та відкритої пористості через рівняння Раймера-Ганта-Гарднера (Raumer et al., 1980) за даними акустичного каротажу (АК) при використанні наступних значень інтервального часу проходження повздожньої хвилі (ΔT) в матриці порід та флюїдах: ΔT_m – 168 мкс/м для теригенних порід, ΔT_m – 155 мкс/м для карбонатних порід, $\Delta T_{гл}$ – 230 мкс/м, ΔT_ϕ – 610 мкс/м; через рівняння середнього часу за АК; через вміст водню, отриманого після перерахунку показів нейтрон-нейтронного каротажу (ННК);

- коефіцієнти водо- та нафтогазонасиченості порід-колекторів на основі даних електричних методів каротажу з використанням моделі «подвійної води» (Clavier et al., 1984).

- коефіцієнт проникності з використанням емпіричних залежностей за результатами дослідження зразків керну, взятих зі звітів по підрахунку запасів

Березівського, Котелевського та Краснокутського родовищ (Овчаренко та ін., 2012; Коляда та ін., 2011; Черевко та ін., 2018).

Автором також було враховано емпіричні залежності для оцінки пористості продуктивних пластів та характеру їхнього насичення.

Розрізи свердловин досліджуваних родовищ представлені відкладами теригенних та карбонатних колекторів. Колектори мають ряд особливостей, які обумовлені їх складом, умовами осадконакопичення.

Ідентифікація літологічного складу гірських порід є важливим етапом інтерпретації каротажних даних, адже саме від літології залежать петрофізичні властивості колекторів, їхня пористість, проникність та флюїдонасичення.

Теригенні колектори

Теригенні породи-колектори зазвичай мають відносно стабільні геофізичні ознаки, що дозволяє виділяти їх за допомогою як кількісних, так і якісних індикаторів.

До прямих якісних ознак пористих теригенних колекторів належать:

- звуження діаметра свердловини за даними кавернометрії або профілеметрії, що свідчить про утворення глинистої кірки через проникнення фільтрату в пласт;

- радіальні градієнти опору за результатами зондів з різною глибиною дослідження комплексу бокового каротажу (БК), що вказує на зону проникнення фільтрату бурового розчину.

До непрямих якісних ознак належать:

- аномалії на кривій самопроникності (ПС) при невисокому вмісті глинистих компонентів;

- низькі значення гамма-активності на кривих гамма-каротажу (ГК), що характерно для пісковиків.

На рис. 3.1 наведено фрагмент каротажної діаграми, де використано каротажні криві кавернометрії (CALI), гамма-каротажу (GR), щільнісного

каротажу (RHOB), вмісту водню (NPHI), акустичного каротажу (DT) та бокового каротажу (LLD). Для прикладу, показано, що в інтервалі 5502-5505 м за прямими та непрямыми ознаками виділяється теригенний колектор (пісковик) з ΔT 200-220 мкс/м та питомим електричним опором 67-200 Ом·м.

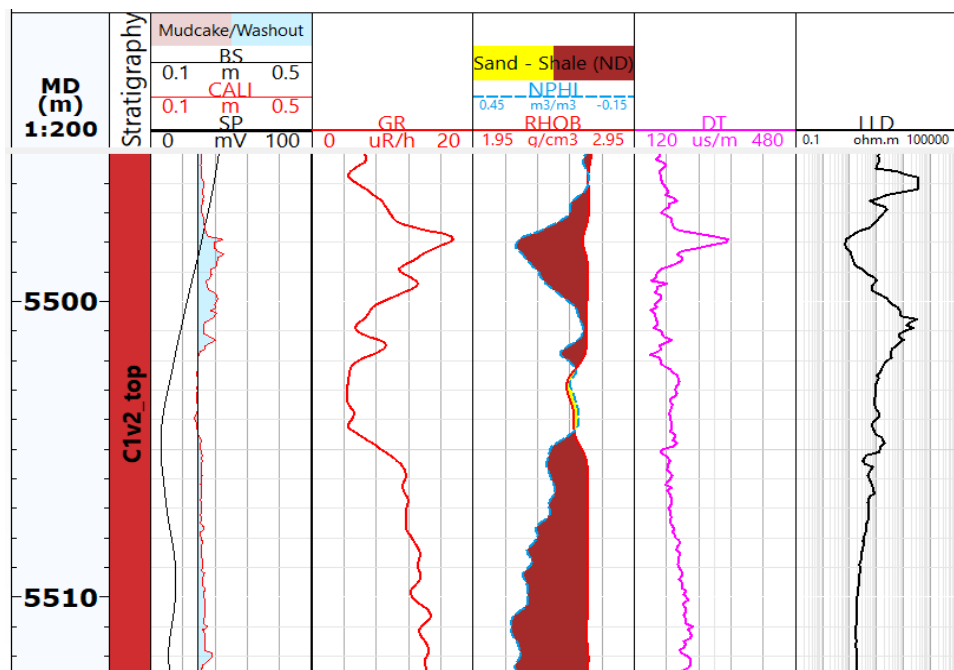


Рисунок 3.1. Фрагмент каротажної діаграми для верхньовізейських відкладів Березівського родовища

Кількісне виділення пористих колекторів ґрунтується на аналізі фільтраційно-ємнісних властивостей порід досліджуваного регіону:

- породи-колектори мають вищі значення пористості ($K_{п} > 8-10\%$) та проникності ($K_{пр} > 1$ мД);
- вміст глинистого матеріалу не перевищує 30–35%;
- значення питомого електричного опору не перевищують 2–3 Ом·м у водонасичених та вище 7-10 Ом·м у нафто- або газонасичених колекторах.

Граничні значення залежать від літології і стану ущільнення, тому для кожного стратиграфічного інтервалу доцільно встановлювати свої межі на основі статистичного аналізу.

Карбонатні колектори

Виділення колекторів у карбонатних відкладах є більш складним завданням через гетерогенну структуру пустотного простору, що включає: міжзернові пори, тріщини, каверни, перехідні пустоти та ін.

У зв'язку з цим застосування типових граничних значень пористості та питомого опору має бути дуже обережним. За рекомендаціями Mavko et al. (2009) доцільно комбінувати геофізичні дослідження свердловин з результатами кернових досліджень.

Для карбонатних колекторів:

- коефіцієнт пористості коливається в межах $4\div 8\%$, залежно від типу пустотного простору;

- проникність може бути дуже варіабельною навіть при однаковій пористості, що вимагає залучення додаткових методів для визначення внутрішньої структури порід-колекторів;

- значення питомого електричного опору значно варіюються залежно від типу насичення, особливо при високому ступені ущільнення.

Що стосується насиченості порід флюїдом, то для його точного встановлення доцільно застосовувати спеціалізований аналіз керну, зокрема дослідження електричних властивостей зразків при різних рівнях водонасичення. Висока невизначеність при оцінці насичення ущільнених інтервалів може бути зумовлена тим, що зі зменшенням пористості та діаметра фільтраційних каналів суттєво підвищується питомий електричний опір породи.

Одним із найважливіших критеріїв оцінки водонасиченості будь-яким методом є коректність визначення питомого електричного опору (ПЕО) гірської породи. В залежності від комплексу методів, геолого-технічних умов і

геологічного розрізу в якості основного методу для визначення питомого електричного опору на досліджуваних родовищах був боковий каротаж (БК). Питомий електричний опір пластового флюїду приймався рівним 0,03 Ом·м.

Питомий електричний опір пластів змінюється залежно від пористості, глинистості та характеру насичення. Відмінність водоносних та нафтогазонасичених колекторів по питомому опору з урахуванням пористості та глинистості дозволяє розділити їх по характеру насичення. На рисунку 3.2 зображено приклад кривих розрахованих петрофізичних параметрів.

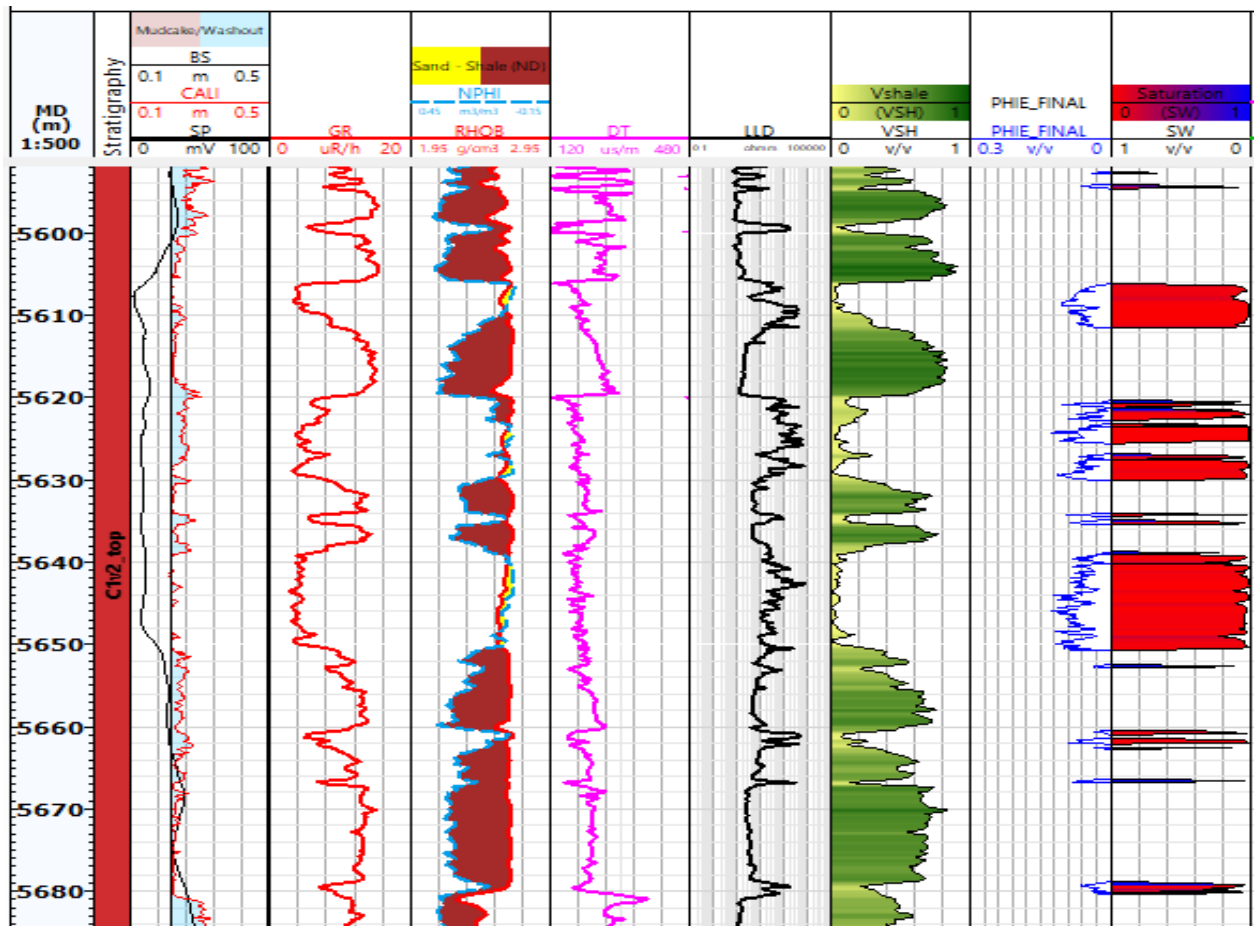


Рисунок 3.2. Фрагмент каротажної діаграми з розрахованими петрофізичними параметрами у верхньовізейських відкладах свердловини Березівського родовища

3.2. Розробка методичного підходу до проведення петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів

Для ефективної оцінки колекторських властивостей складнобудованих порід-колекторів важливо розробити обґрунтований методичний підхід до виділення петрофізичних типів, який дозволяє класифікувати розріз на однорідні інтервали за фільтраційно-ємнісними та пружними характеристиками.

В основі розробленої методики лежить принцип комплексної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин із використанням каротажних даних та математичного моделювання. Враховано специфіку досліджуваних об'єктів – складнобудованих карбонатно-теригенних товщ із переважанням вторинно змінених порід, для яких характерна складна структура пустотного простору.

Ключовими етапами методичного підходу є:

1. Попередній літолого-фаціальний аналіз розрізу для визначення характеру відкладів, зон розвитку пористих і тріщинуватих порід, виявлення вторинних змін (доломітизація, розчинення, цементация тощо).

2. Виділення петрофізичних параметрів (коефіцієнти глинистості, пористості, насичення) за результатами каротажу.

3. Застосування емпіричної моделі Вінланда – для оцінки впливу структури пустотного простору на взаємозв'язок між пористістю та проникністю. Запропонована методика Вінланда лягла в основу подальших досліджень структури пустотного простору, її також закладено автором в прийоми для типізації порід-колекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями.

4. Виділення петрофізичних типів на основі введеного класифікаційного параметра та статистичного групування інтервалів за схожістю петрофізичних показників.

5. Аналіз пружних властивостей порід та побудова графіків залежності швидкостей повздовжних (V_p), поперечних (V_s) хвиль та густини (ρ) від пористості для уточнення меж петрофізичних типів.

6. Уточнення кореляційних залежностей між петрофізичними та пружними параметрами для кожного виділеного типу з метою побудови прогнозних моделей колекторських властивостей порід.

Розроблений підхід дозволяє адаптувати типізацію до регіональних особливостей геологічної будови та реальної петрофізичної неоднорідності колекторів. Це підвищує точність прогнозування коефіцієнтів пористості, проникності та визначення продуктивних інтервалів у складнобудованих породах.

В даній роботі вирішення задачі петрофізичної типізації автором виконувалось у декілька етапів.

3.2.1. Застосування петрофізичних методів типізації

У процесі визначення колекторських властивостей порід важливе значення має їхня типізація на основі фільтраційно-ємнісних характеристик.

Для первинного поділу порід-колекторів автором у даній роботі була використана загальноприйнята концепція типізації, що заснована на емпіричній моделі Вінланда і базується на зв'язку між коефіцієнтами пористості, проникності та ефективним радіусом пустот порід-колекторів. Виражається у вигляді рівняння (1.7) з розділу 1.

Для вирішення задач петрофізичної типізації автором пропонується використання класифікаційного параметра R .

Перетворення безперервної величини $R35$ в дискретну здійснюється шляхом округлення до цілого числа значення, отриманого за формулою:

$$R = \ln(R35) + 5. \quad (3.1)$$

Застосування класифікаційного параметра R дозволяє узагальнити вплив кількох фізичних властивостей порід на їхню колекторську ефективність. Цей параметр виступає як інтегральний індикатор, що враховує ефективний радіус пустот порід і забезпечує можливість емпіричного поділу розрізу на петрофізичні типи. Використання натурального логарифма вказує на те, що ефективний радіус пустот змінюється в широкому діапазоні значень, а логарифмізація дозволяє краще відобразити порядок змін цих величин.

Параметр R показує зв'язок між ефективним радіусом пустотного простору та класифікаційною шкалою типізації порід-колекторів. Цей параметр є узагальненою характеристикою ефективного розміру пустот у породах-колекторах і дозволяє здійснити їх типізацію. Він відображає, наскільки сприятливими є умови для фільтрації флюїдів, що безпосередньо впливає на проникність породи. На рис. 3.3. показано приклад застосування параметра R , де кольорами показано приналежність пропластків до виділених типів.

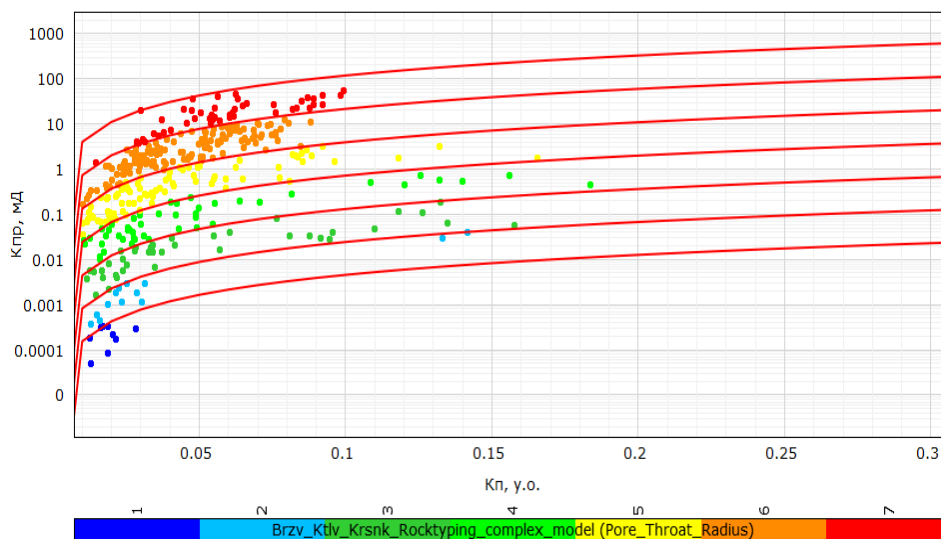


Рисунок 3.3. Приклад проведення петрофізичної типізації на основі параметра R

У попередніх дослідженнях (Martin et al., 1997; Aguilera, 2002) був використаний загальновідомий поділ розміру пустот:

- мегапустоти – з радіусами понад 10 мкм;
- макропустоти – з радіусами від 2 до 10 мкм;
- мезопустоти – у межах від 0,5 до 2,0 мкм;
- мікропустоти – у діапазоні 0,1–0,5 мкм;
- нанопустоти – з радіусами понад 0,01 мкм, але менше 0,1 мкм.

У традиційних колекторах розміри пустот перевищують 2 мкм, у щільних газових колекторах діаметр пустот становить приблизно від 0,03 до 2 мкм, а в сланцях – від 0,005 до 0,1 мкм (5 нм). Частинки метану (0,00038 мкм) достатньо малі, щоб накопичуватися в дуже дрібних порах. Щільні нафтові та газові колектори характеризуються низькою пористістю (менше 10%), проникністю, що не перевищує 0,1 мД (Nelson, 2001).

Оскільки радіус пустот залежить від осадових процесів та діагенезу, варіації цього параметра відображають розподіл пористості та проникності для порід різної літології.

Автором було виділено сім типів порід з розподілом розміру пустот у діапазоні від 0,012 до 12,183 мкм, що утворені логарифмічно нормальним розподілом. Кожен тип відокремлює фізично відмінні середовища пустотного простору (від нанопустот до мегапустот) і корелює з літологічними змінами порід. Сім типів оптимально розділяють нанопустоти, мікропустоти, мезопустоти, макропустоти та мегапустоти із додатковими перехідними групами, без надмірного дроблення чи втрати суттєвих рангів пустот.

Використання формули (3.1) дозволяє перетворити розподіл радіусів пустот, що охоплює приблизно три порядки величин (0,012–12,183 мкм), у вузький інтервал R , який легко розбити на цілісні типи. Додавання константи (+5) гарантує, що навіть мінімальне значення $\ln(R/5)$ зсувається у позитивну область

($R > 0$), що робить процес типізації більш зрозумілим. При $\ln(0,012) + 5 \approx 0,586$ та $\ln(12,183) + 5 \approx 7,499$ значення R охоплюють інтервал майже від 0,6 до 7,5, тобто 7 повних одиниць.

Додатковим підтвердженням надійного визначення типу колектора за допомогою параметра R є застосування варіаційної кривої даного параметра. (Haikel et al., 2018), як показано на рисунку 3.4. По вісі ординат відкладено серійний номер – це порядковий номер кожного пропластка після сортування їх за спаданням значення R_{35} .

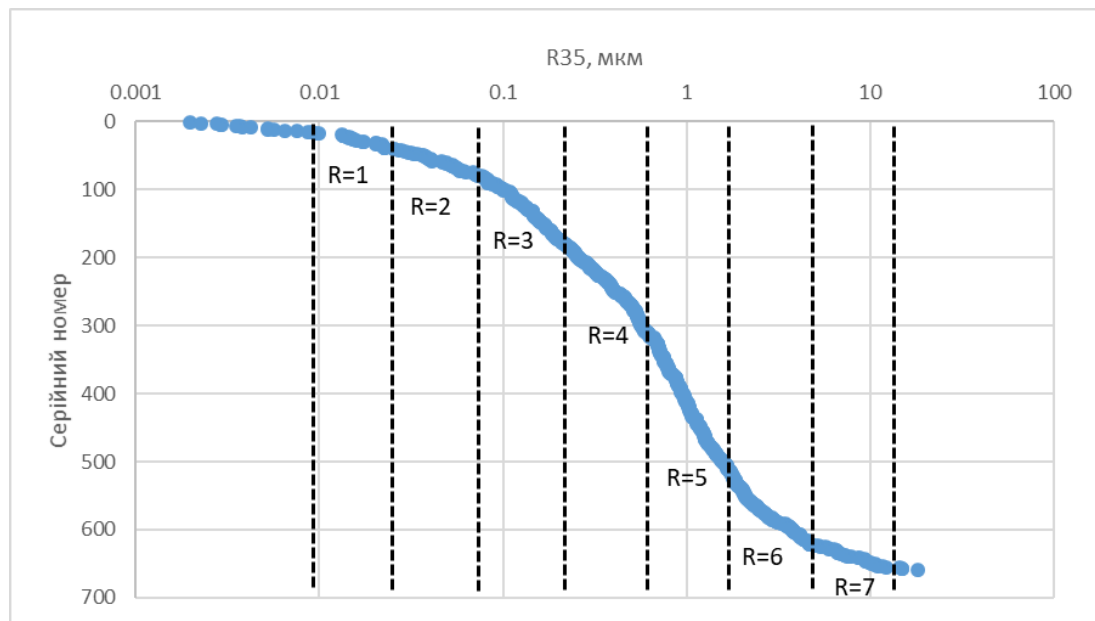


Рисунок 3.4. Приклад графіку, що використовується для типізації порід-колекторів

Як видно із рисунку 3.4 такий підхід базується на побудові графіка ранжованих R_{35} і виявленні точок зламів, що відділяють однотипні ранги пустотного простору. У даному наборі даних спостерігається сім чітких зламів, після яких крива набуває плавнішої поведінки, тобто додавання 8-го типу вже не виділяє нових фізично значущих рангів.

Таким чином, саме сім зламів визначають оптимальну кількість типів у типізації за параметром R .

3.2.2. Визначення структури пустотного простору з оцінюванням типів порід-колекторів

Методика вивчення структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів з оцінкою типів порід-колекторів включала декілька етапів (Продайвода et al., 2011):

- здійснення інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин;
- визначення параметрів початкової математичної моделі породи-колектора,
- проведення інверсії даних акустичних досліджень у криву розподілу пустот різних форматів;
- оцінювання типів порід-колекторів (Вижва та Безродна, 2016; Oliinyk et al., 2020; Олійник та ін., 2020; Ємець, 2024).

Автором після стандартної інтерпретації даних ГДС на першому етапі було розраховано ефективний радіус пустот пропластків, використовуючи рівняння Вінланда. Далі сформовано вибірки пропластків на основі класифікаційного параметра R . Для кожної вибірки були побудовані кореляційні залежності типу:

$$\Delta T_p = f(K_p), \Delta T_s = f(K_p), \rho = f(K_p), \quad (3.3)$$

де ΔT_p і ΔT_s - інтервальний час розповсюдження повздовжніх і поперечних хвиль, K_p - коефіцієнт пористості, ρ – густина порід.

Для створення математичної моделі для вибірки пластів визначаються:

- параметри пустотних наповнювачів;
- параметри матриці породи-колектора;
- попереднє наближення структури пустотного простору для вибірки порід.

Початковим наближенням для параметрів матриці порід прийнято ефективні пружні модулі (модуль об'ємного стискання (K), модуль зсуву (G) та густина (ρ) скелету породи-колектора), що визначаються за формулами:

$$K_M = \rho_M \left(V_{pM}^2 - \frac{4}{3} V_{sM}^2 \right), \quad G_M = \rho_M V_{sM}^2, \quad (3.4)$$

де ρ_M – густина скелету вибірки порід, V_{pM} , V_{sM} – швидкості повздожньої та поперечної хвиль скелету вибірки порід пластів, що розраховані з даних акустичного каротажу або отримано за петрофізичними даними.

Початкове наближення параметрів матриці для окремих вибірок пропластків розраховувалося за допомогою крос-плотів (рис. 3.5-3.7) шляхом екстраполяції кореляційних функцій в область нульової пористості.

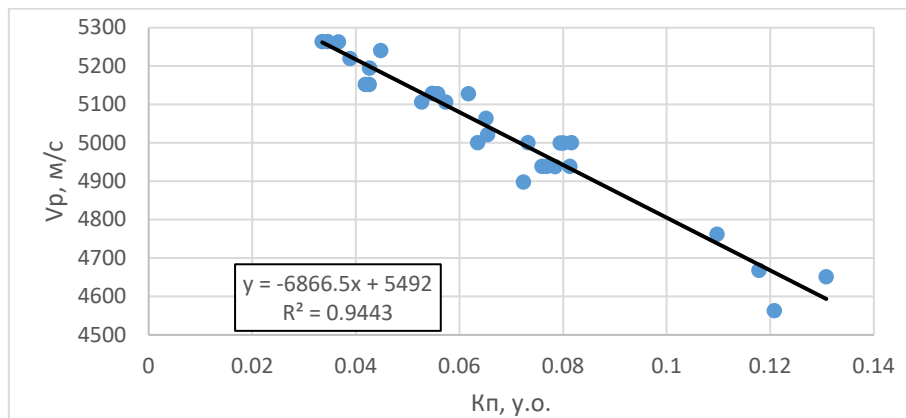


Рис. 3.5. Приклад визначення швидкості повздожньої хвилі скелету пропластків з розміром пустотного простору $1.649 \leq R_{35} < 4.482$ мкм за залежністю повздожньої швидкості від коефіцієнту пористості

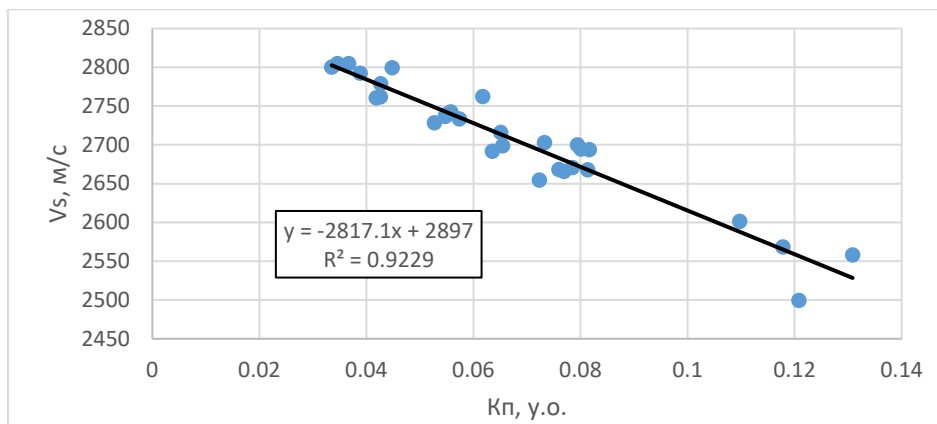


Рис. 3.6. Приклад визначення швидкості поперечної хвилі скелету пропластків з розміром пустотного простору $1.649 \leq R_{35} < 4.482$ мкм за залежністю поперечної швидкості від коефіцієнту пористості

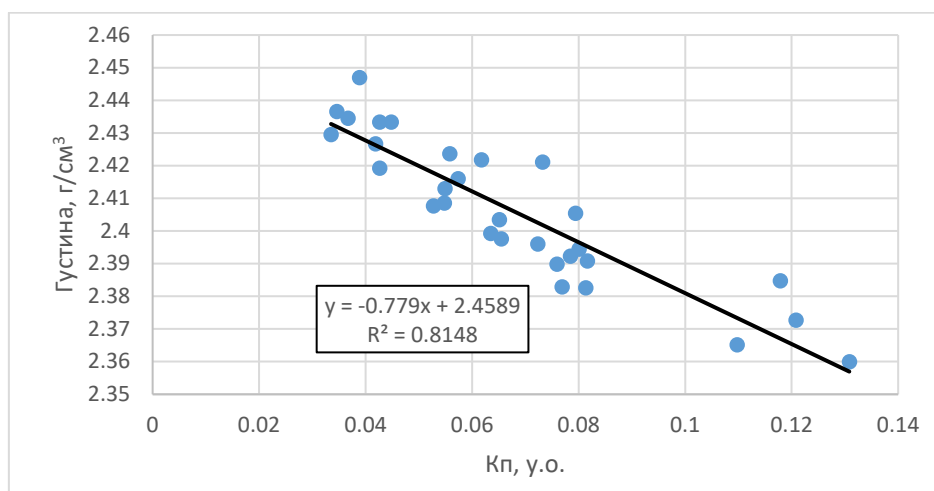


Рис. 3.7. Приклад визначення густини скелету порід з розміром пустотного простору $1.649 \leq R_{35} < 4.482$ мкм за залежністю густини від коефіцієнту пористості

Для визначення початкового наближення для параметрів пустотних наповнювачів (швидкості пружних хвиль та густини флюїду чи газу), використовують апріорну (фондову, промислову) інформацію щодо параметрів пластових флюїдів, при відсутності даних по об'єкту досліджень використовують узагальнену інформацію (табл. 3.1).

Таблиця 3.1. Пружні та густинні параметри пустотних наповнювачів

Тип наповнювача	Швидкість пружних хвиль, м/с	Густина флюїду чи газу, г/см ³
Вода	1470–1880	1,0–1,1
Нафта	1035–1370	0,82–0,92
Газ	500	0,02–0,0001

При виборі початкового наближення математичної моделі групи пластів можуть бути використані наступні дані:

- апріорна інформація геолого-геофізичного характеру;
- стандартні методи ГДС та результати обробки їх матеріалів;
- результати петрофізичних досліджень;
- результати математичного моделювання порід;
- результати вивчення керну під електронним або поляризаційним мікроскопом (Вижва та ін., 2019).

Визначення початкового наближення структури пустотного простору n -тих пластів є пошуком глобальних екстремумів функції складного типу (X_v) за закріпленими параметрами форматів пустот α_n і проводиться методом перебору значень концентрації певних форматів пустот $C_n(\alpha_n)$ з кроком Δ_n , обчислених для кожного формату з умови:

$$X_v + 1(C_n + \Delta_n, \alpha_n) - X_v(C_n, \alpha_n) = k\varepsilon, \quad (3.5)$$

де ε – експериментальна точність визначення вхідних параметрів; k – коефіцієнт, що залежить від необхідної точності отримання наближення.

Вибір початкового наближення структури пустотного простору для вибірки пластів (формати пустот і їх концентрація) проводиться методом найменших квадратів при перетині області пошукових параметрів по вектору при фіксованих значеннях форматів пустот α . Це забезпечує експресне знаходження точки з мінімальним значенням рівня відхилення значення від попереднього.

Знайдене початкове наближення використовується при інверсії акустичних даних за допомогою програми «Karat» з використанням даних акустичного каротажу та коефіцієнту пористості, що визначений за методиками, що виключають матеріали акустичних методів. Задача зводиться до визначення концентрації пустот $C_n(\alpha)$ окремих форматів α для кожної вибраної точки чи пласта (Вижва та Безродна, 2016).

Одержані в результаті розрахунків набори форматів пустот різних типів та їх концентрацій відповідають окремим типам пористості (розділ 1), на основі цього розраховуються коефіцієнти: міжзернової ($K_{мз}$), перехідної ($K_{пр}$), тріщинної ($K_{тр}$), кавернозної ($K_{кв}$) та вторинної ($K_{вт} = K_{пр} + K_{тр} + K_{кв}$) пористості та, відповідно, встановлюється тип породи-колектора (Безродна, 2007).

3.2.3. Аналіз фізики гірських порід

Аналіз фізики гірських порід включає оцінку петрофізичних властивостей, таких як пористість, насиченість флюїдами та літологія на основі пружних властивостей пластів. Пружні властивості гірської породи змінюються залежно від її складу, текстури, пористості та її типів.

Цей аналіз можна виконати шляхом порівняння акустичних властивостей та об'ємної густини з прогнозованими параметрами. Для цього розглядаються графіки, що демонструють взаємозв'язки різних пружних характеристик. Це дозволяє визначити, в яких параметричних просторах можна розділити цільові пласти за літотипами, виділити продуктивні зони, а також чи можливо встановити стійкі залежності між пружними і іншими петрофізичними властивостями.

Діаграма залежності між акустичним імпедансом (AI) та співвідношенням швидкостей повздовжньої хвилі і поперечної хвилі (V_p/V_s) є ефективним методом для визначення типу гірської породи, її насиченості флюїдами, а також пористості (рис. 3.8). Як правило, наявність вуглеводнів характеризується

зниженим значенням співвідношення V_p/V_s та меншим значенням акустичного імпедансу. Вплив насиченості флюїдами на акустичний імпеданс є більш вираженим у зонах з високою пористістю та менш значимим у зонах з низькою пористістю в межах діапазону V_p/V_s .

Аналіз крос-плоту V_p/V_s та AI дозволяє встановити найбільш перспективні інтервали уже з відомою структурою пустотного простору та межі значень V_p/V_s та AI, в яких вони знаходяться (приклад – на рис. 3.8).

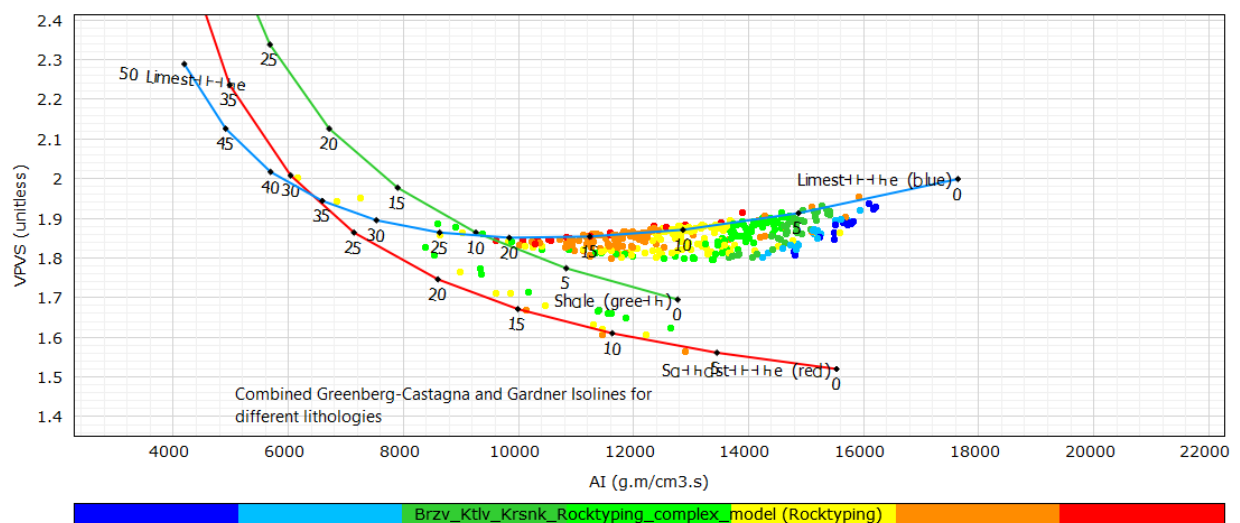


Рис. 3.8. Приклад крос-плот V_p/V_s та акустичного імпедансу з винесеною типізацією ефективних радіусів пустотного простору порід верхньовізейських відкладів Березівського родовища

Висновки до третього розділу:

Даний розділ присвячений методиці обробки та інтерпретації даних методів геофізичних досліджень свердловин з визначенням літології, петрофізичних параметрів досліджених інтервалів та розробці методичного підходу до петрофізичної типізації складнопобудованих порід-колекторів верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. У цьому розділі обґрунтовано вибір основних методів аналізу та типізації порід на основі комплексу геофізичних даних. Особливу увагу приділено розробці підходів, які дозволяють врахувати складну будову пустотного простору колекторів, зумовлену як первинною фаціальною неоднорідністю, так і вторинними змінами – тріщинуватістю, кавернозністю, доломітизацією. Встановлено, що:

1. Петрофізичну інтерпретацію на думку автора варто проводити на основі детерміністичного підходу, що передбачає послідовне визначення петрофізичних характеристик на основі стандартних або емпірично встановлених рівнянь. В результаті таких розрахунків може бути проведений попередній літолого-фаціальний аналіз розрізу для визначення характеру відкладів, отримано та проаналізовано петрофізичні параметри (коефіцієнти глинистості, пористості, насичення).

2. Автором введено класифікаційний параметр R , який отримано на основі використання концепції типізації порід, що заснована на емпіричній моделі Вінланда. Застосування параметра R дозволяє узагальнити вплив кількох фізичних властивостей порід на їхню колекторську ефективність. На основі цього параметра автором було виділено сім типів порід з розподілом розміру пустот у діапазоні від 0,012 до 12,183 мкм, що утворені логарифмічно нормальним розподілом. Сім типів оптимально розділяють нанопустоти, мікропустоти,

мезопустоти, макропустоти та мегапустоти із додатковими перехідними групами, без надмірного дроблення чи втрати суттєвих рангів пустот.

3. Для методики вивчення структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів з оцінкою типів порід-колекторів початкове наближення параметрів матриці запропоновано розраховувати для вибірок, що сформовані на основі емпіричної моделі Вінланда та класифікаційного параметра R .

4. Аналіз крос-плоту V_p/V_s та AI дозволяє встановити найбільш перспективні інтервали уже з відомою структурою пустотного простору та межі значень V_p/V_s та AI , в яких вони знаходяться.

4. РЕЗУЛЬТАТИ ВПРОВАДЖЕННЯ КОМПЛЕКСНОЇ МЕТОДИКИ ПЕТРОФІЗИЧНОЇ ТИПІЗАЦІЇ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТІ ОЦІНЮВАННЯ ЇХНІХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

4.1. Виділення петрофізичних типів порід-колекторів

Виділення петрофізичних типів порід-колекторів у цій роботі здійснювалося за комплексним алгоритмом, що поєднує результати інтерпретації матеріалів ГДС, статистичне групування інтервалів за розподілом ефективного радіуса пустот (R_{35}), визначення структури пустотного простору з оцінюванням типів порід-колекторів та аналізу фізики цих порід (їхніх пружних властивостей).

Такий аналіз (за наявними матеріалами ГДС) був застосований для двох вибірок даних з прив'язкою до глибини знаходження потенційно продуктивних товщ та часу формування цих відкладів для свердловин Березівського, Котелевського та Краснокутського родовищ:

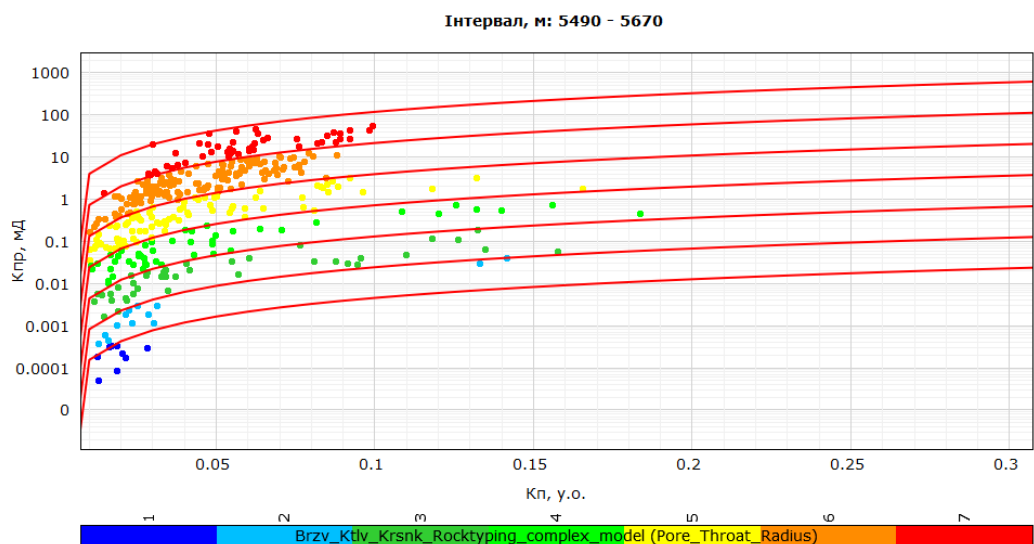
- перша вибірка – верхньовізейські відклади;
- друга вибірка – нижньовізейські та турнейські відклади.

Такий підхід дозволив детально проаналізувати петрофізичні властивості досліджуваних порід-колекторів та кількісно описати їхню внутрішню будову.

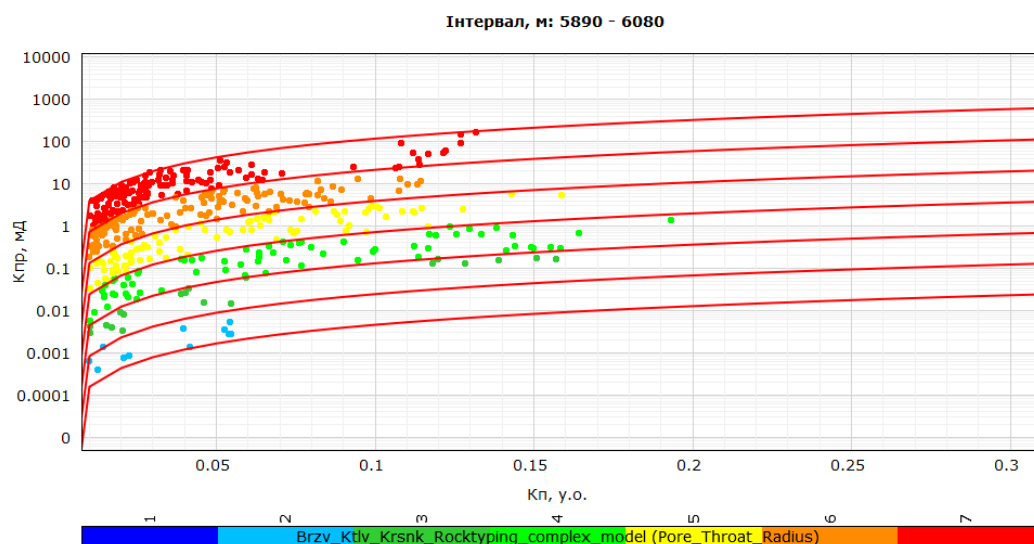
4.1.1. Результати визначення петрофізичних типів порід-колекторів

Щоб побудувати стійкі кореляційні залежності виділених петрофізичних типів, необхідно відобразити фільтраційно-ємнісну модель кожної представленої вибірки (рис. 4.1-4.3).

В межах кожної вибірки на основі класифікаційного параметра R автором було виділено сім груп порід-колекторів ($R=1\div 7$), що мають подібні значення ефективного радіусу пустот.



(а)



(б)

Рисунок 4.1. Зв'язок між коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом пористості порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Березівського родовища

Аналіз отриманих даних дозволяє зробити висновки щодо неоднорідності досліджуваних порід, які мають різний літологічний склад. Карбонатні колектори мають високу варіативність пустотного простору, зумовлену переважанням тріщинної пористості, яка впливає на їхні фільтраційні характеристики.

Теригенні породи демонструють відносні стабільні колекторські властивості, тоді як карбонатно-теригенні товщі, які зустрічаються найчастіше в розрізі свердловин досліджуваних родовищ, характеризуються значною їх мінливістю.

Виділення на першому етапі типізації порід **Березівського родовища** однотипних пропластків за розміром пустот дало змогу отримати стійкі рівняння кореляції між коефіцієнтами пористості та проникності для кожного з типів окремої вибірки (табл. 4.1 – 4.6). Аналіз отриманих даних вказує на те, що залежність між пористістю та проникністю виражається логарифмічною лінійною функцією.

Таблиця 4.1. Фільтраційно-ємнісна модель порід верхньовізейських порід Березівського родовища

Тип (R)	Діапазон R35 (мкм)	Категорія розміру пустот	Рівняння кореляції	Коефіцієнт детермінації (R ²)	Наявність пропластків
1	0,012 – 0,031	Нанопустоти	$\ln K_{пр} = 24,67 \cdot K_p - 4,19$	0,15	Присутні
2	0,031 – 0,083	Нанопустоти до мікропустот	$\ln K_{пр} = 13,19 \cdot K_p - 3,23$	0,85	Присутні
3	0,083 – 0,223	Перехідні мікропустоти	$\ln K_{пр} = 10,13 \cdot K_p - 2,32$	0,72	Присутні
4	0,223 – 0,607	Мікропустоти	$\ln K_{пр} = 10,31 \cdot K_p - 1,62$	0,74	Присутні
5	0,607 – 1,649	Мезопустоти	$\ln K_{пр} = 13,25 \cdot K_p - 0,99$	0,67	Присутні
6	1,649 – 4,482	Макропустоти	$\ln K_{пр} = 17,80 \cdot K_p - 0,41$	0,71	Присутні
7	4,482 – 12,183	Перехідні макропустоти до мегапустот	$\ln K_{пр} = 13,40 \cdot K_p + 0,40$	0,65	Присутні

В таблиці 4.1 та на рисинку 4.1, а відображено фільтраційно-ємнісну модель порід верхньовізейських відкладів Березівського родовища. Для порід цих відкладів характерним є те, що найкраща кореляція між пористістю та

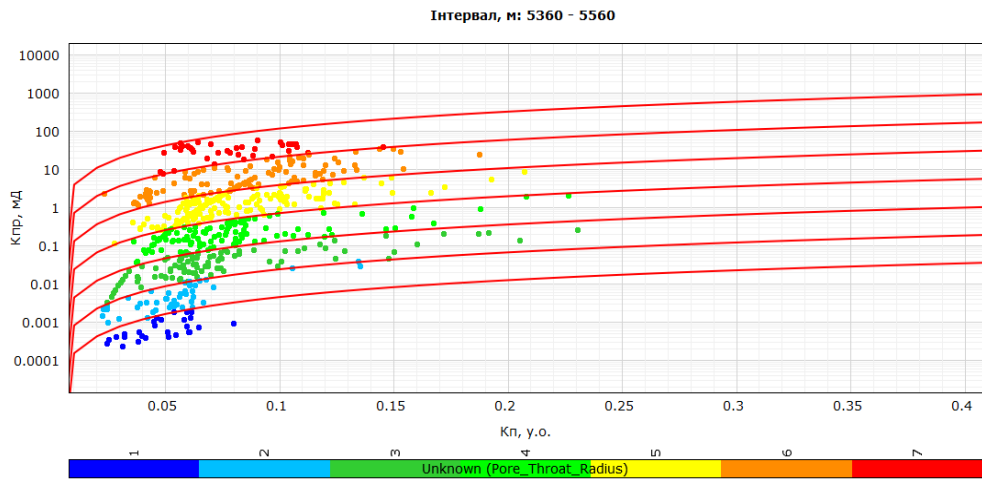
проникністю спостерігається для порід з дуже малим розміром пустотного простору (тип 2, $R^2 = 0,85$). Це вказує на високу надійність прогнозування проникності даного типу колекторів. Тип 1 демонструє найнижчий рівень кореляції ($R^2 = 0,15$), що, ймовірно, зумовлено не лише надзвичайно малим розміром пустот, а й обмеженою кількістю пропластків цього типу, що не дозволяє зробити достовірні статистичні висновки. Рівняння для типів 3–6 мають $R^2 \geq 0.67$, що вказує на високу статистичну значимість. Загалом породи верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища представлені всіма типами розмірів пустотного простору. Це створює потенціал для різних підходів до розробки залежно від домінуючих типів у конкретних інтервалах продуктивних пластів.

В табл. 4.2 та на рис. 4.1, б відображено фільтраційно-ємнісну модель порід нижньовізейсько-турнейських відкладів Березівського родовища. Найкраща кореляція між пористістю та проникністю спостерігається для порід із малим розміром пустот (тип 3, $R^2 = 0,87$), що пояснюється високою структурованістю та однорідністю пустотного простору цих пропластків. При малому розмірі пустот (R_{35} у межах 0,083–0,223 мкм) проникність значною мірою контролюється саме величиною коефіцієнта пористості. У таких умовах вторинні фактори (тріщинуватість, вилоговування) мають менший вплив, що забезпечує стійку та передбачувану залежність між двома параметрами. Рівняння для типів 2, 4-7 мають $R^2 \geq 0,70$, що свідчить про добру структурованість пустотного простору пропластків та збереження зв'язку між їхніми колекторськими властивостями. Дані відклади не представлені типом 1 із надзвичайно малим розміром пустотного простору. Узагальнюючи, породи нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища демонструють чіткий взаємозв'язок між фільтраційно-ємнісними властивостями та розміром пустотного простору.

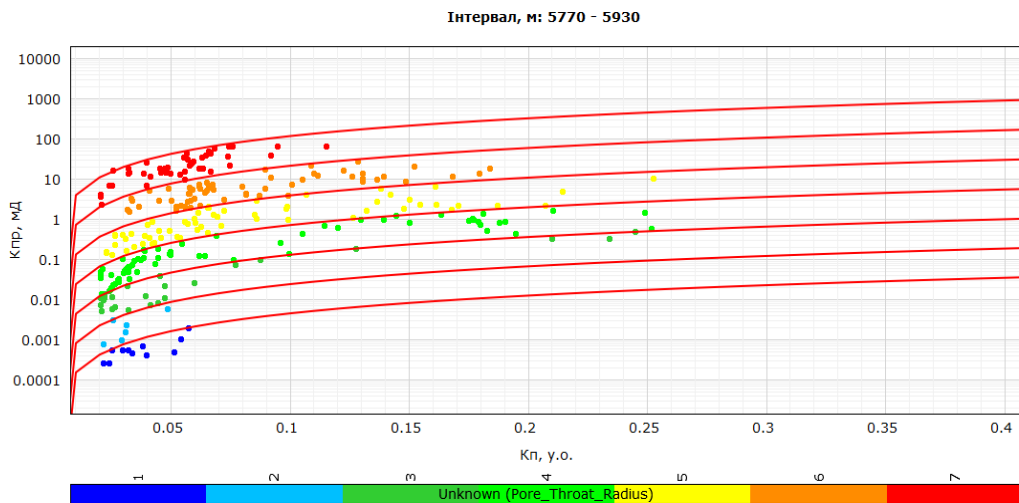
Таблиця 4.2. Фільтраційно-ємнісна модель порід нижньвізейсько-турнейських відкладів Березівського родовища

Тип (R)	Діапазон R35 (мкм)	Категорія розміру порожот	Рівняння кореляції	Коефіцієнт детермінації (R ²)	Наявність пропластків
1	0,012 – 0,031	Нанопустоти	-	-	Відсутні
2	0,031 – 0,083	Нанопустоти до мікропустот	$\ln K_{\text{пр}} = 17,88 \cdot K_{\text{п}} - 3,41$	0,77	Присутні
3	0,083 – 0,223	Перехідні мікропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 11,72 \cdot K_{\text{п}} - 2,36$	0,87	Присутні
4	0,223 – 0,607	Мікропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 9,57 \cdot K_{\text{п}} - 1,55$	0,71	Присутні
5	0,607 – 1,649	Мезопустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 13,49 \cdot K_{\text{п}} - 1,03$	0,78	Присутні
6	1,649 – 4,482	Макропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 13,76 \cdot K_{\text{п}} - 0,28$	0,71	Присутні
7	4,482 – 12,183	Перехідні макропустоти до мегапустот	$\ln K_{\text{пр}} = 12,74 \cdot K_{\text{п}} + 0,42$	0,7	Присутні

В табл. 4.3 та на рис. 4.2, а представлена фільтраційно-ємнісна модель порід верхньовізейських відкладів **Котелевського родовища**. Найвищі коефіцієнти кореляції спостерігаються для рівнянь типів 2 та 3 ($R^2 = 0,68$ та $0,64$ відповідно), що відповідає породам з дуже малим і малим розміром порожотного простору. Це свідчить про переважно однорідну структуру порожотного простору, яка забезпечує передбачуваний взаємозв'язок між пористістю та проникністю. Натомість, рівняння типу 1 має низьке значення R^2 ($0,40$), що обумовлене малою кількістю пропластків. Погіршення кореляції також спостерігається для рівнянь типів 4, 5 та 7, де R^2 падає до $0,47$, $0,57$ та $0,11$ відповідно, що свідчить про вплив додаткових чинників, переважно, ймовірно, тріщинуватості.



(а)



(б)

Рисунок 4.2. Зв'язок між коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом пористості порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Котелевського родовища

Таблиця 4.3. Фільтраційно-ємнісна модель порід верхньовізейських відкладів Котелевського родовища

Тип (R)	Діапазон R35 (мкм)	Категорія розміру порот	Рівняння кореляції	Коефіцієнт детермінації (R ²)	Наявність пропластків
1	0,012 – 0,031	Нанопустоти	$\ln K_{пр} = 11,94 \cdot K_{п} - 3,75$	0,4	Присутні

2	0,031 – 0,083	Нанопустоти до мікропустот	$\ln K_{\text{пр}} = 12,54 \cdot K_{\text{п}} - 3,05$	0,68	Присутні
3	0,083 – 0,223	Перехідні мікропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 7,54 \cdot K_{\text{п}} - 2,04$	0,64	Присутні
4	0,223 – 0,607	Мікропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 5,97 \cdot K_{\text{п}} - 1,15$	0,47	Присутні
5	0,607 – 1,649	Мезопустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 8,77 \cdot K_{\text{п}} - 0,67$	0,57	Присутні
6	1,649 – 4,482	Макропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 8,98 \cdot K_{\text{п}} - 0,03$	0,63	Присутні
7	4,482 – 12,183	Перехідні макропустоти до мегапустот	$\ln K_{\text{пр}} = 3,31 \cdot K_{\text{п}} + 1,24$	0,11	Присутні

В табл. 4.4 та на рис. 4.2,б відображено фільтраційно-ємнісну модель порід нижньовізейсько-турнейських відкладів Котелевського родовища. Найкраща кореляція між пористістю та проникністю зафіксована для рівняння типу 3 ($R^2 = 0,83$), що відповідає породам з малим розміром пустотного простору. Високі значення коефіцієнтів детермінації також спостерігаються для рівнянь типів 4 і 5 (по 0,78), що дозволяє зробити висновок про добру передбачуваність колекторських властивостей цих порід. Рівняння типів 1 і 2 мають дещо нижчі значення R^2 (0,62 та 0,58 відповідно), що може бути зумовлено як меншою кількістю пропластків, так і складнішою структурою пустотного простору. Рівняння типів 6 і 7 демонструють помірну кореляцію ($R^2 = 0,61$ та $R^2 = 0,67$ відповідно), що свідчить про більшу роль структурної неоднорідності, особливо у випадку з дуже великим розміром пустот.

Таблиця 4.4. Фільтраційно-ємнісна модель порід нижньовізейсько-турнейських відкладів Котелевського родовища

Тип (R)	Діапазон R35 (мкм)	Категорія розміру пустот	Рівняння кореляції	Коефіцієнт детермінації (R^2)	Наявність пропластків
1	0,012 – 0,031	Нанопустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 15,79 \cdot K_{\text{п}} - 3,84$	0,62	Присутні

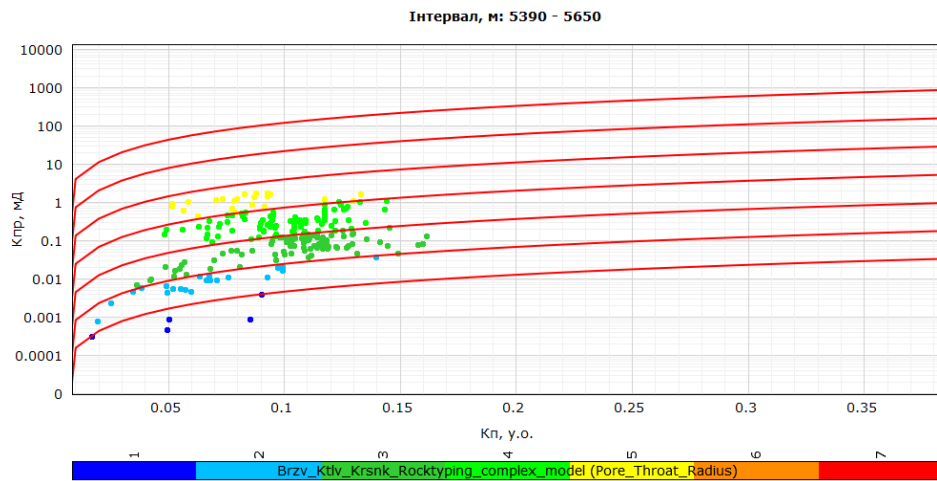
2	0,031 – 0,083	Нанопустоти до мікропустот	$\ln K_{\text{пр}} = 26,84 \cdot K_{\text{п}} - 3,55$	0,58	Присутні
3	0,083 – 0,223	Перехідні мікропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 8,18 \cdot K_{\text{п}} - 2,17$	0,83	Присутні
4	0,223 – 0,607	Мікропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 7,96 \cdot K_{\text{п}} - 1,47$	0,78	Присутні
5	0,607 – 1,649	Мезопустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 6,75 \cdot K_{\text{п}} - 0,60$	0,78	Присутні
6	1,649 – 4,482	Макропустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 6,40 \cdot K_{\text{п}} + 0,22$	0,61	Присутні
7	4,482 – 12,183	Перехідні макропустоти до мегапустот	$\ln K_{\text{пр}} = 13,81 \cdot K_{\text{п}} + 0,55$	0,67	Присутні

В табл. 4.5 та на рис. 4.3,а представлена фільтраційно-ємнісна модель порід верхньовізейських відкладів **Краснокутського родовища**. Найвища кореляція між пористістю та проникністю спостерігається для порід з дуже малим розміром пустотного простору (тип 2, $R^2 = 0,82$), що свідчить про високу передбачуваність цих відкладів. Типи 1 та 3 мають помірно низькі значення коефіцієнта детермінації ($R^2 = 0,58$ та $R^2 = 0,57$ відповідно), що зумовлене малою кількістю пропластків і, відповідно, меншою однорідністю зразків цього типу. Типи 4 і 5 мають низькі значення R^2 (0,29 і 0,21), що може бути обумовлено наявністю додаткових вторинних факторів, які знижують точність кореляції. Типи 5 та 6 відсутні для даної вибірки.

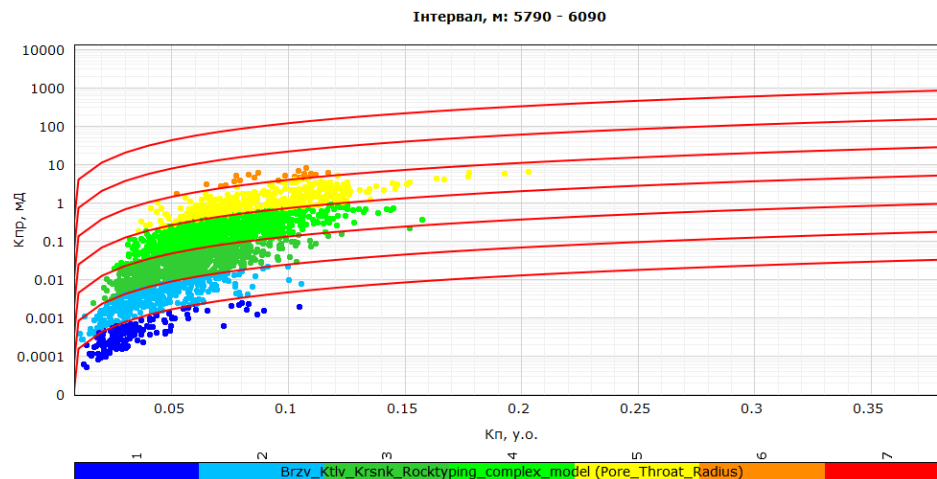
Таблиця 4.5. Фільтраційно-ємнісна модель порід верхньовізейських відкладів Краснокутського родовища

Тип (R)	Діапазон R35 (мкм)	Категорія розміру пустот	Рівняння кореляції	Коефіцієнт детермінації (R^2)	Наявність пропластків
1	0,012 – 0,031	Нанопустоти	$\ln K_{\text{пр}} = 11,52 \cdot K_{\text{п}} - 3,76$	0,58	Присутні
2	0,031 – 0,083	Нанопустоти до мікропустот	$\ln K_{\text{пр}} = 11,50 \cdot K_{\text{п}} - 2,88$	0,82	Присутні

3	0,083 – 0,223	Перехідні мікропустоти	$\ln K_{пр} = 8,84 \cdot K_{п} - 2,12$	0,57	Присутні
4	0,223 – 0,607	Мікропустоти	$\ln K_{пр} = 6,12 \cdot K_{п} - 1,13$	0,29	Присутні
5	0,607 – 1,649	Мезопустоти	$\ln K_{пр} = 3,31 \cdot K_{п} - 0,26$	0,21	Присутні
6	1,649 – 4,482	Макропустоти	–	–	Відсутні
7	4,482 – 12,183	Перехідні макропустоти до мегапустот	–	–	Відсутні



(a)



(б)

Рисунок 4.3. Зв'язок між коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом пористості порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Краснокутського родовища

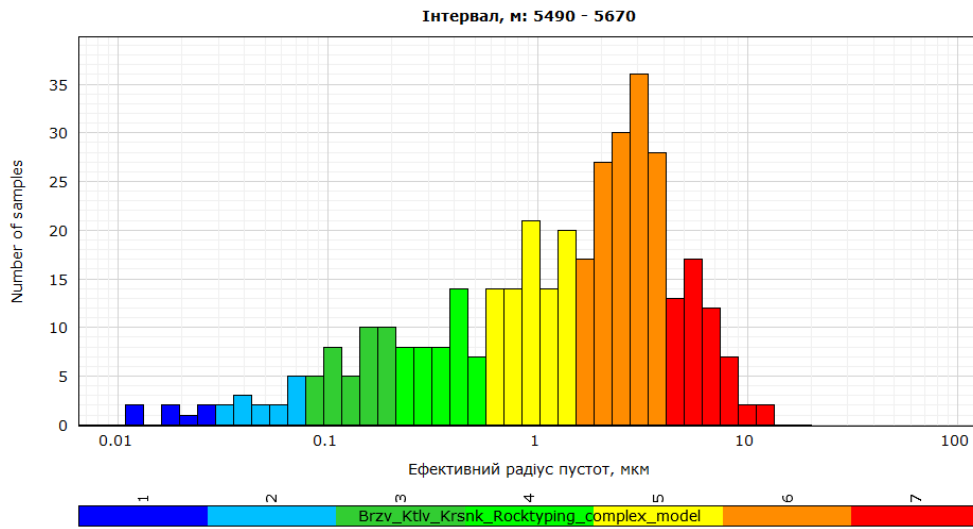
В табл. 4.6 та на рис. 4.3,б представлена фільтраційно-ємнісна модель порід нижньовізейсько-турнейських відкладів **Краснокутського** родовища. Найкраща кореляція між пористістю та проникністю спостерігається для пропластків з дуже малим розміром пустотного простору (тип 2, $R^2 = 0,65$), що вказує на високу передбачуваність їхніх колекторських властивостей. Рівняння для типів 1, 5 і 6 демонструють теж високі значення коефіцієнта детермінації ($R^2 = 0,61$ і $0,62$), що свідчить про хорошу кореляцію між пористістю та проникністю. Кореляція в рівняннях для типів 3 і 4 має значення R^2 0,57 і 0,58 відповідно, що підтверджує наявність достатньо стабільної кореляції для порід з малим та середнім розміром пустотного простору. Тип 7, що характеризується дуже великим розміром пустотного простору, у межах цієї вибірки не представлений, що обмежує її повноцінний аналіз.

Таблиця 4.6. Фільтраційно-ємнісна модель порід нижньовізейсько-турнейських відкладів Краснокутського родовища

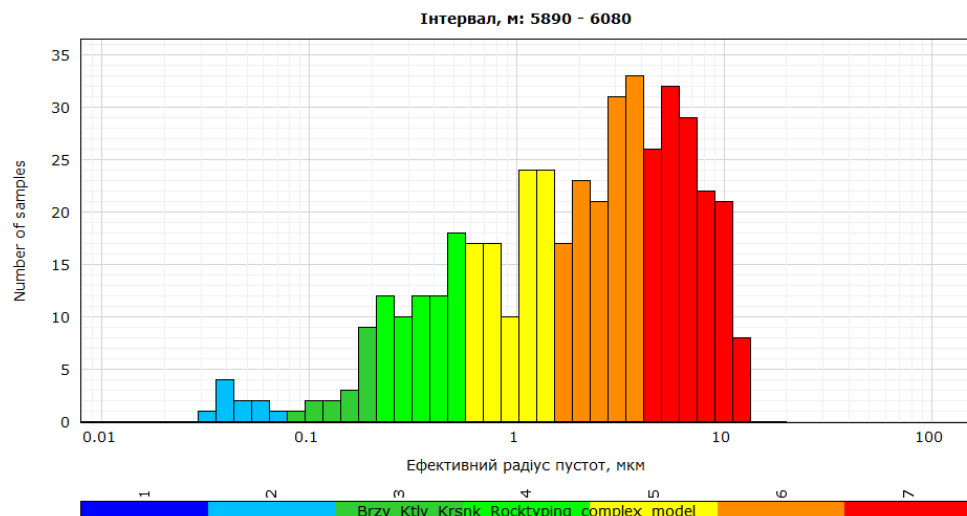
Тип (R)	Діапазон R35 (мкм)	Категорія розміру пустот	Рівняння кореляції	Коефіцієнт детермінації (R^2)	Наявність пропластків
1	0,012 – 0,031	Нанопустоти	$\ln K_{пр} = 16,59 \cdot K_p - 3,96$	0,61	Присутні
2	0,031 – 0,083	Нанопустоти до мікропустот	$\ln K_{пр} = 17,07 \cdot K_p - 3,23$	0,65	Присутні
3	0,083 – 0,223	Перехідні мікропустоти	$\ln K_{пр} = 13,51 \cdot K_p - 2,39$	0,57	Присутні
4	0,223 – 0,607	Мікропустоти	$\ln K_{пр} = 11,51 \cdot K_p - 1,57$	0,58	Присутні
5	0,607 – 1,649	Мезопустоти	$\ln K_{пр} = 8,57 \cdot K_p - 0,74$	0,61	Присутні

6	1,649 – 4,482	Макропустоти	$\ln K_{np} = 6,61 \cdot K_n + 0,04$	0,62	Присутні
7	4,482 – 12,183	Перехідні макропустоти до мегапустот	-	-	Відсутні

Автором був проведений статистичний **аналіз ефективного радіусу пустот** порід-колекторів, що дозволив виявити особливості внутрішньої будови верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів. За результатами аналізу (рис. 4.4–4.6) було побудовано гістограми, що відображають частотний розподіл ефективного радіусу пустот порід для свердловин досліджуваних родовищ.

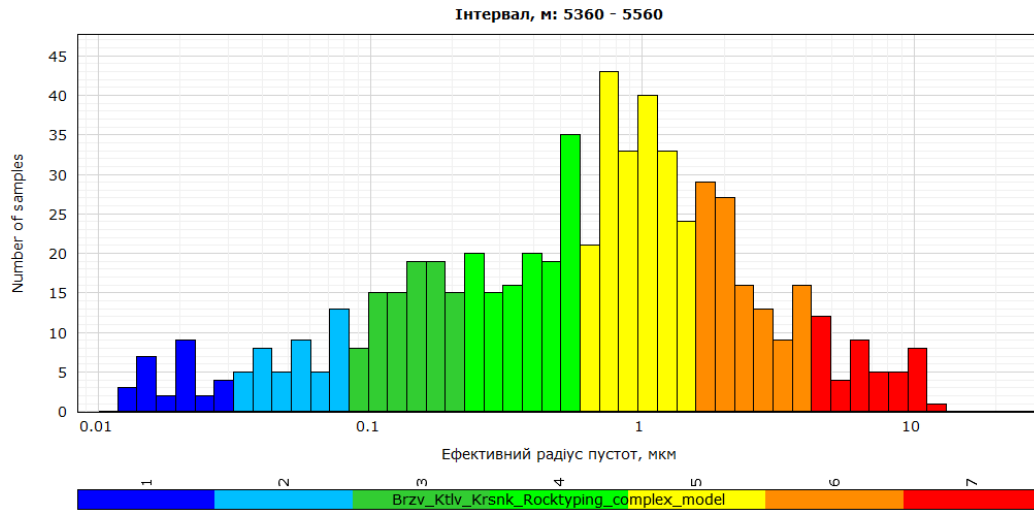


(a)

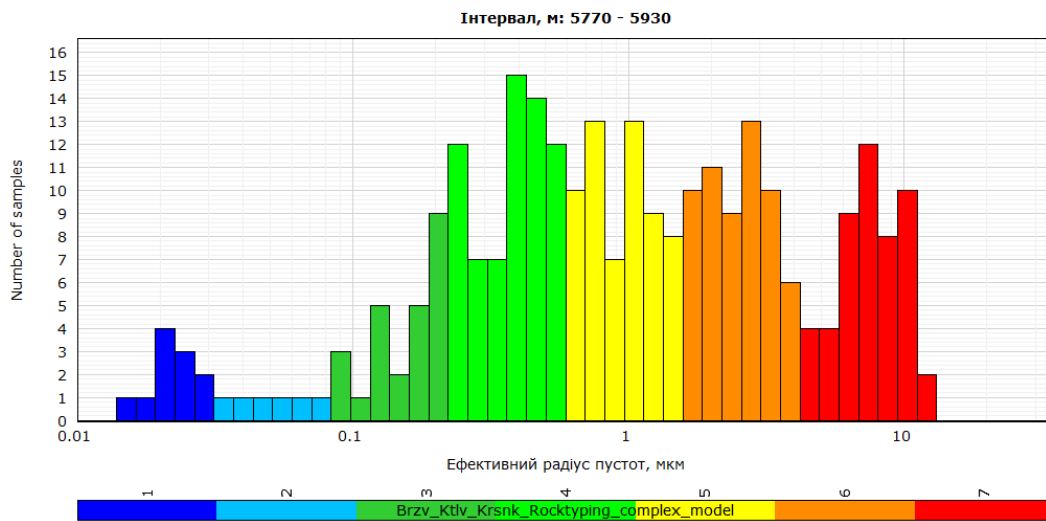


(б)

Рисунок 4.4. Гістограма розподілу ефективного радіусу порот порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Березівського родовища



(а)



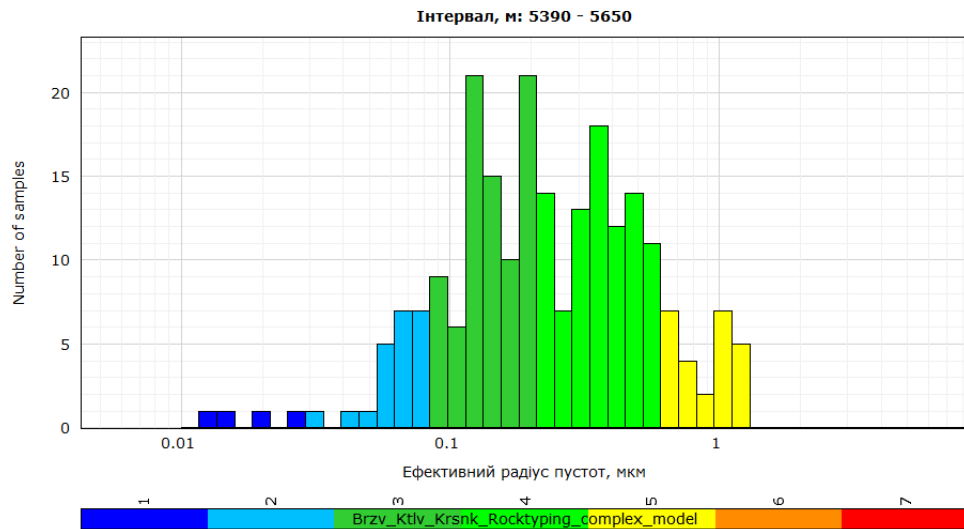
(б)

Рисунок 4.5. Гістограма розподілу ефективного радіусу порот порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Котелевського родовища

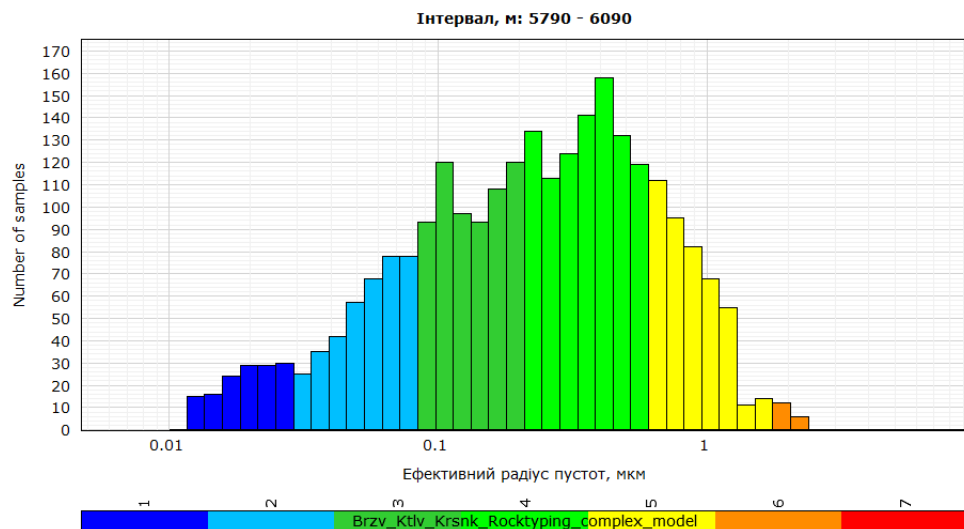
Для верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища переважаючими є породи-колектори 6 типу з радіусом пустот $1,649 \leq R_{35} < 4,482$ мкм, причому для нижньовізейсько-турнейських відкладів відсутні породи з радіусом пустот $0,012 \leq R_{35} < 0,031$ мкм, тоді як помітно зростає кількість порід з з дуже великим розміром пустот: $4,482 \leq R_{35} < 12,183$ мкм (рис. 4.4а, б).

У верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладах свердловини Котелевського родовища присутні породи-колектори із усіма типами пустот, причому спостерігається рівномірний розподіл порід третього, четвертого та п'ятого типів з розмірами пустот $0,083 \leq R_{35} < 0,223$ мкм, $0,223 \leq R_{35} < 0,607$ мкм та $0,607 \leq R_{35} < 1,649$ мкм відповідно (рис. 4.5а, б).

У верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладах свердловини Краснокутського родовища відсутні породи-колектори з розміром пустот сьомого типу, а для верхньовізейських відкладів відсутні також породи шостого типу з великим розміром пустотного простору: $1,649 \leq R_{35} < 4,482$ мкм. Можна сказати, що для свердловини даного родовища більшість порід-колекторів мають малий, середній та помірно великий розмір пустот ($0,083 \leq R_{35} < 1,649$ мкм). Варто відмітити, що для нижньовізейсько-турнейських відкладів представлена найбільша кількість пропластків серед усіх представлених вибірок (рис. 4.6а, б).



(а)



(б)

Рисунок 4.6. Гістограма розподілу ефективного радіусу порот порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Краснокутського родовища

4.1.2. Результати визначення структури пустотного простору порід-колекторів

Після виділення петрофізичних типів порід-колекторів для трьох свердловин Березівського, Котелевського та Краснокутського родовищ було

сформовано 28 вибірок значень з 729 пропластків, що виділені за даними ГДС як породи-колектори для того, щоб додатково визначити концентрацію пустот у цих породах та провести їхню кількісну та якісну оцінку.

Для кожної з вибірок було обраховано значення форматів пустот (табл. 4.7 – 4.9).

За результатами визначення структури пустотного простору для порід Березовського родовища (табл. 4.7) встановлено, що міжзернові пустоти домінують у породах верхньовізейських відкладів Березівського родовища, причому мікротріщини повністю відсутні. Зміна розміру пустот не викликає змін внутрішньої структури порід, що характерно для слабоцементованих пісковиків із хорошою колекторською здатністю.

Таблиця 4.7. Розраховані формати пустот для пропластків свердловини Березівського родовища

№ вибірки	Діапазон R35 (мкм)	Кількість пропластків	Формат пустот			
			Міжзернові	Каверни	Перехідні ущільнені	Мікротріщини
Верхньовізейські відклади						
161	0,083 – 0,223	22	0,699988	0,048700	0,008032	-
162	0,223 – 0,607	23	0,699900	0,045358	0,006444	-
163	0,607 – 1,649	19	0,700086	0,055168	0,004821	-
164	1,649 – 4,482	23	0,699900	0,088774	0,006992	-
165	4,482 – 12,183	30	0,700001	0,050006	0,009651	-
Нижньовізейсько-турнейські відклади						

261	0,083 – 0,223	30	0,900024	3,999993	0,046379	0,003055
262	0,223 – 0,607	30	0,899970	3,999993	0,024875	0,001210
263	0,607 – 1,649	29	0,900008	3,999999	0,050849	0,004235
264	1,649 – 4,482	29	0,900005	3,999999	0,051976	0,006469
265	4,482 – 12,183	30	0,900000	4,000000	0,050003	0,005098

Для порід нижньовізейсько-турнейських відкладів (табл. 4.7) зростає значення вторинних пустот, в невеликій кількості присутні мікротріщини, що свідчить про появу карбонатної складової.

За результатами визначення структури пустотного простору для порід Котелевського родовища (табл. 4.8) встановлено, що породи свердловини верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів мають як міжзернові пустоти, так і каверни та тріщини. Це вказує на складні умови діагенезу або неоднорідності осадконакопичення цих відкладів.

Таблиця 4.8. Розраховані формати пустот для пропластків свердловини Котелевського родовища

№ вибірки	Діапазон R35 (мкм)	Кількість пропластків	Формат пустот			
			Міжзернові	Каверни	Перехідні ущільнені	Мікротріщини
Верхньовізейські відклади						
161	0,083 – 0,223	23	0,900041	3,999994	0,078864	0,007348

162	0,223 – 0,607	29	0,900011	4,000000	0,094120	0,010728
163	0,607 – 1,649	28	0,900010	4,000000	0,093838	0,015892
164	1,649 – 4,482	30	0,900034	4,000001	0,102929	0,009491
165	4,482 – 12,183	15	0,899971	4,000005	0,116674	0,012144
Нижньовізейсько-турнейські відклади						
251	0,083 – 0,223	17	0,899999	4,000000	0,049997	0,005653
252	0,223 – 0,607	30	0,899999	4,000000	0,049567	0,003352
253	0,607 – 1,649	30	0,899932	4,000319	0,050194	0,002365
254	1,649 – 4,482	26	0,900000	4,000000	0,050194	0,004801
255	4,482 – 12,183	23	0,899583	3,999166	0,050582	0,002511

За результатами визначення структури пустотного простору для порід Краснокутського родовища (табл. 4.9) встановлено, що що породи верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів родовища мають більш ущільнений тип (відсутність порід з великим розміром пустот), що може ускладнювати фільтрацію, але наявність мікротріщин повинна це компенсувати.

Таблиця 4.9. Розраховані формати пустот для пропластків свердловини
Краснокутського родовища

						Формат пустот
--	--	--	--	--	--	---------------

№ вибірки	Діапазон R35 (мкм)	Кількість пропластків	Міжзернові	Каверни	Перехідні ущільнені	Мікротріщини
Верхньовізейські відклади						
151	0,031 – 0,083	17	0,900053	3,999995	0,100358	0,003660
152	0,083 – 0,223	30	0,900048	3,999996	0,099250	0,003020
153	0,223 – 0,607	30	0,900088	3,999992	0,116640	0,003503
Нижньовізейсько-турнейські відклади						
251	0,012 – 0,031	30	0,900023	3,999982	0,053700	0,008358
252	0,031 – 0,083	30	0,900023	3,999982	0,053700	0,008358
253	0,083 – 0,223	30	0,900027	3,999981	0,050043	0,010597
254	0,223 – 0,607	30	0,900023	3,999982	0,053581	0,007538
255	0,607 – 1,649	30	0,900021	3,999982	0,054419	0,011292

За отриманими результатами досліджень в пропластках порід верхньовізейського ярусу Краснокутського, Березівського і Котелевського родовищ встановлено 6 типів порід-колекторів (рис. 4.7): гранулярний, гранулярно-тріщинний, тріщино-гранулярний, кавернозно-гранулярно-тріщинний, тріщинно-кавернозно-гранулярний та кавернозно-тріщинно-гранулярний.

При цьому в породах Березівського родовища їх тільки чотири (рис. 4.7а): гранулярний, тріщино-гранулярний, кавернозно-гранулярно-тріщинний та кавернозно-тріщинно-гранулярний. Тут здебільшого переважає гранулярна

пористість (від 2,52 до 17,7 %) при наявності майже у всіх пропластках кавернозної пористості (від 0 до 3,21 %) та ущільнених пустот (0,005-5,52 %), тріщинна пористість практично відсутня або присутня в невеликих некондиційних значеннях (від 0,016 % до 0,31 % при виключенні одного пропластка, де вона сягає 0,46 %) (рис. 4.8а).

В породах Котелевського родовища встановлена максимальна кількість типів порід-колекторів, але максимально присутні колектори кавернозно-гранулярно-тріщинного типу (рис. 4.7б).

В пропластках Краснокутського родовища встановлено два типи порід-колекторів: кавернозно-гранулярно-тріщинний та кавернозно-тріщинно-гранулярний (рис. 4.7в).



(а)



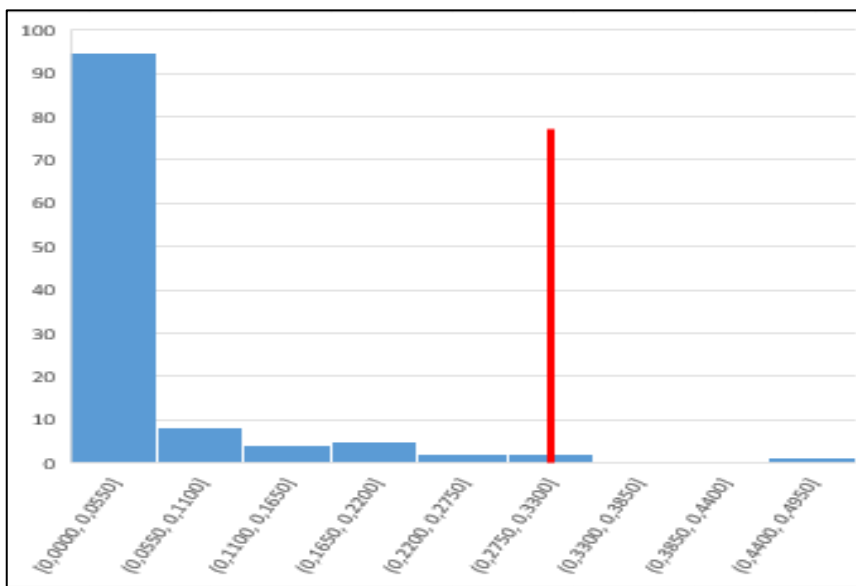
(б)



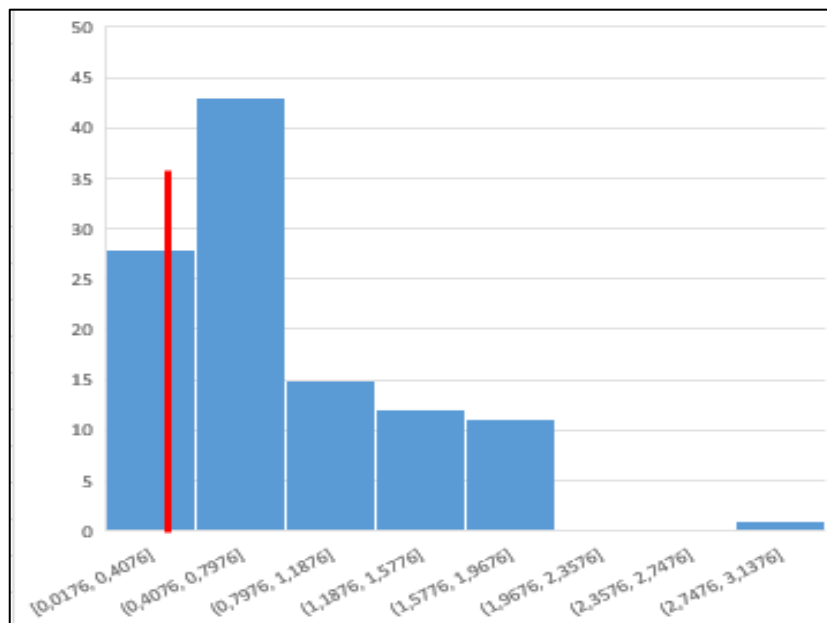
(в)

Рис. 4.7. Кількість пропластків свердловин однотипних за типом колектора

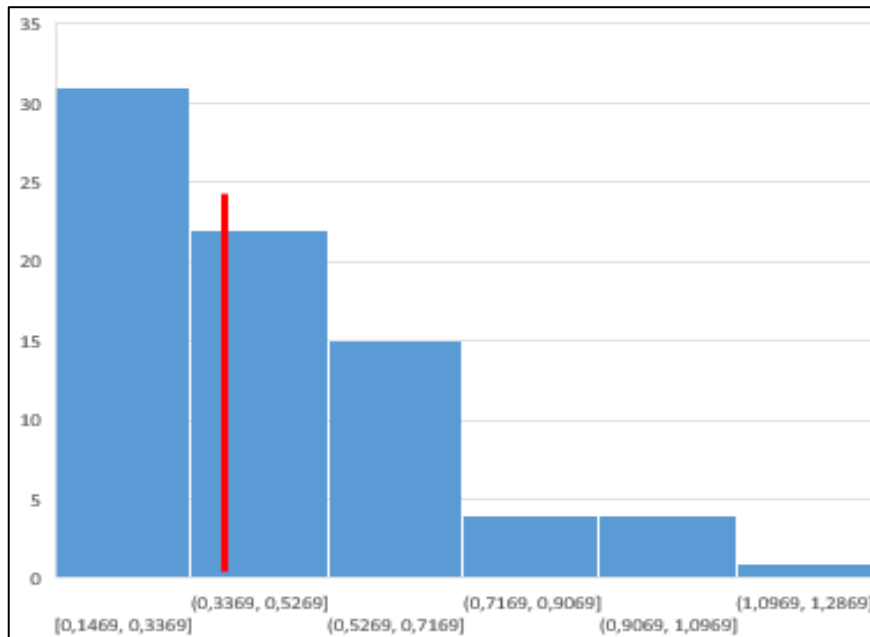
верхньовізейських відкладів Березівського (а), Котелевського (б) та
Краснокутського (в) родовищ



(а)



(б)



(в)

Рис. 4.8. Гістограми розподілення тріщинної пористості в пластах верхньовізейських відкладів свердловин Березівського (а), Котелевського (б) та Краснокутського (в) родовищ

При дослідженні порід-колекторів нижньовізейсько-турнейських відкладів (рис. 4.9) різноманітність структури пустотного простору досліджених пропластків також зберігається за виключенням порід Краснокутського родовища, де встановлено тільки кавернозно-гранулярно-тріщинні колектори (рис. 4.9, в). В пропластках тріщинна пористість є істотною, здебільшого має значення 0,6-0,85 % (рис. 4.10, в). Для порід Березівського родовища встановлено 4 типи колекторів (рис. 4.9, а): тріщино-гранулярний, кавернозно-гранулярно-тріщинний, тріщинно-кавернозно-гранулярний та кавернозно-тріщинно-гранулярний, однак тільки 40 з 132 пропластків мають тріщинну пористість більше за 0,35 % (рис. 4.10, а). Породи Котелевського родовища відповідають найбільшій кількості типів порід-колекторів, а саме шести, однак кавернозно-гранулярно-тріщинний (45 пропластків) та кавернозно-тріщинно-гранулярний (50 пропластків) типи є переважаючими (рис. 4.9, б) та складають 76,6 % всіх

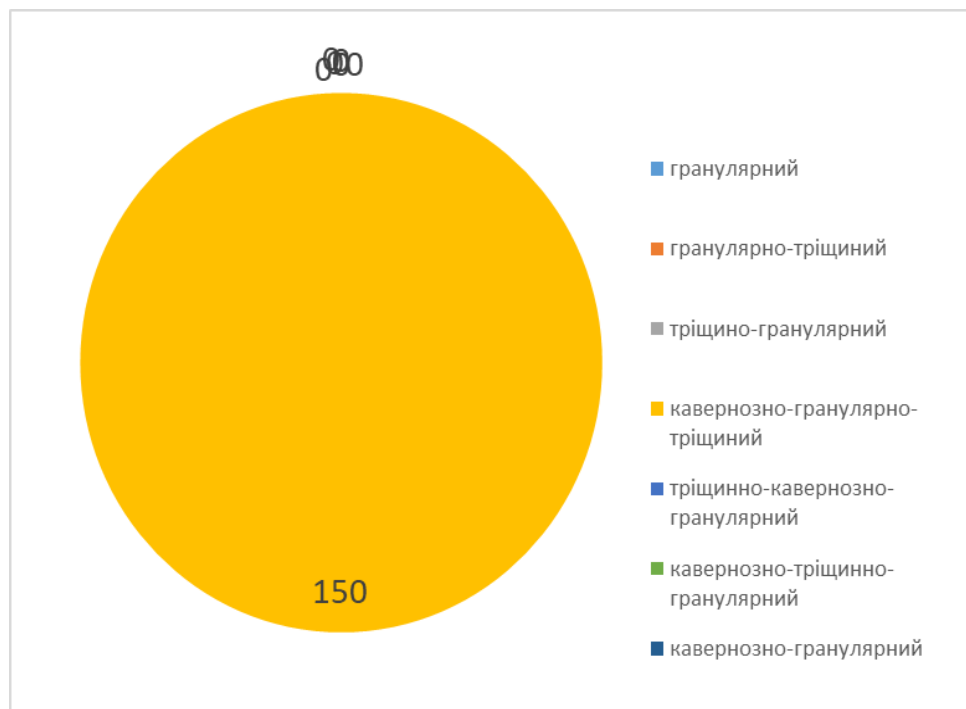
пропластків даних горизонтів, причому більше граничного значення в 0,35 % тріщинної пористості мають 59 з 126 пропластків (рис. 4.10, б).



(а)

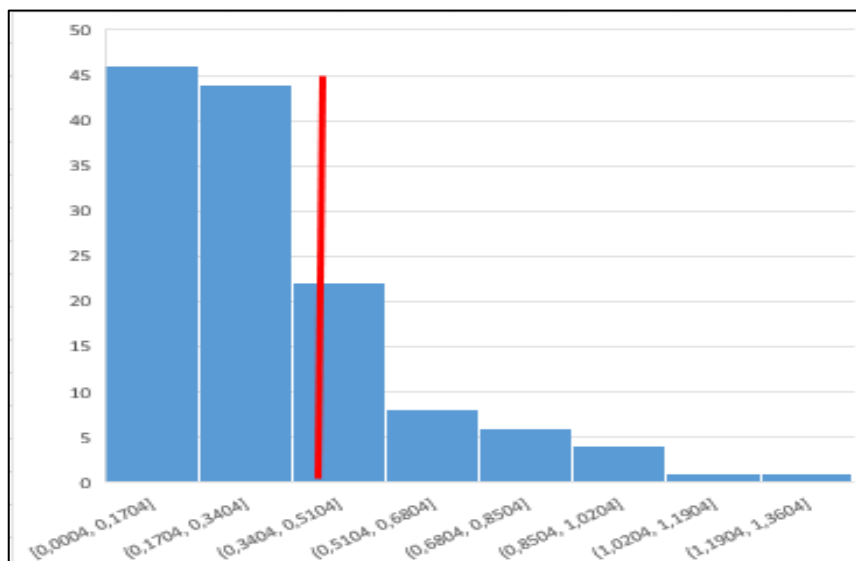


(б)

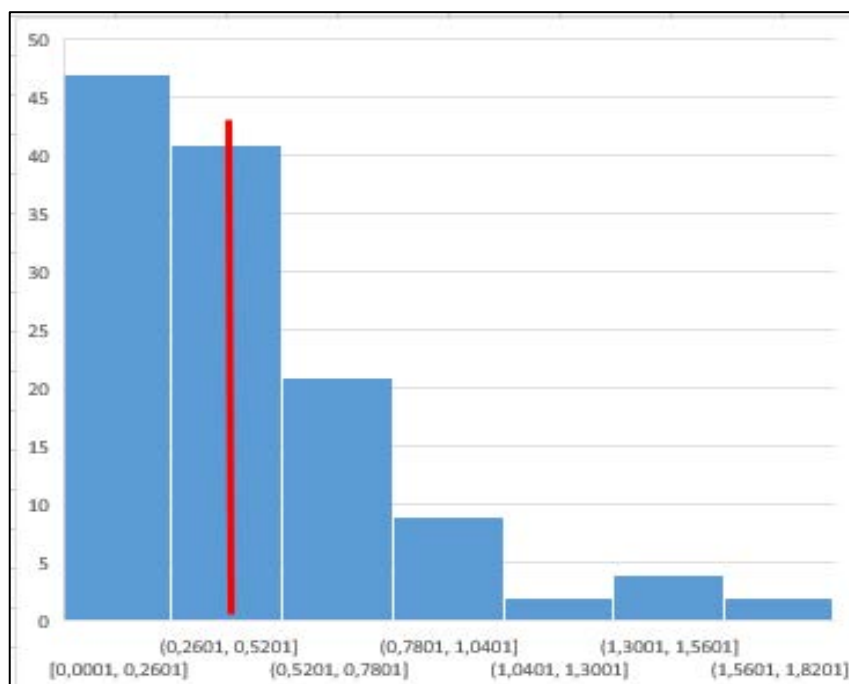


(в)

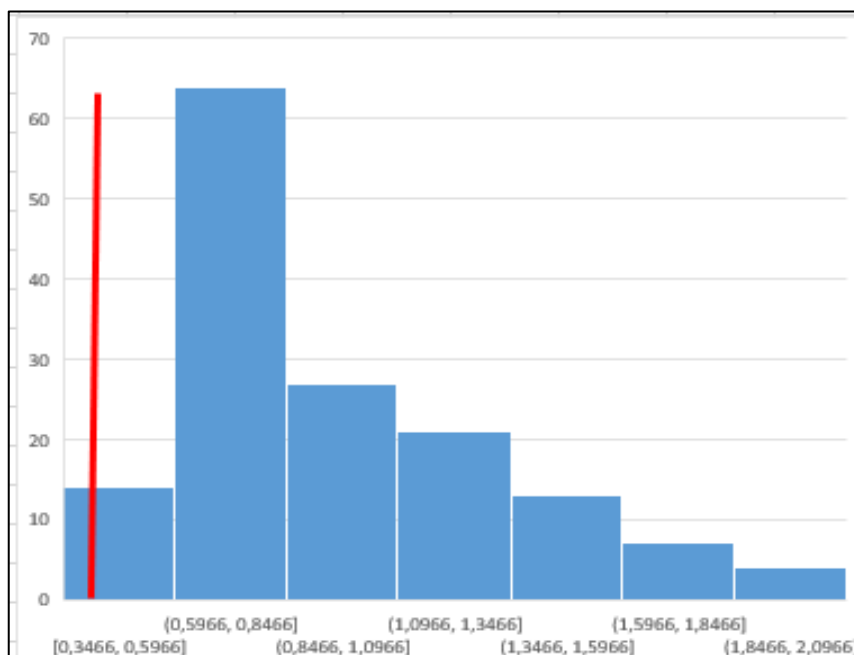
Рис. 4.9. Кількість пропластків свердловин однотипних за типом колектора нижньовізейсько-турнейських відкладів Березівського (а), Котелевського (б) та Краснокутського (в) родовищ



(а)



(б)



(в)

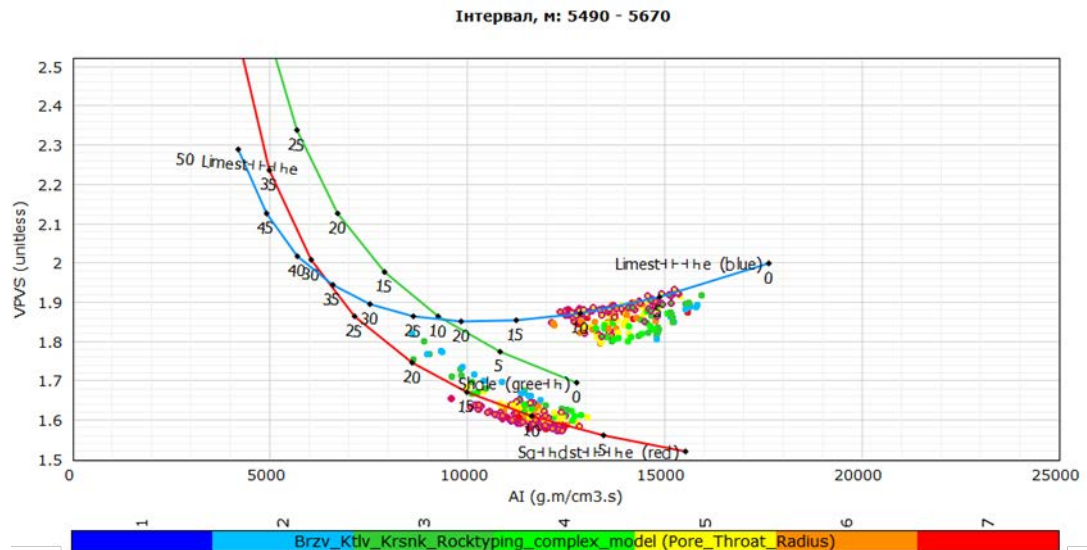
Рис. 4.10. Гістограми розподілення тріщинної пористості в пластах нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловин Березівського (а), Котелевського (б) та Краснокутського (в) родовищ

4.1.3. Результати застосування фізики гірських порід

На основі проведеної петрофізичної типізації та аналізу акустичних параметрів були виділені характерні діапазони імпедансів та співвідношення швидкостей пружних хвиль для продуктивних інтервалів різних стратиграфічних комплексів свердловин Березівського, Котелевського, Краснокутського родовищ. Результати представлені на рис. 4.11 – 4.13.

За результатами аналізу (рис. 4.11, а), продуктивні пропластки порід верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з $AI - 9600 \div 12500 \text{ г}\cdot\text{м}/\text{см}^3\cdot\text{с}$, $V_p/V_s - 1,58 \div 1,65$ та карбонатами з $AI - 12300 \div 15400 \text{ г}\cdot\text{м}/\text{см}^3\cdot\text{с}$, $V_p/V_s - 1,86 \div 1,92$.

За результатами аналізу акустичних параметрів (рис. 4.11, б), продуктивні пропластки порід нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з $AI - 8500 \div 13400 \text{ г}\cdot\text{м}/\text{см}^3\cdot\text{с}$, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,69$ та карбонатами з $AI - 12500 \div 14500 \text{ г}\cdot\text{м}/\text{см}^3\cdot\text{с}$, $V_p/V_s - 1,86 \div 1,90$.



(a)

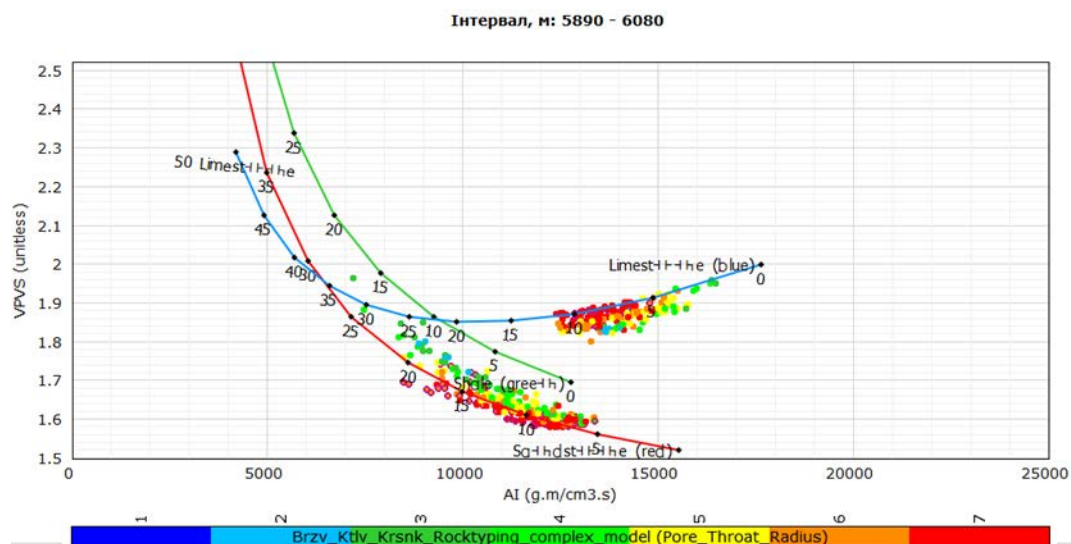
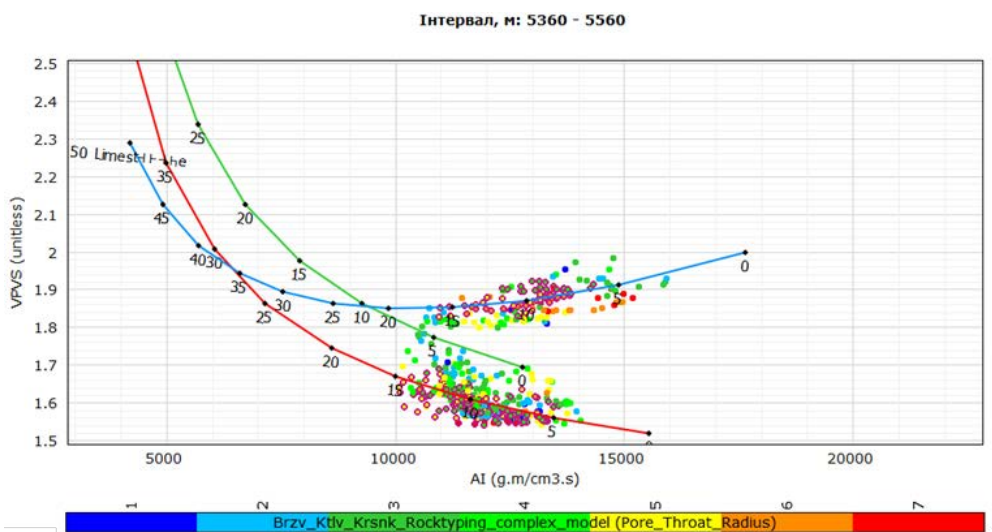
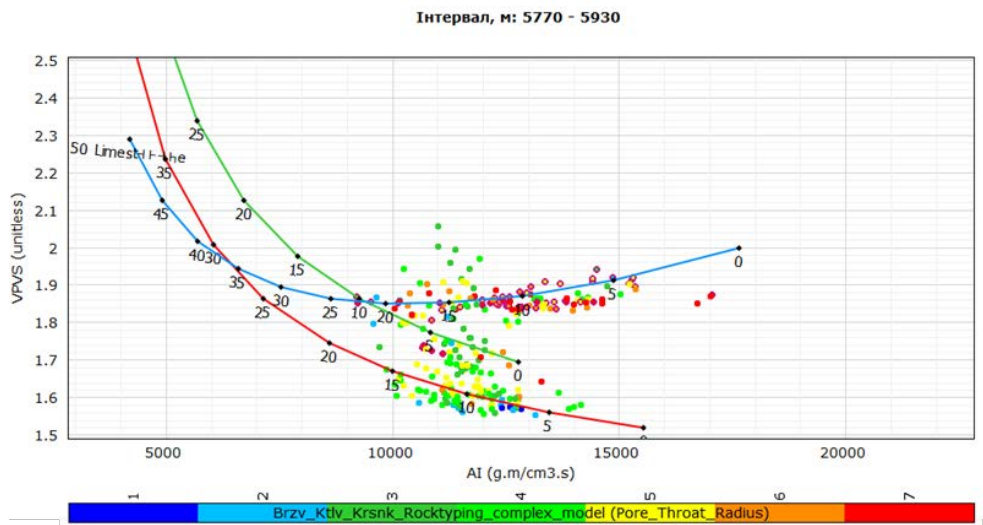


Рис.4.11. Крос-плот V_p/V_s та акустичного імпедансу з винесеним фіолетовим кольором газонасичених пропластків порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Березівського родовища

З рис. 4.12(а) видно, що продуктивні пропластки порід верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені пісковиками з $AI - 10100 \div 12400 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,54 \div 1,66$ та карбонатами з $AI - 11600 \div 15000 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,84 \div 1,93$.



(a)

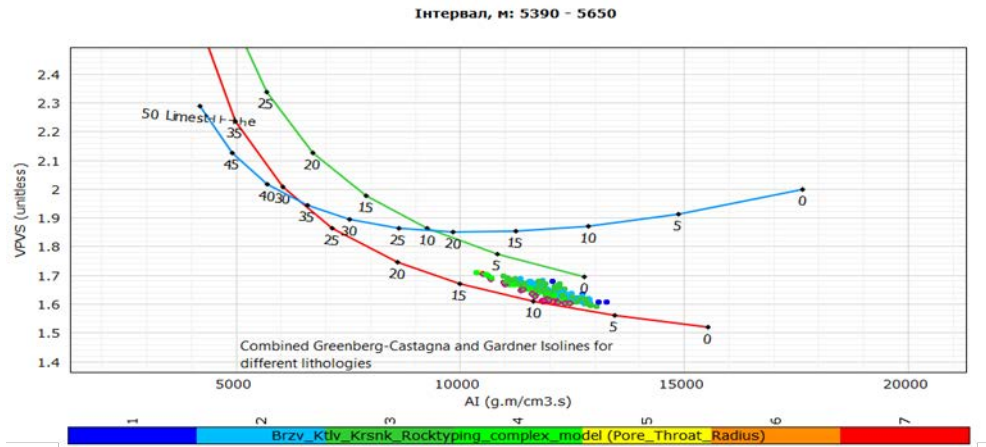


(б)

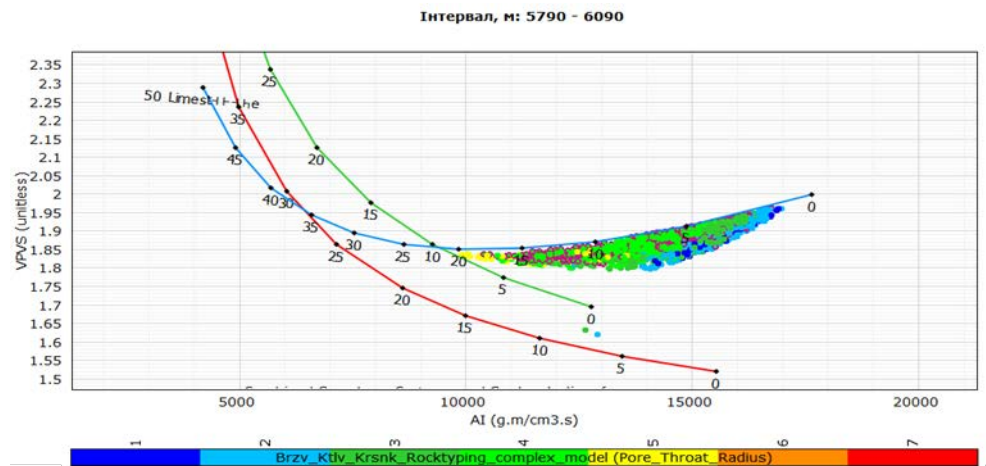
Рис. 4.12. Крос-плот V_p/V_s та акустичного імпедансу з винесеним фіолетовим кольором газонасичених пропластків порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Котелевського родовища

З рис. 4.12(б) видно, що продуктивні пропластки порід нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені переважно пісковиками з $AI - 12000 \div 15000 \text{ Г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,81 \div 1,89$.

З рис. 4.13(а) видно, що продуктивні пропластки порід верхньовізейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені переважно пісковиками з $AI - 10500 \div 12500 \text{ Г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,70$.



(a)



(б)

Рис. 4.13. Крос-плот V_p/V_s та акустичного імпедансу з винесеним фіолетовим кольором газонасичених пропластків порід верхньовізейських (а) та нижньовізейсько-турнейських (б) відкладів свердловини Краснокутського родовища

З рис. 4.13(б) видно, що продуктивні пропластки порід нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені карбонатами з $AI - 10500 \div 16000 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,80 \div 1,97$.

4.2. Комплексування результатів петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів

Комплексна методика петрофізичної типізації порід верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів досліджуваної групи родовищ була впроваджена для того, щоб показати, як внутрішня будова та фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів впливають на їхні пружні параметри. Всі остаточні результати були оформлені у вигляді таблиць (додаток Б), для прикладу графічний варіант й текстовий аналіз був поданий тільки для окремих пропластків з кожної вибірки.

4.2.1. Березівське родовище

Автором проведено комплексну типізацію порід верхньовізейських і нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища за розробленою комплексною методикою.

На рисунку 4.14 наведено приклад застосування петрофізичної типізації разом із підрахунковими параметрами для пропластків верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища. Фіолетовим кольором позначено породу-колектор в інтервалі 5502-5505 м за результатами інтерпретації автора.

В таблиці 4.10 наведено приклад результатів комплексування петрофізичної типізації та визначення структури пустотного простору для пропластків верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища. Повні результати по даному об'єкту наведені в додатку Б. Інтервал 5502-5505 м складений пропластками кавернозно-гранулярного та тріщинно-гранулярного типу. Акустичний імпеданс (AI) знаходиться в межах $10285 \div 14677 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, а $V_p/V_s = 1,59 \div 1,88$.

Табл. 4.10. Приклад таблиці результатів петрофізичної типізації пропластків верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища

Глибина, м	R	K _{п тріщ} , %	K _{п гран} , %	K _{п кав} , %	K _{п пер} , %	K _{п заг} , %	K _{пр} , мД	R35, мкм	AI, г·м/см ³ ·с	V _p /V _s	Тип колектора
5502	3	0,00	4,87	0,97	0,39	6,23	0,01	0,14	14677,21	1,87	кавернозно-гранулярний
5502,1	3	0,00	4,63	0,91	0,40	5,95	0,03	0,20	14566,54	1,88	кавернозно-гранулярний
5502,2	5	0,00	5,58	1,00	0,43	7,01	0,47	0,80	13403,39	1,87	кавернозно-гранулярний
5502,3	6	0,00	6,02	1,84	0,08	7,94	4,82	2,68	12026,58	1,59	кавернозно-гранулярний
5502,5	7	0,20	4,73	0,00	1,42	6,35	32,59	6,60	10571,17	1,62	тріщино-гранулярний
5502,6	7	0,13	3,97	0,00	1,21	5,30	42,93	7,22	10320,47	1,63	тріщино-гранулярний

5502,8	7	0,02	3,42	0,00	1,05	4,48	44,01	6,93	10285,99	1,62	тріщино-гранулярний
5502,9	7	0,07	4,15	0,00	1,26	5,48	26,24	5,41	10726,62	1,61	тріщино-гранулярний
5503	7	0,08	4,34	0,00	1,32	5,74	21,97	5,08	10886,29	1,61	тріщино-гранулярний
5503,1	7	0,07	4,22	0,00	1,29	5,58	35,03	6,60	10521,68	1,62	тріщино-гранулярний
5503,2	7	0,09	4,92	0,00	1,50	6,51	22,43	5,37	10897,95	1,61	тріщино-гранулярний
5503,3	6	0,00	6,89	1,08	0,21	8,17	5,63	2,73	11953,79	1,59	кавернозно-гранулярний
5503,4	6	0,00	6,07	1,86	0,08	8,01	5,50	2,77	11971,70	1,59	кавернозно-гранулярний
5503,6	6	0,00	5,91	1,80	0,19	7,89	6,70	3,32	11813,62	1,59	кавернозно-гранулярний
5504	6	0,00	5,51	1,67	0,14	7,33	4,44	2,86	12105,29	1,59	кавернозно-гранулярний

5504,1	6	0,00	5,71	1,74	0,18	7,63	7,12	3,50	11801,66	1,59	кавернозно-гранулярний
5504,2	6	0,00	5,79	1,76	0,18	7,73	7,59	3,51	11767,23	1,59	кавернозно-гранулярний
5504,3	6	0,00	6,11	1,86	0,17	8,14	7,26	3,27	11766,15	1,59	кавернозно-гранулярний
5504,6	6	0,00	8,26	2,51	0,22	10,99	10,05	3,45	11262,58	1,62	кавернозно-гранулярний
5504,8	6	0,00	9,86	3,00	0,23	13,08	11,00	3,38	10977,04	1,64	кавернозно-гранулярний

В досліджених пропластках порід верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища за комплексною методикою автора виділено п'ять типів порід-колекторів (з третього по сьомий), які мають такі характеристики:

- третій тип представлений кавернозно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $0,09 \div 0,21$ мкм, $AI - 9328 \div 14966$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,63 \div 1,90$. Літологічно представлений заглинзованими пісковиками та карбонатами.

- четвертий тип представлений гранулярними та кавернозно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $0,24 \div 0,60 \text{ мкм}$, $AI - 9031 \div 14203 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,61 \div 1,89$. Літологічно представлений заглинзованими пісковиками та карбонатами.

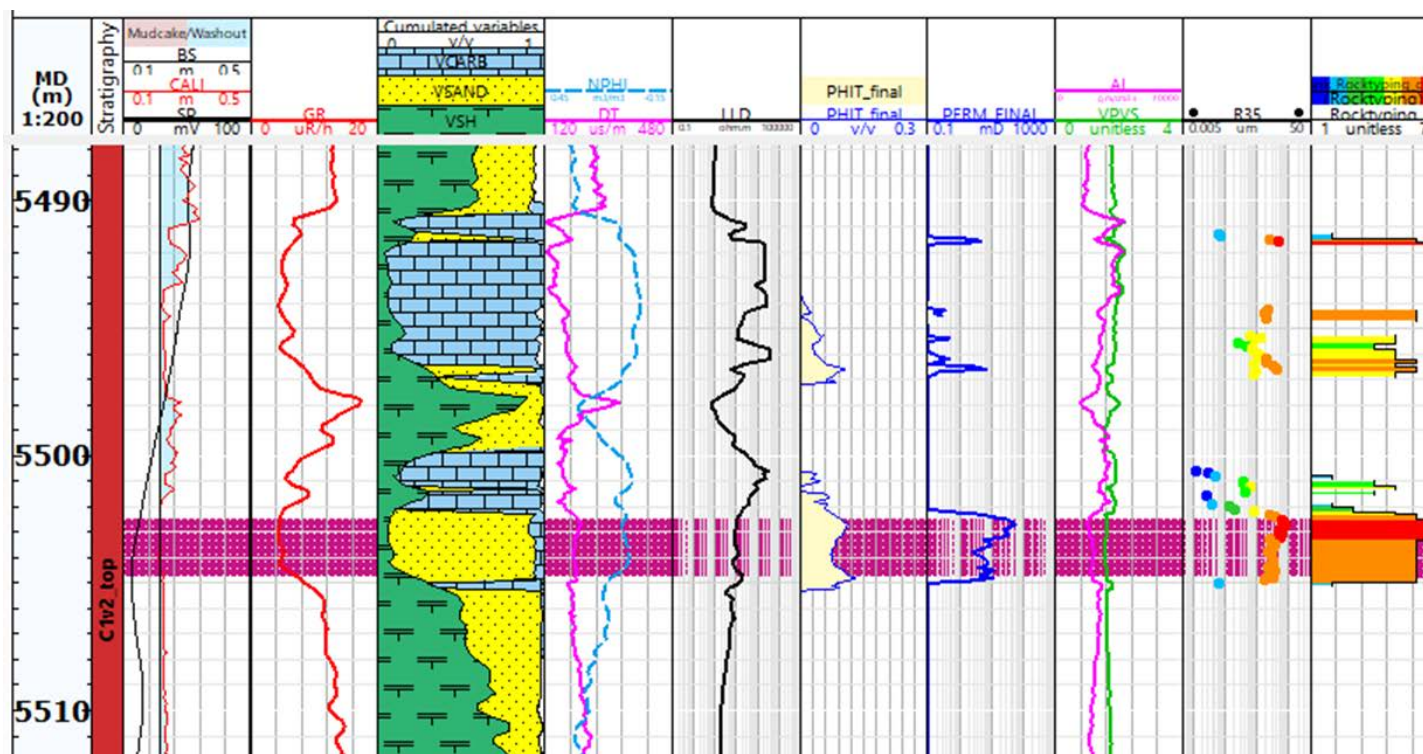


Рисунок 4.14. Фрагмент планшету каротажних діаграм з результатами інтерпретації з виділеними за допомогою петрофізичної типізації однотипними пропластками у верхньовізейських відкладах свердловини Березівського родовища

- п'ятий тип представлений кавернозно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $0,65 \div 1,55$ мкм, $AI - 8627 \div 13407$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,88$. Літологічно представлений ущільненими слабонафтогазонасиченими пісковиками та нафтогазонасиченими карбонатами.

- шостий тип представлений кавернозно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $1,68 \div 4,04$ мкм, $AI - 10826 \div 12824$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,57 \div 1,88$. Літологічно представлений нафтогазонасиченими пісковиками та нафтогазонасиченими карбонатами.

- сьомий тип представлений тріщинно-гранулярними та гранулярно-тріщинними колекторами з радіусом пустот $5,04 \div 7,71$ мкм, $AI - 10240 \div 11427$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,59 \div 1,64$. Літологічно представлений нафтогазонасиченими пісковиками з $K_{п\ тріщ} - 0,02 \div 0,46$ %.

Аналізуючи породи верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища, встановлено, що найкращі пропластки в нафтогазовому відношенні представлені пісковиками тріщинно-гранулярного типу з $AI - 10240 \div 11427$ г·м/см³·с та $V_p/V_s - 1,59 \div 1,64$.

Для перспективних в нафтогазовому відношенні пропластків **нижньовізейсько-турнейських відкладів** свердловини Березівського родовища в таблиці 4.11 наведено приклад результату комплексування петрофізичної типізації. Повні результати по даному об'єкту наведені в додатку Б. На рисунку 4.15 наведено приклад застосування петрофізичної типізації разом із підрахунковими параметрами в цьому ж досліджуваному інтервалі глибин.

Табл. 4.11. Приклад таблиці результатів петрофізичної типізації пропластків нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища

Глибина, м	R	K _{п грш} , %	K _{п гран} , %	K _{п кав} , %	K _{п пер} , %	K _{п заг} , %	K _{пр} , мД	R35, мкм	AI, г·м/см ³ ·с	V _p /V _s	Тип колектора
5926,2	6	0,23	3,36	0,85	0,05	4,49	1,93	1,68	13080,19	1,85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5926,8	7	0,05	3,45	0,87	0,27	4,64	12,41	6,53	11796,95	1,58	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5926,9	7	0,16	3,83	0,94	0,27	5,21	24,26	8,67	11139,80	1,60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5927	7	0,12	3,66	0,91	0,28	4,97	19,25	7,91	11367,95	1,59	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5927,1	7	0,03	3,26	0,83	0,25	4,38	11,15	6,40	11890,88	1,58	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5927,3	7	0,09	3,27	0,82	0,25	4,42	15,71	8,12	11549,45	1,59	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5927,4	7	0,16	3,36	0,82	0,23	4,57	20,91	9,56	11260,78	1,60	тріщинно-кавернозно-гранулярний

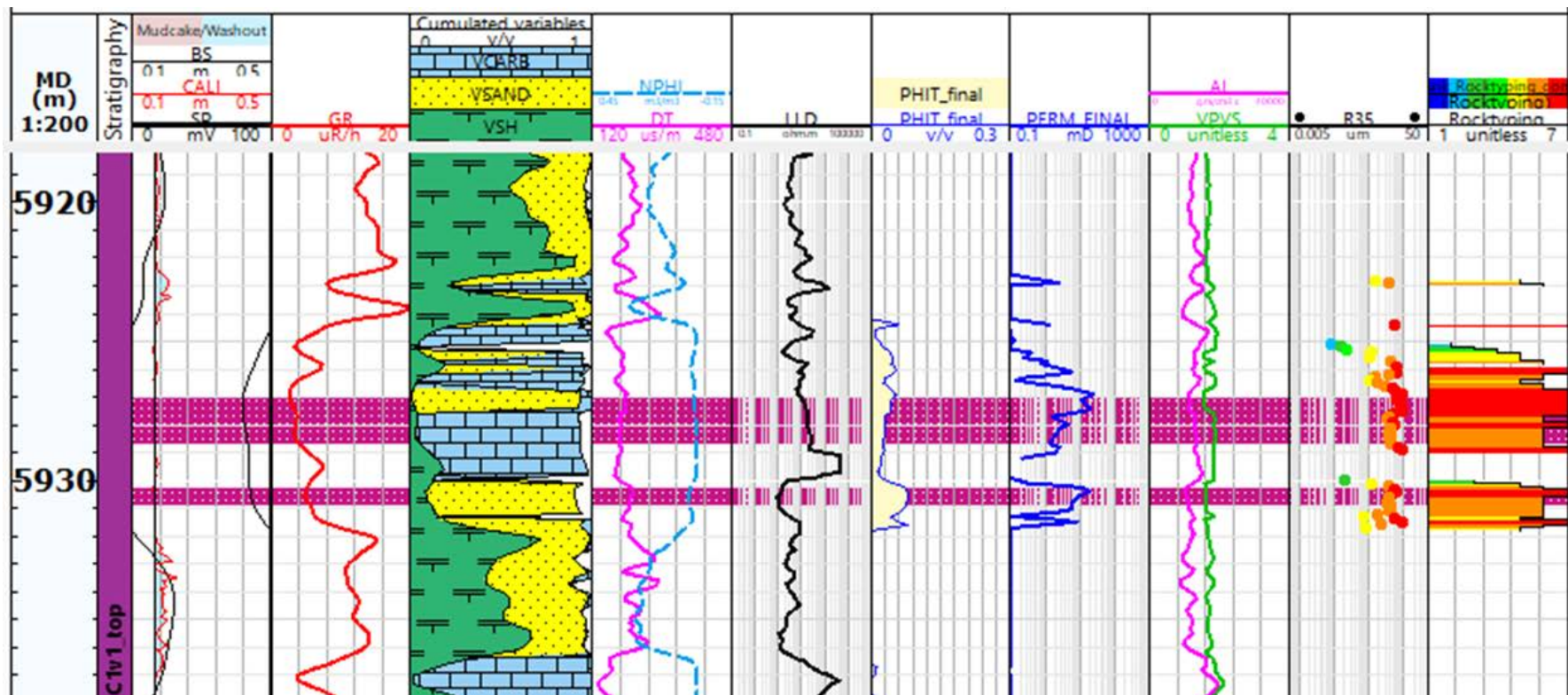


Рисунок 4.15. Фрагмент планшету каротажних діаграм з результатами інтерпретації з виділеними за допомогою петрофізичної типізації однотипних пропластків у нижньовізейсько-турнейських відкладах свердловини Березівського родовища

Досліджені пропластки порід нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища мають такі характеристики:

- третій тип представлений кавернозно-тріщинно-гранулярними, тріщинно-кавернозно-гранулярними, тріщинно-гранулярними та переважаючими кавернозно-гранулярно-тріщинними колекторами з радіусом пустот $0,10 \div 0,22$ мкм, $AI - 9042 \div 15432$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,59 \div 1,88$. Літологічно представлений заглинизованими пісковиками та карбонатами.

- четвертий тип представлений кавернозно-тріщинно-гранулярними, кавернозно-гранулярно-тріщинними та переважаючими тріщинно-кавернозно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $0,23 \div 0,59$ мкм, $AI - 8426 \div 13898$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,59 \div 1,85$. Літологічно представлений заглинизованими пісковиками та карбонатами.

- п'ятий тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними та кавернозно-тріщинно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $0,66 \div 1,62$ мкм, $AI - 9861 \div 14272$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,87$. Літологічно представлений ущільненими слабонафтогазонасиченими пісковиками та нафтогазонасиченими карбонатами.

- шостий тип представлений кавернозно-тріщинно-гранулярними, кавернозно-гранулярно-тріщинними та тріщинно-кавернозно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $1,68 \div 4,45$ мкм, $AI - 11019 \div 13814$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,59 \div 1,86$. Літологічно представлений нафтогазонасиченими пісковиками та нафтогазонасиченими карбонатами.

- сьомий тип представлений кавернозно-тріщинно-гранулярними, кавернозно-гранулярно-тріщинними та переважаючими тріщинно-кавернозно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $4,61 \div 12,08$ мкм, $AI - 9385 \div 11890$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,58 \div 1,71$. Літологічно представлений нафтогазонасиченими пісковиками та нафтогазонасиченими карбонатами.

Аналізуючи нижньовізейсько-турнейські відклади свердловини Березівського родовища, встановлено, що найкращі пропластки в нафтогазовому відношенні представлені пісковиками тріщинно-кавернозно-гранулярного та кавернозно-тріщинно-гранулярного типу з параметрами: $AI - 10966 \div 11512$ г·м/см³·с та $V_p/V_s - 1,60 \div 1,63$.

4.2.2. Котелевське родовище

Автором проведено комплексну типізацію порід верхньовізейських і нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища за розробленою комплексною методикою.

В таблиці 4.12 наведено приклад результату комплексування петрофізичної типізації та визначення структури пустотного простору для перспективних в нафтогазовому відношенні пропластків верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища. Повні результати комплексної інтерпретації наведені в додатку Б. На рисунку 4.16 наведено приклад застосування петрофізичної типізації разом із підрахунковими параметрами в цьому ж досліджуваному інтервалі глибин.

Досліджені пропластки порід верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища мають такі характеристики:

- третій тип представлений переважно кавернозно-гранулярно-тріщинними та кавернозно-тріщинно-гранулярними породами з радіусом пустот $0,09 \div 0,22$ мкм, $AI - 10875 \div 14185$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,59 \div 1,92$. Літологічно представлений пісковиками та карбонатами.

- четвертий тип представлений тріщинно-кавернозно-гранулярними, кавернозно-гранулярно-тріщинними, кавернозно-тріщинно-гранулярними породами з радіусом пустот $0,22 \div 0,59$ мкм, $AI - 11099 \div 13307$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,56 \div 1,69$. Літологічно представлений часто нафтогазонасиченими пісковиками та рідко карбонатами.

Табл. 4.12. Приклад таблиці результатів петрофізичної типізації пропластків верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища

Глибина, м	R	$K_{п\ тріщ}, \%$	$K_{п\ гран}, \%$	$K_{п\ кав}, \%$	$K_{п\ пер}, \%$	$K_{п\ заг}, \%$	$K_{пр}, мД$	R35, мкМ	$AI, \frac{г \cdot м}{см^3 \cdot с}$	V_p/V_s	Тип колектора
5365,6	7	0,45	3,39	0,29	4,57	8,69	26,49	8,25	14819,89	1,87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5365,7	7	0,52	3,45	0,27	4,66	8,90	31,09	8,37	14907,03	1,87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5365,8	7	0,59	3,50	0,25	4,75	9,10	35,86	8,48	14955,38	1,87	кавернозно-гранулярно-тріщиний

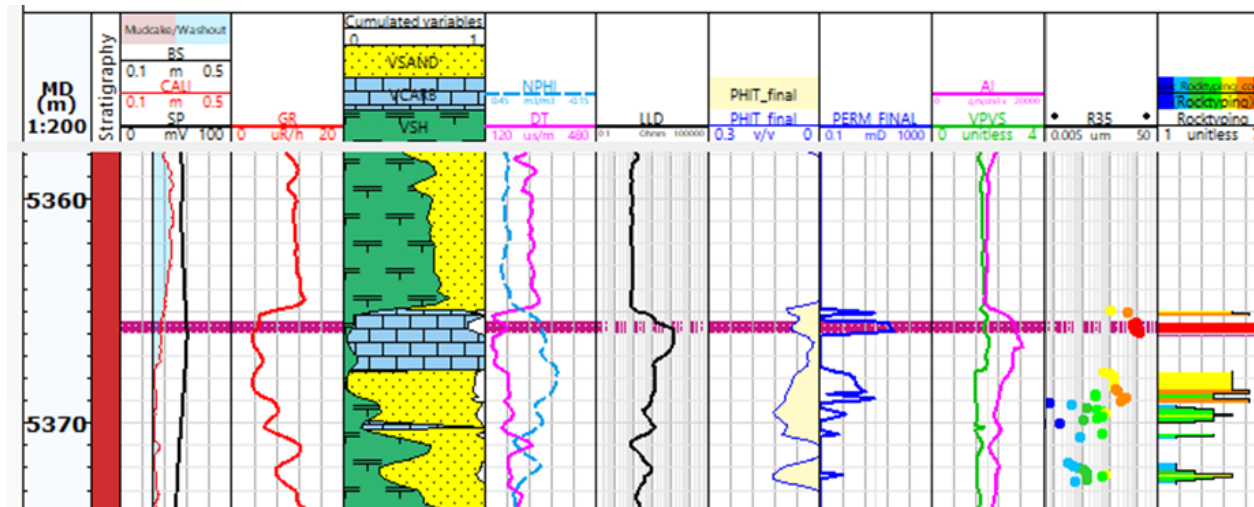


Рисунок 4.16. Фрагмент планшету каротажних діаграм з результатами інтерпретації з виділеними за допомогою петрофізичної типізації однотипних пропластків у верхньовізейських відкладах свердловини Котелевського родовища

- п'ятий тип представлений гранулярно-тріщинними, тріщинно-гранулярними, кавернозно-тріщинно-гранулярними, кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $0,63 \div 1,57$ мкм, $AI - 11161 \div 12834$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,56 \div 1,70$. Літологічно представлений переважно нафтогазонасиченими пісковиками.

- шостий тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $1,69 \div 3,66$ мкм, $AI - 10502 \div 13398$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,56 \div 1,68$. Літологічно представлений нафтогазонасиченими пісковиками, рідко нафтогазонасиченими карбонатами.

- сьомий тип представлений гранулярно-тріщинними та переважаючими кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $4,76 \div 10,42$ мкм, $AI - 11577 \div 15176 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,62 \div 1,88$. Літологічно представлений нафтогазонасиченими пісковиками і карбонатами.

Аналізуючи результати проведеної комплексної типізації верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища, встановлено, що найкращі пропластки в нафтогазовому відношенні представлені пісковиками кавернозно-гранулярно-тріщинного типу з наявністю карбонатного цементу з такими пружними властивостями: $AI - 13097 \div 15176 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$ та $V_p/V_s - 1,85 \div 1,88$ та з високими значеннями тріщинної пористості до 1,7%.

В таблиці 4.13 наведено приклад результатів петрофізичної типізації та визначення структури пустотного простору для перспективних в нафтогазовому відношенні пропластків нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища. Повні результати комплексної інтерпретації наведені в додатку Б. На рисунку 4.17 наведено приклад застосування петрофізичної типізації разом із підрахунковими параметрами в цьому ж досліджуваному інтервалі глибин.

Досліджені пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища мають такі характеристики:

- третій тип представлений тріщинно-кавернозно-гранулярними, тріщинно-гранулярними, кавернозно-гранулярно-тріщинними, кавернозно-тріщинно-гранулярними породами та переважаючими гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $0,09 \div 0,20$ мкм, $AI - 11340 \div 15019 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,87$. Літологічно представлений заглинзованими пісковиками та карбонатами.

Табл. 4.13. Приклад таблиці результатів петрофізичної типізації пропластків нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища

Глибина, м	R	$K_{п\ гріщ}, \%$	$K_{п\ гран}, \%$	$K_{п\ кав}, \%$	$K_{п\ пер}, \%$	$K_{п\ заг}, \%$	$K_{пр}, мД$	R35, мкм	$AI, \frac{г \cdot м}{см^3 \cdot с}$	V_p/V_s	Тип колектора
5879,8	7	0,23	9,72	0,54	0,55	11,04	17,54	10,89	11105,25	1,85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5880,2	7	0,32	6,79	0,33	0,35	7,78	3,32	9,03	13397,15	1,85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5881,4	7	0,31	6,67	0,32	0,34	7,65	2,69	7,80	13256,76	1,85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5881,5	7	0,33	6,83	0,33	0,35	7,84	13,15	5,79	12966,73	1,84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5881,6	7	0,63	7,72	0,28	0,33	8,96	15,11	4,82	12814,68	1,84	кавернозно-гранулярно-тріщинний

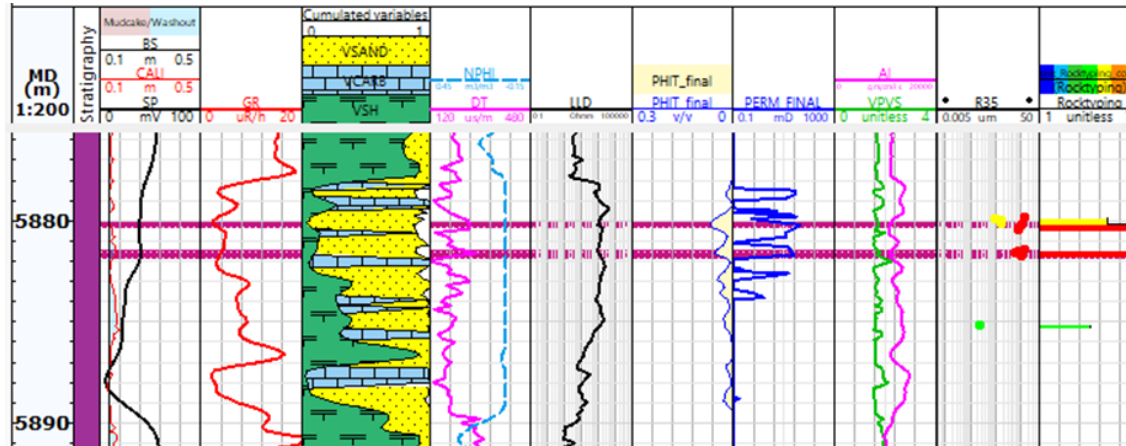


Рисунок 4.17. Фрагмент планшету каротажних діаграм з результатами інтерпретації з виділеними за допомогою петрофізичної типізації однотипних пропластків у нижньовізейсько-турнейських відкладах свердловини Котелевського родовища

- четвертий тип представлений кавернозно-тріщинно-гранулярними, кавернозно-гранулярно-тріщинними та тріщинно-кавернозно-гранулярними породами з радіусом пустот $0,23 \div 0,60$ мкм, AI – $9234 \div 14253$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,66 \div 1,92$. Літологічно представлений пісковиками часто глинистими та тріщинними карбонатами.

- п'ятий тип представлений гранулярно-тріщинними, кавернозно-гранулярно-тріщинними, кавернозно-тріщинно-гранулярними, тріщинно-гранулярними породами з радіусом пустот $0,62 \div 1,57$ мкм, AI – $9518 \div 14627$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,61 \div 1,87$. Літологічно представлений ущільненими слабонафтогазонасиченими або глинистими пісковиками та нафтогазонасиченими карбонатами.

- шостий тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними, гранулярними, тріщинно-кавернозно-гранулярними, кавернозно-тріщинно-гранулярними, тріщинно-гранулярними з радіусом пустот $1,66 \div 4,32$ мкм, $AI - 10218 \div 15351$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,64 \div 1,91$. Літологічно представлений пористими нафтогазонасиченими пісковиками та нафтогазонасиченими карбонатами.

- сьомий тип представлений гранулярно-тріщинними, тріщинно-гранулярними, тріщинно-кавернозно-гранулярними, кавернозно-тріщинно-гранулярними та переважаючими кавернозно-гранулярно-тріщинними колекторами з радіусом пустот $4,82 \div 12,09$ мкм, $AI - 10177 \div 15360$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,63 \div 1,89$. Літологічно представлений переважно нафтогазонасиченими карбонатами та слабоглинистими нафтогазонасиченими пісковиками.

Аналізуючи проведені дослідження нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища, встановлено, що ці породи-колектори мають складну структуру пустотного простору, ускладнену високою тріщинуватістю. Однак найкращими пропластками в нафтогазовому відношенні є карбонати кавернозно-тріщинно-гранулярного типу з такими пружними властивостями: $AI - 11357 \div 14281$ г·м/см³·с та $V_p/V_s - 1,82 \div 1,89$.

4.2.3. Краснокутське родовище

В таблиці 4.14 наведено приклад результату комплексування петрофізичної типізації та визначення структури пустотного простору для перспективних в нафтогазовому відношенні пропластків верхньовізейських відкладів свердловини Краснокутського родовища. Повні результати комплексної інтерпретації наведені в додатку Б. На рисунку 4.18 наведено приклад застосування петрофізичної типізації разом із підрахунковими параметрами в цьому ж досліджуваному інтервалі глибин.

Табл. 4.14. Приклад таблиці результатів петрофізичної типізації пропластків верхньовізейських відкладів свердловини Краснокутського родовища

Глибина, м	R	К _{п гріщ} , %	К _{п гран} , %	К _{п кав} , %	К _{п пер} , %	К _{п заг} , %	К _{пр} , мД	R35, мкм	AI, г·м/см ³ ·с	V _p /V _s	Тип колектора
5615,3	4	1,11	12,02	3,63	0,14	16,90	1,16	0,51	10522,09	1,70	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5615,4	4	0,97	11,29	3,43	0,16	15,85	1,23	0,56	10704,70	1,69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5615,5	4	0,86	10,32	3,16	0,17	14,50	1,07	0,56	11002,32	1,67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5616,5	4	0,81	9,16	2,78	0,12	12,87	0,63	0,45	11417,28	1,65	кавернозно-гранулярно-тріщиний

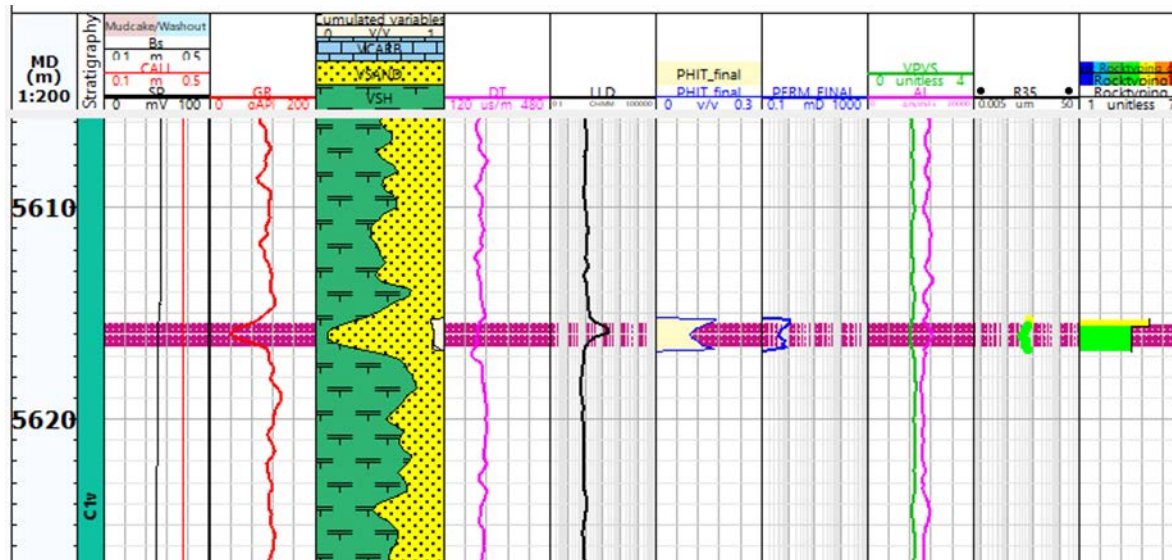


Рисунок 4.18. Фрагмент планшету каротажних діаграм з результатами інтерпретації з виділеними за допомогою петрофізичної типізації однотипних пропластків у верхньовізейських відкладах свердловини

Краснокутського родовища

Досліджені пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Краснокутського родовища мають такі характеристики:

- другий тип представлений кавернозно-тріщинно-гранулярними колекторами з радіусом пустот $0,03 \div 0,07$ мкм, $AI - 11737 \div 13091$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,68$. Літологічно представлений заглинизованими пісковиками, алевролітами.

- третій тип представлений кавернозно-тріщинно-гранулярними та кавернозно-гранулярно-тріщинними колекторами з радіусом пустот $0,12 \div 0,21$ мкм, $AI - 11237 \div 13035$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,59 \div 1,69$. Літологічно представлений заглинизованими пісковиками, алевролітами.

- четвертий тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними колекторами з радіусом пустот $0,22 \div 0,60$ мкм, $AI - 10357 \div 12534$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,70$. Літологічно представлений нафтогазонасиченими пісковиками, алевролітами.

Аналізуючи верхньовізейські відклади свердловини Краснокутського родовища, автором доведено, що в дослідженому інтервалі породи-колектори мають погіршені властивості, однак найбільш перспективні в нафтогазовому відношенні представлені пісковиками кавернозно-гранулярно-тріщинного типу з $AI - 10357 \div 11417$ г·м/см³·с та $V_p/V_s - 1,64 \div 1,70$.

В таблиці 4.15 наведено приклад результату комплексування петрофізичної типізації для перспективних в нафтогазовому відношенні пропластків нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища. Повні результати комплексної інтерпретації наведені в додатку Б. На рисунку 4.19 наведено приклад застосування петрофізичної типізації разом із підрахунковими параметрами в цьому ж досліджуваному інтервалі глибин.

Табл. 4.15. Приклад таблиці результатів петрофізичної типізації пропластків нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища

Глибина, м	R	К _п тріщ, %	К _п гран, %	К _п кав, %	К _п пер, %	К _п заг, %	К _{пр} , мД	R35, МКМ	AI, г·м/см ³ ·с	V _p /V _s	Тип колектора
5880	5	1,16	9,07	1,15	0,92	12,30	1,16	0,67	12389,91	1,84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5880,1	5	1,09	8,58	1,08	0,87	11,62	1,19	0,71	12572,05	1,85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5880,2	5	0,73	7,90	1,12	0,86	10,61	0,97	0,69	12931,27	1,86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5880,3	4	0,64	6,60	1,34	0,59	9,17	0,58	0,58	13453,61	1,87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5881,2	5	0,96	8,10	1,08	0,86	11,00	0,86	0,62	12838,93	1,85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5881,3	4	0,72	7,17	1,44	0,63	9,96	0,64	0,57	13191,36	1,86	кавернозно-гранулярно-тріщиний

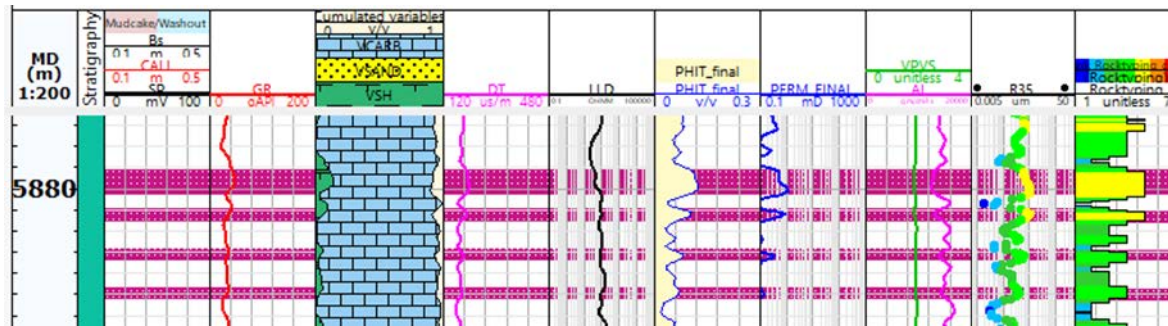


Рисунок 4.19. Фрагмент планшету каротажних діаграм з результатами інтерпретації з виділеними за допомогою петрофізичної типізації однотипних пропластків у нижньовізейсько-турнейських відкладах свердловини Краснокутського родовища

Досліджені пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища мають такі характеристики:

- перший тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $0,01 \div 0,03$ мкм, $AI - 13680 \div 15177 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p / V_s - 1,80 \div 1,85$. Літологічно представлений ущільненими карбонатами.
- другий тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $0,03 \div 0,08$ мкм, $AI - 13167 \div 15279 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p / V_s - 1,80 \div 1,88$. Літологічно представлений ущільненими карбонатами.
- третій тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $0,14 \div 0,22$ мкм, $AI - 12307 \div 15094 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p / V_s - 1,80 \div 1,90$. Літологічно представлений ущільненими карбонатами.

- четвертий тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $0,29 \div 0,60$ мкм, $AI - 10903 \div 14605$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,81 \div 1,90$. Літологічно представлений карбонатами, рідко нафтогазонасиченими.

- п'ятий тип представлений кавернозно-гранулярно-тріщинними породами з радіусом пустот $0,61 \div 1,19$ мкм, $AI - 10462 \div 12931$ г·м/см³·с, $V_p/V_s - 1,82 \div 1,86$. Літологічно представлений карбонатами, часто нафтогазонасиченими.

Аналізуючи нижньовізейсько-турнейські відклади свердловини Краснокутського родовища, можна сказати, що в дослідженому інтервалі породи-колектори представлені карбонатними породами зі складною структурою пустотного простору кавернозно-гранулярно-тріщинного типу з $AI - 10462 \div 11774$ г·м/см³·с та $V_p/V_s - 1,83 \div 1,85$.

4.3. Практичне впровадження результатів петрофізичної типізації

Розроблена автором комплексна методика петрофізичної типізації має приклади підтвердження її ефективності на основі проведених промислових випробувань розглянутих у роботі інтервалів складнобудованих колекторів нафти й газу.

Для прикладу, при випробуванні пласта в інтервалі 5499-5502 м (рис. 4.20) свердловини Котелевського родовища було отримано приплив газу дебітом близько 25 тис.м³/добу.

На рисунку 4.20 наглядно відображено, що результати досліджень, які наведені в роботі не суперечать проведеним випробуванням пластів в дослідженій свердловині. За результатами проведеної інтерпретації пропласток на глибині 5499,8 м має кавернозно-гранулярно-тріщинний тип колектора сьомого типу з радіусом пустот 8,85 мкм та тріщинну пористість 0,9% при загальній – 9,4%.

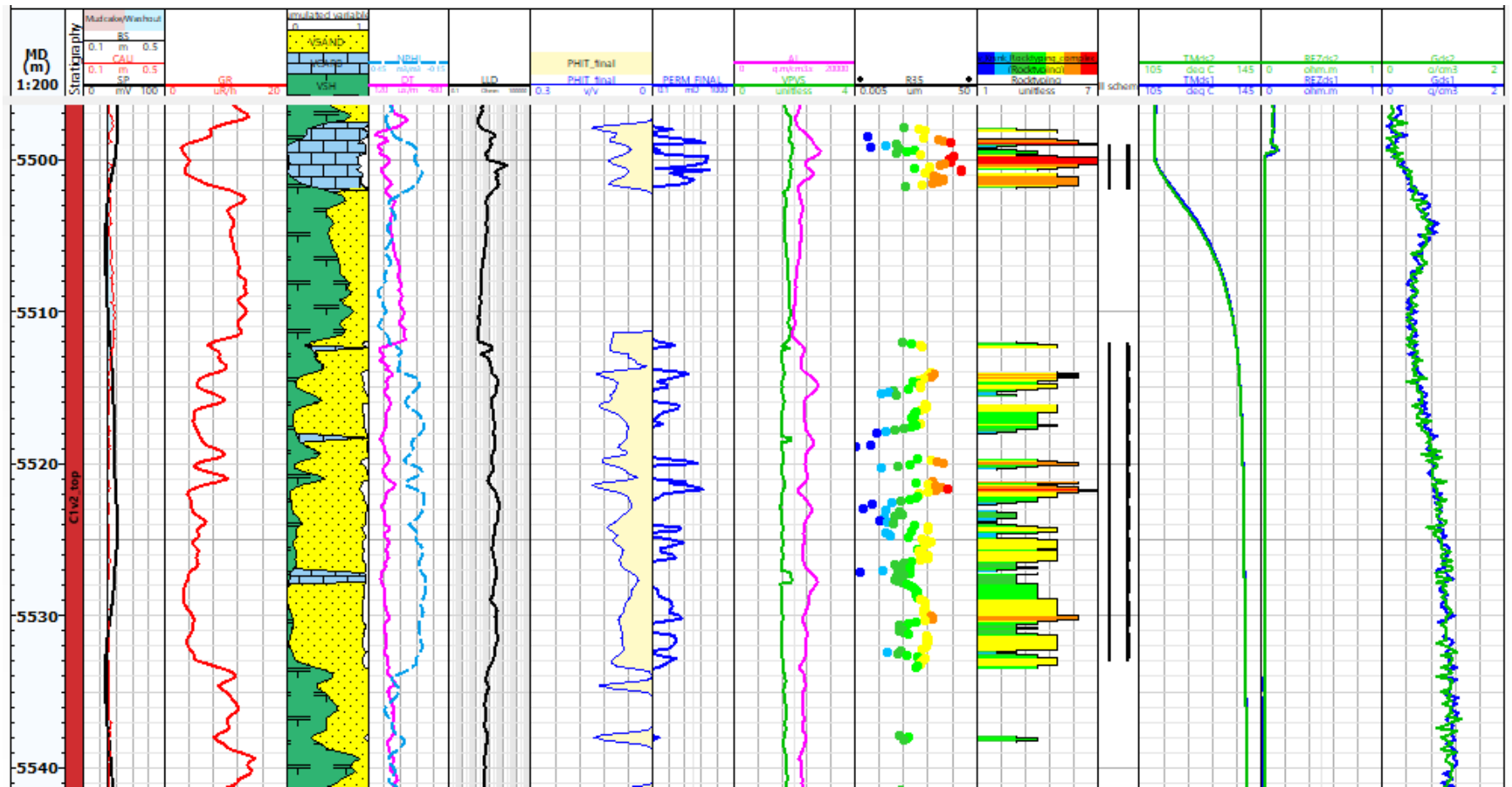


Рисунок 4.20. Фрагмент планшету каротажних діаграм з проведеною петрофізичною типізацією та результатами контролю стану розробки верхньовізейських покладів свердловини Котелевського родовища

Контроль роботи свердловини, зафіксований геофізичними вимірюваннями (рис. 4.20), свідчить про те, що конфігурація кривих термометрії (третій ліворуч трек), а також дані резистивіметра та густини флюїду (другий та перший треки ліворуч відповідно) свідчать про те, що в умовах дослідження основний об'єм газу в стовбур свердловини надходить з перфорованого інтервалу 5499-5499,8 м. Незначна кількість газу шляхом барбатажу поступає з інтервалу розкриття 5512-5533 м.

Отже, отримані результати проведеної петрофізичної типізації знайшли своє практичне застосування і можуть бути використані для планування подальших випробувань в свердловинах.

Висновки до четвертого розділу:

1. Застосування методики петрофізичної типізації та методики акустичної інверсії для визначення структури пустотного простору дозволило деталізувати внутрішню будову пустотного простору порід-колекторів і підвищити достовірність оцінки їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей та граничних меж їхніх пружних параметрів.

2. У результаті проведеного дослідження встановлено характерні діапазони акустичного імпедансу та співвідношення швидкостей пружних хвиль (V_p/V_s) для продуктивних інтервалів верхньо- та нижньовізейсько-турнейських відкладів досліджуваних родовищ.

Продуктивні пропластки пісковиків характеризуються нижчими значеннями акустичного імпедансу та меншим співвідношенням V_p/V_s порівняно з карбонатними породами, що дозволяє використовувати ці петрофізичні параметри як додатковий критерій ідентифікації перспективних інтервалів у межах досліджуваних горизонтів.

Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з АІ – $9600 \div 12500$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,58 \div 1,65$ та карбонатами з АІ – $12300 \div 15400$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,86 \div 1,92$. Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з АІ – $8500 \div 13400$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,60 \div 1,69$ та карбонатами з АІ – $12500 \div 14500$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,86 \div 1,90$.

Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені пісковиками з АІ – $10100 \div 12400$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,54 \div 1,66$ та карбонатами з АІ – $11600 \div 15000$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,84 \div 1,93$. Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені переважно пісковиками з АІ – $12000 \div 15000$ г·м/см³·с, V_p/V_s – $1,81 \div 1,89$.

Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені переважно пісковиками з $AI - 10500 \div 12500 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,70$. Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені карбонатами з $AI - 10500 \div 16000 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,80 \div 1,97$.

3. Встановлено чітку залежність типу колектора від літологічної природи порід. Пісковики демонструють розвиток ефективної міжзернової пористості (6–12 %) при наявності тріщинуватості (до 2 %), тоді як карбонатні породи мають переважно кавернозно-тріщинну структуру з пористістю 4–9% і високим фільтраційним потенціалом у зонах розвитку вторинної пористості.

4. Карбонатні породи продуктивних зон характеризуються підвищеними значеннями акустичного імпедансу (до $16000 \text{ г} / \text{см}^3 \cdot \text{м} / \text{с}$) та параметру V_p/V_s (до 1.98). Водночас їхній колекторський потенціал зумовлений ступенем розвитку вторинної пористості та тріщинуватості, що підтверджує складну природу формування таких колекторів.

5. Запропонована автором методика успішно співставляється з результатами випробування перспективних на поклади вуглеводнів об'єктів, де надходження газу (близько $25 \text{ тис. м}^3 / \text{добу}$) спостерігається з пропластка, який виділений за комплексною типізацією автора як кавернозно-гранулярно-тріщинний колектор сьомого типу з радіусом пустот $8,85 \text{ мкм}$ та тріщинною пористістю $0,9 \%$ при загальній пористості – $9,4 \%$, що доводить ефективність розробленої методики.

ВИСНОВКИ

У межах дисертаційної роботи виконано комплексне дослідження складнобудованих порід-колекторів верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

У результаті виконаного дослідження отримано низку нових наукових результатів, які розширюють існуючі уявлення про петрофізичну типізацію складнобудованих порід-колекторів та оцінку їхніх властивостей за геофізичними даними. Основні наукові результати:

1. Вперше для порід верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ запропоновано новий підхід до петрофізичної типізації складнобудованих порід-колекторів, заснований на емпіричній моделі Вінланда. Ключовими етапами методичного підходу стали:

- Попередній літолого-фаціальний аналіз розрізу для визначення характеру відкладів, зон розвитку пористих і тріщинуватих порід, виявлення вторинних змін (доломітизація, розчинення, цементация тощо). Розрізи свердловин досліджуваних родовищ представлені відкладами теригенних та карбонатних колекторів.

- Виділення первинних петрофізичних параметрів (коефіцієнти глинистості, пористості, насичення) за результатами каротажу. Теригенні породи-колектори мають високі значення пористості ($K_p > 8\div 10\%$) та проникності ($K_{пр} > 1$ мД), вміст глинистого матеріалу не перевищує $30\div 35\%$, значення питомого електричного опору не перевищують $2\div 3$ Ом·м у водонасичених та вище $7-10$ Ом·м у нафто- або газонасичених колекторах. Для карбонатних колекторів межа пористості коливається в межах $4-8\%$ залежно від типу пустотного простору, проникність може бути дуже варіабельною навіть при однаковій пористості, що вимагає залучення додаткових методів для визначення структури

пустотного простору порід-колекторів, значення питомого електричного опору значно варіюються залежно від типу насичення, особливо при високому ступені ущільнення.

- Застосування емпіричної моделі Вінланда – для оцінки впливу структури пустотного простору на взаємозв'язок між пористістю та проникністю. Методика Вінланда лягла в основу подальших досліджень структури пустотного простору, її також закладено автором в прийоми для типізації порід-колекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями.

- Аналіз пружних властивостей порід та побудова графіків залежності швидкостей повздовжних (V_p) та поперечних (V_s) хвиль та густини (ρ) від пористості для уточнення меж петрофізичних типів і виявлення зон потенційного нафтогазонасичення.

- Виділення петрофізичних типів на основі введеного автором класифікаційного параметра R та статистичного групування інтервалів за схожістю петрофізичних показників. Застосування класифікаційного параметра R дозволяє узагальнити вплив кількох фізичних властивостей порід на їхню колекторську ефективність. Цей параметр виступає як інтегральний індикатор, що враховує ефективний радіус пустот порід і забезпечує можливість емпіричного поділу розрізу на петрофізичні типи.

- Уточнення кореляційних залежностей між петрофізичними та пружними параметрами для кожного виділеного типу з метою побудови прогнозних моделей колекторських властивостей. Аналіз крос-плоту V_p/V_s та AI дозволяє встановити найбільш перспективні інтервали уже з відомою структурою пустотного простору та межі значень V_p/V_s та AI , в яких вони знаходяться.

2. Вдосконалено методику визначення структури пустотного простору порід-колекторів, де вперше при виборі початкового наближення математичної моделі пластів-колекторів (групи пластів) були використані дані попередньо визначеного ефективного радіусу пустот верхньовізейських та

нижньовізейських-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ. Формування вибірок для аналізу було здійснено на основі класифікаційного параметра R . Автором було виділено сім типів порід, що утворені логарифмічно нормальним розподілом, з розподілом розміру пустот у діапазоні від 0.012 до 12.183 мкм. Кожен тип відокремлює фізично відмінні середовища за пустотним простором – від нанопор до мегапор. Аналіз варіаційної кривої параметру R став додатковим підтвердженням правильного визначення типу колектора. Для кожної з вибірок було побудовано фільтраційно-ємнісну модель з доволі високим коефіцієнтом детермінації ($R^2 > 0,6$) з поодинокими виключеннями для типів з малою кількістю пропластків та малим розміром пустот.

3. Вперше з врахуванням структури пустотного простору нафтогазонасичених покладів верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів центральної та північної прибортової зони ДДЗ визначено граничні межі пружних параметрів, що дозволяє виокремлювати перспективні інтервали складнопобудованих порід-колекторів за акустичними властивостями:

- Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з $AI - 9600 \div 12500 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,58 \div 1,65$ та карбонатами з $AI - 12300 \div 15400 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,86 \div 1,92$.

- Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Березівського родовища складені пісковиками з $AI - 8500 \div 13400 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,69$ та карбонатами з $AI - 12500 \div 14500 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,86 \div 1,90$.

- Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені пісковиками з $AI - 10100 \div 12400 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,54 \div 1,66$ та карбонатами з $AI - 11600 \div 15000 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,84 \div 1,93$.

- Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища складені переважно пісковиками з $AI - 12000 \div 15000 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,81 \div 1,89$.

- Продуктивні пропластки верхньовізейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені переважно пісковиками з $AI - 10500 \div 12500 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,60 \div 1,70$.

- Продуктивні пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища складені карбонатами з $AI - 10500 \div 16000 \text{ г} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, $V_p/V_s - 1,80 \div 1,97$.

Карбонатні породи продуктивних зон характеризуються підвищеними значеннями акустичного імпедансу (до $16000 \text{ г} / \text{см}^3 \cdot \text{м} / \text{с}$) та параметра V_p/V_s (до 1.98). Водночас їхній колекторський потенціал зумовлений ступенем розвитку вторинної пористості та тріщинуватості, що підтверджує складну природу формування таких колекторів.

4. Розроблену комплексну методику для побудови петрофізичних моделей складнопобудованих порід-колекторів вперше адаптовано для верхньовізейських та нижньовізейсько-турнейських відкладів досліджуваних родовищ. Розроблена автором комплексна методика петрофізичної типізації має приклади підтвердження її ефективності під час випробування розглянутих у роботі інтервалів складнопобудованих колекторів нафти й газу. Надходження газу (близько $25 \text{ тис. м}^3 / \text{добу}$) зафіксовано з пропластка, який виділений за комплексною типізацією автора як кавернозно-гранулярно-тріщинний колектор сьомого типу з радіусом пустот $8,85 \text{ мкм}$ та тріщинною пористістю $0,9 \%$ при загальній пористості $9,4 \%$. Ці дані можуть бути використані при подальшому випробуванні верхньовізейських покладів свердловин даної групи родовищ.

У ході виконаної дисертаційної роботи розроблено й апробовано вдосконалені підходи до вивчення та типізації складнопобудованих порід-колекторів нафти й газу, які формуються в умовах геологічної складності та

характеризуються суттєвою літологічною, текстурною й петрофізичною неоднорідністю. З урахуванням зростаючої ролі таких колекторів у загальному ресурсному балансі Дніпровсько-Донецької западини результати дослідження відповідають сучасним науковим запитам і практичним потребам нафтогазової галузі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- Антонюк, В. В. (2023). Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей та класифікація порід-колекторів за комплексом каротажних та петрофізичних даних (на прикладі відкладів верхнього та середнього карбону приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини). *Дис., ... доктора філософії в галузі знань 10 «Природничі науки» за спеціальністю 103 «Науки про Землю».* Київський національний університет імені Тараса Шевченка
- Багринцева, К. І. (1999). Умови формування та властивості карбонатних колекторів нафти й газу [рос.]. М.: РДГУ.
- Безродна, І.М. (2007) Методика кількісної оцінки структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів та прогнозу їх продуктивності за даними ГДС та петрофізики [Дис. канд. геол. наук, Київський національний університет імені Тараса Шевченка] 180 с. https://uacademic.info/ua/document/0407 U002 835#google_vignette
- Безродна, І.М., Гожик, А.П. (2018). Петрофізика: навч. посіб. ВПЦ «Київський університет», 256 с.
- Безродна, І., Безродний, Д., & Козіонова, О. (2017). Аналіз впливу мінерального скелету порід-колекторів Руновщинської площі на пружні та акустичні параметри (за результатами математичного моделювання). Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 2, 52–58.
- Безродна, І.М., Безродний, Д. А., & Козіонова, О. О. (2019). Математичне моделювання акустичної і пружної анізотропії сланцевих порід-колекторів Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Харківського Національного Університету Імені ВН Каразіна, Серія «Геологія. Географія. Екологія», 50, 42–53.*
- Вижва, С.А., Безродна, І.М. (2016). Вивчення структури пустотного простору складнобудованих порід за даними петроакустичних досліджень

Семереньківської площі. *Вісник Київського університету, серія Геологія*, 3(74), 11 - 17.

Вижва, С.А. та ін. (2017). Лабораторні, петрофізичні, геохімічні, електрометричні, акустичні дослідження кернів із свердловин Руновщинської ділянки з метою обґрунтування підрахункових параметрів. *Звіт з НДР. Київ. ун-т*, 114 с.

Вижва, С., Онищук, В., Онищук, І., Рева, М., & Шабатура, О. (2018). 168 Фільтраційно-ємнісні особливості порід верхнього карбону (на прикладі Руновщинської площі ДДЗ). *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4, 30–37.

Вижва, С., Шинкаренко, А., Безродна, І., Щуров, І., Гафич, І., & Солодкий, Є. (2017). Вплив змінного тиску на акустичні та ємнісні властивості теригенних порід-колекторів (на прикладі Семиреньківської площі). *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1, 19–26.

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Олійник, О. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2020). Фільтраційно-ємнісні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського нафтогазового району Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 88(1), 25–33.
<https://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>

Вижва, С. А., Безродна, І. М., Безродний, Д. А., & Попов, С. А. (2018). Анізотропія акустичних та пружних параметрів теригенних порід-колекторів за даними лабораторних ультразвукових досліджень. *Проблеми Та Перспективи Нафтогазової Промисловості*, 2, 34–49.
<https://doi.org/10.32822/naftogazscience.2018.02.034>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Олійник, О. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2020). Фільтраційно-ємнісні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського нафтогазового

району Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 88(1), 25–33.
<https://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>

Вишва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Орлюк, М. І., Друкаренко, В. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2019). Петрофізичні параметри порід візейського ярусу Лохвицької зони Дніпровсько-Донецької западини. *Геофизический Журнал*.

Грицишин, В. І., Кучер, С. Ф. (2012). Петрофізичні властивості нафтових і газових колекторів Передкарпаття. *Прикарпатський Вісник НТШ. Число, 1*, 237–255.

Джафаров, І.С. (2002). Застосування методу ЯМР для характеристики складу і розподілу пластових флюїдів [рос.]. 439 с.

Добринін, В.М., Вендельштейн, Б.Ю., Кожевников, Д.А. (2004). Петрофізика (фізика гірських порід) [рос.]. 368 с.

Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2024). Визначення ефективної пористості порід-колекторів за даними структури їх пустотного простору в візейських та турнейських відкладах Березівського родовища. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2 (105), 14-20.
<https://doi.org/10.17721/1728-2713.105.02>

Ємець, В.Ю., Безродна, І.М., & Антонюк, В.В. (2023). Моделювання ефектів заміщення флюїду в візейських відкладах Яблунівського родовища на основі інтерпретації даних ГДС та петрофізики. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1 (100), 67-72.
<https://doi.org/https://doi.org/10.17721/1728-2713.100.08> (*Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Web of Science*).

Карпенко, О. М., Башкіров, Г. Л., & Маковець, О. В. (2010). Підвищення роздільної здатності методів геофізичних досліджень свердловин за застосування штучних нейронних мереж. *Геоінформатика*, 1, 33–38.

- Карпенко, О., Соболев, В., Миронцов, М., & Карпенко, І. (2020). Аналіз впливу геологічних чинників на глибину зони проникнення фільтрату при первинному розкритті гранулярних колекторів за даними ГДС. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4(91), 6–21. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.91.02>
- Коляда, М., Сєврікова, С., Резнікова, Є., Поліщук, Н. та ін. (2011). Геолого-економічна оцінка візейських відкладів Котелевського газоконденсатного родовища Полтавської області, книга 1.
- Кузьменко, П. М., Тищенко, А. П., & Безхижко, О. М. (2017). Прогнозування ділянок розвитку колекторів в приштоковій зоні за даними сейсмічної інверсії. *Проблеми Та Перспективи Нафтогазової Промисловості*, 1, 123–134.
- Миронцов, Н. Л. (2012). Анализ возможностей стандартного комплекса электротометрии для решения актуальных задач геофизического исследования скважин. *Геофизический Журнал*.
- Овчаренко, Н., Федорчук, Н., Павленко, П., Половко, Ю., Багрій, Л., Маріна, Н., Наливайко, Н., Сойма, Р., Буряк, Д., Курочкін, К. & Бікман, Є. (2012). Геолого-економічна оцінка Березівського ГКР візейських та турнейських відкладів Харківської області, книга 1.
- Олійник, О. В., Вижва, С. А., Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2020). Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей і нафтопромислових характеристик складнобудованих карбонатних колекторів (на прикладі Північно-західної частини ДДЗ). *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 2 (75), 78–87. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-78-87](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-78-87)
- Черевко, Є., Кулинич, М., Лебідь, А., Бугрій, Л. та ін. (2018). Геолого-економічна оцінка Краснокутського газоконденсатного родовища Харківської області, книга 1.
- Продайвода, Г. Т., Вижва, С. А., Безродна, І. М., & Продайвода, Т. Г. (2011). Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу. *К.: ВПЦ*”

КУ.

Старостін, А. В. (2009). Геофізичне моделювання з метою контролю вилучення вуглеводнів у процесі розробки продуктивних порід-колекторів складної будови (на прикладі родовищ ДДЗ): дис. на здобуття наук. ступеня канд. геолог. наук. Івано-Франківськ, –2009.–226 С.

Федоришин, Д. Д., Гаранін, О. А., Федоришин, С. Д., & Потятинник, Т. В. (2014). Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості гірських порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення. *Розвідка Та Розробка Нафтових і Газових Родовищ, 1*, 51–58.

Ханін, А.А. (1969). Породи-колектори нафти й газу та їхнє вивчення [рос.]. 368 с.

Abdullah, M. A (2019). New Approach for Rock Typing Using Dimensional Analysis: A Case Study of Carbonate Reservoir. *The SPE Kuwait Oil and Gas Conference, 1-22*.

Aguilera, R. (2002). Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free-water table, and Winland r35 values on Pickett plots. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.), 86*, 605–624.

Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan, D.K. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, 205-220*.

Amyx, J.W., Bass, D.M., Whiting, R.L. (1960). Petroleum Reservoir Engineering.

Archie, G. E. (1950). Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 34*, 943-961.

Arns, C.H., Bauguet, F., Limaye, A., Sakellariou, A., Senden, T.J., Sheppard, A.P., Sok, R.M., Pinczewski, W.V., Bakke, S., Berge, L.I., Oren, P.T., Knackstedt, M.A.

- (2004). Pore-Scale Characterization of Carbonates Using X-Ray Microtomography. *The 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1- 11.
- Bagci, A.S. (2007). Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in Carbonate Reservoirs. *The 2007 SPE Rocky Mountain Oil and Gas Technology Symposium*, 1-11.
- Bala, M. J. (2010). Can we determine permeability with the Stoneley wave slowness from acoustic full waveform. *72nd EAGE Conference and Exhibition Incorporating SPE EUROPEC 2010*, cp-161.
- Batzle, M., & Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57(11), 1396–1408.
- Biot, M. A. (1956). Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid. II. Higher frequency range. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 28(2), 179–191.
- Brie, A., Endo, T., Johnson, D. L., & Pampuri, F. (2000). Quantitative formation permeability evaluation from Stoneley waves. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(02), 109–117.
- Bruce, W.A. (1947). The Restored-State Method for Determination of Oil in Place and Connate Water. *Production Practice and Technology*, 166-174.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., & Eastwood, R. L. (1985). Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, 50(4), 571–581.
- Choquette, P.W., Pray L.C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 54 (2), 207-250.
- Clarkson, C. R., Solano, N., Bustin, R. M., Bustin, A. M. M., Chalmers, G. R. L., He, L., Melnichenko, Y. B., Radliński, A. P., & Blach, T. P. (2013). Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion. *Fuel*, 103, 606–616.

- Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. (1984). Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(02), 153–168.
- Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*, 54(2), 207–250.
- Coates, G.R. (1999). NMR Logging. Principles and Applications. *Halliburton Energy Services*, 253 p.
- Corbett, P.W.M., Potter, D.K. (2004). Petrotyping: a Basemap and Atlas for Navigating through Permeability and Porosity Data for Reservoir Comparison and Permeability Prediction. *The International Symposium of the Society of Core Analysts*, 1-12.
- Costa, A. (2006). Permeability-porosity relationship: A reexamination of the Kozeny-Carman equation based on a fractal pore-space geometry assumption. *Geophysical Research Letters*, 33(2).
- Crain, E. R. (1986). Log analysis handbook. *PennWell Books, Tulsa, OK*
- Dunham, R.J. (1961). Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. *Symposium «Classifications of Carbonate Rocks»*, 108-121.
- Dvorkin, J., Mavko, G., & Gurevich, B. (2007). Fluid substitution in shaley sediment using effective porosity. *Geophysics*, 72(3), 01–08.
- Embry, A.F., Klovan, J. E. (1971). A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. 19 (4), 730-781.
- Endo, T., Ito, H., Brie, A., Badri, M., & El Sheikh, M. (1997). Fracture and permeability evaluation in a fault zone from sonic waveform data. *SPWLA 38th Annual Logging Symposium*.
- Ferreira, F. C., Booth, R., Oliveira, R., Carneiro, G., Bize-Forest, N., & Wahanik, H. (2015). New rock-typing index based on hydraulic and electric tortuosity data for multi-scale dynamic characterization of complex carbonate reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

- Forest, N. B., Abbots, F., Baines, V., Boyd, A. (2019). Identifying Reservoir Rock Types Using a Modified FZI Technique in the Brazilian Pre-Salt. *The Offshore Technology Conference Brasil*, 1-10.
- Gassmann, F. (1951). Elasticity of porous media. *Vierteljahrsschrder Naturforschenden Gessellschaft*, 96, 1–23.
- Ghanbarian, B., & Hunt, A. G. (2017). Fractals: concepts and applications in geosciences. *CRC press*.
- Gong, L., Zeng, L., Gao, Z., Zhu, R., & Zhang, B. (2016). Reservoir characterization and origin of tight gas sandstones in the Upper Triassic Xujiahe formation, Western Sichuan Basin, China. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6(3), 319–329.
- Guo, G., Diaz, M.A., Paz, F., Smalley, J., Waninger, E.A. (2005). Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin. *The 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1-15.
- Haikel, S., Rosid, M. S., & Haidar, M. W. (2018). Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field “S” East Java. *In Journal of Physics: Conference Series*. 1120 (1), p. 012047
- Hansen, J. P., & Skjeltorp, A. T. (1988). Fractal pore space and rock permeability implications. *Physical Review B*, 38(4), 2635.
- Hartmann, D.J., Coalson, E.B. (1990). Evaluation of the Morrow Sandstone in Sorrento Field, Cheyenne Country, Colorado. *Rocky Mountain Association of Geologists*, pp. 91–100.
- Hashin, Z., & Shtrikman, S. (1963). A variational approach to the theory of the elastic behaviour of multiphase materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 11(2), 127–140.
- Herron, M. M. (1987). Estimating the intrinsic permeability of clastic sediments from geochemical data. *SPWLA 28th Annual Logging Symposium*.

- Hill, R. (1952). The elastic behaviour of a crystalline aggregate. *Proceedings of the Physical Society. Section A*, 65(5), 349.
- Izadi, M., & Ghalambor, A. (2013). A new approach in permeability and hydraulic-flow-unit determination. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 16(03), 257–264.
- Jennings, J. W., & Lucia, F. J. (2003). Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6(04), 215–225.
- Jongkittinarukorn, K., & Tiab, D. (1997). Identification of flow units in shaly sand reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17(3–4), 237–246.
- Jun, T., ZHANG, C., & Yi, X. I. N. (2017). A fracture evaluation by acoustic logging technology in oil-based mud: A case from tight sandstone reservoirs in Keshen area of Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 44(3), 418–427.
- Kenyon, W. E., Day, P. I., Straley, C., & Willemsen, J. F. (1988). A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones. *SPE Formation Evaluation*, 3(03), 622–636.
- Kolodzie, S. (1980). Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation To Determine OOIP in Spindle Field, Colorado. *Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, SPE-9382-MS*.
- Lai, J., Wang, G., Fan, Z., Chen, J., Wang, S., Zhou, Z., & Fan, X. (2016). Insight into the pore structure of tight sandstones using NMR and HPMI measurements. *Energy & Fuels*, 30(12), 10200–10214.
- Larionov, V. V. (1969). Radiometry of boreholes (Nedra).
- Leverett, M.C. (1941). Capillary Behavior in Porous Solids . *Transactions of the AIME*, 142, 152-169.
- Lis-Śledziona, A. (2019). Petrophysical rock typing and permeability prediction in tight sandstone reservoir. *Acta Geophysica*, 67(6), 1895–1911.

- Lucia, F.J. (1995). Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization. *AAPG Bulletin*, 79 (9), 1275-1300.
- Marschall, D., Gardner, J., & Curby, F. M. (1997). MR laboratory measurements—requirements to assure successful measurements that will enhance MRI log interpretation. *Society of Core Analysts International Symposium, Calgary*, 8–10.
- Matin, A.J., Solomon, S.T., Hartmann, D.J. (1997). Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.)*. 81 (5), 734–759.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J. (2009). *The Rock Physics Handbook*.
- McPhee, C., Reed, J., Zubizarreta, I. (2015). *Core Analysis: A Best Practice Guide*. 64 (1), 840 p.
- Mirzaei-Paiaman, A., Saboorian-Jooybari, H., & Pourafshary, P. (2015). Improved method to identify hydraulic flow units for reservoir characterization. *Energy Technology*, 3(7), 726–733.
- Neithalath, N., Sumanasooriya, M. S., & Deo, O. (2010). Characterizing pore volume, sizes, and connectivity in pervious concretes for permeability prediction. *Materials Characterization*, 61(8), 802–813.
- Nelson, P. H. (1994). Permeability-porosity relationships in sedimentary rocks. *The Log Analyst*, 35(03).
- Nelson, R.A. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Publishing, 352 p.
- Norris, A. N. (1989). Stoneley-wave attenuation and dispersion in permeable formations. *Geophysics*, 54(3), 330–341.
- Oliinyk, O. V, Antoniuk, V. V, Bezrodna, I. M., & Rusachenko, N. V. (2020). Estimation of the pore space structure of tight gas reservoirs of the Moscovian stage locates in DDB Eastern part using a limited well logging dataset. *Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects 2020*, 2020(1), 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo033>

- Palabiran, M. (2016). An Analysis of Rock Typing Methods in Carbonate Rocks For Better Carbonate Reservoir Characterization: A Case Study of Minahaki Carbonate Formation, Banggai Sula Basin, Central Sulawesi. *The 41th Scientific Annual Meeting of Indonesian Association of Geophysicists*, 1-14.
- Pape, H., Clauser, C., & Iffland, J. (1999). Permeability prediction based on fractal pore-space geometry. *Geophysics*, 64(5), 1447–1460.
- Permadi, P., Susilo, A. (2009). Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred From Core Data. *The 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*, 1-12.
- Pittman, E.D. (1989). Nature of the Terry sandstone reservoir, spindle field, Colorado. In: Coalson, E.B. (Ed.), *Petrogenesis and Petrophysics of Selected Sandstone Reservoirs of the Rocky Mountain Region*. Rocky Mountain Association of Geologists, pp. 245–254.
- Pittman, E.D. (1992). Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76 (2), 191-198.
- Qobi, L., de Kuijper, A., Tang, X. M., & Strauss, J. (2001). Permeability determination from Stoneley waves in the Ara group carbonates, Oman. *GeoArabia*, 162 6(4), 649–666.
- Raymer, L. L., Hunt, E. R., & Gardner, J. S. (1980). An improved sonic transit time-to-porosity transform. SPWLA 21st Annual Logging Symposium.
- Reuss, A. (1929). Computation of the yield point of mixed crystals due to hiring for single crystals. *Math. Phys*, 9, 49–58.
- Tiab, D., Donaldson, E. C. (2016). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. *Fourth Edition*, 918 p.
- Timur, A. (1968). An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships. *SPWLA 9th Annual Logging Symposium*.

- Timur, A. (1968). Effective porosity and permeability of sandstones investigated through nuclear magnetic resonance principles. *SPWLA 9th Annual Logging Symposium*.
- Thomsen, L. (1986). Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 51(10), 1954–1966.
- Saneifar, M., Skalinski, M., Theologou, P., Kenter, J., Cuffey, C., Salazar-Tio R. (2015). Integrated Petrophysical Rock Classification in the McElroy Field, West Texas. *USA Petrophysics*, 56 (5), 493-510.
- Slobod, R.L. (1951). Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples. *Petroleum Transactions, AIME*, 192, 127-134.
- Skalinski, M., Kenter, J. (2013). Carbonate Petrophysical Rock Typing – Integrated Geological Attributes and Petrophysical Properties while Linking with Dynamic Behavior. *The SPWLA 54th Annual Logging Symposium*, 1-11.
- Skalinski, M., Kenter, J., Jenkins, S., Tankersley, T. (2010). Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan. *The SPE Caspian Carbonate Technology Conference*, 1-16.
- Swanson, B.F. (1977). Visualizing pores and non-wetting phase in porous rocks. In: *Annual Fall Technical Conference, SPE Paper 6857. Society of Petroleum Engineers*, p. 10.
- Swanson, B.F. (1981). A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures. *J. Petrol. Technol.* 2488–2504. Dec.
- Tang, X. M., Cheng, C. H., & Toksöz, M. N. (1991). Dynamic permeability and borehole Stoneley waves: A simplified Biot–Rosenbaum model. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 90(3), 1632–1646.
- Vinegar, H.J. (1986). X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks. *Journal of Petroleum Technology*, 38, 257-259.

- Voigt, W. (1910). Lehrbuch der kristallphysik:(mit ausschluss der kristalloptik). (Vol. 34). BG Teubner.
- Wibowo, A.S., Permadi, P. (2013). A Type Curve for Carbonate Rock Typing. *The International Petroleum Technology Conference*, 1-12.
- Winkler, K. W., Liu, H.-L., & Johnson, D. L. (1989). Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory. *Geophysics*, 54(1), 66–75.
- Wong, P., Koplik, J., & Tomanic, J. P. (1984). Conductivity and permeability of rocks. *Physical Review B*, 30(11), 6606.
- Wu, H., Zhang, C., Ji, Y., Cao, S., Chen, S., Zhang, Y., Wang, Y., Du, W., & Liu, G. (2018). Pore throat characteristics of tight sandstone of Yanchang Formation in eastern Gansu, Ordos Basin. *Petroleum Research*, 3(1), 33–43.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., & Gardner, L. W. (1956). Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, 21(1), 41–70.
- Yu, B., & Cheng, P. (2002). A fractal permeability model for bi-dispersed porous media. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 45(14), 2983–2993.
- Zhang, Zhiqiang, Shi, Y., Li, H., & Jin, W. (2016). Experimental study on the pore structure characteristics of tight sandstone reservoirs in Upper Triassic Ordos Basin China. *Energy Exploration & Exploitation*, 34(3), 418–439.

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2024). Визначення ефективної пористості порід-колекторів за даними структури їх пустотного простору в візейських та турнейських відкладах Березівського родовища. Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 2 (105), 14-20. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.105.02> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).

2. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М. (2024). Петрофізична типізація складнобудованих порід-колекторів візейських та турнейських відкладів Березівського родовища на основі їхніх фільтраційно-ємнісних та пружних властивостей за методиками Вінланда та структури-геометрії пустот. Геофізичний журнал, 4 (46). <https://doi.org/10.24028/gj.v46i4.300816> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).

3. Ємець, В.Ю., Безродна, І.М., & Антонюк, В.В. (2023). Моделювання ефектів заміщення флюїду в візейських відкладах Яблунівського родовища на основі інтерпретації даних ГДС та петрофізики. Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 1 (100), 67-72. <https://doi.org/https://doi.org/10.17721/1728-2713.100.08> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

1. Bulakh O., Bezrodna I., Yemets V. (2022). Mathematical modelling of the Bashkir's and Serpukhiv's sandstones of the Yablunivske field based on petrophysical data // European Association of Geoscientists & Engineers, <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580234>

2. Yemets V., Bezrodna I. (2023). Evaluation of the void space structure and reservoir properties of rocks in the visevian and turnaisian formations of the Berezhivske field of the Dnipro-Donetsk depression // European Association of Geoscientists & Engineers, <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520034>

3. Булах О.В., Безродна І.М., Ємець В.Ю. (2022). Розробка математичної моделі пісковиків башкірського та серпухівського ярусів свердловини № 500 Яблунівського родовища за петрофізичними даними. Ідеї та новації в системі наук про Землю: Збірник матеріалів ІХ Всеукраїнської молодіжної наукової конференції, Видавництво «ФОП Кравченко», К. 2022. 20-21 с.

4. Ємець В.Ю., Безродна І.М. (2024). Петрофізична типізація ущільнених порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин // авторська редакція збірника тез XIV Всеукраїнської молодіжної наукової конференції - школи «Сучасні проблеми наук про Землю»

5. Ємець В.Ю., Безродна І.М. (2022). Прогноз швидкості поперечної хвилі за даними геофізичних досліджень свердловин (на прикладі Яблунівського родовища Дніпровсько-Донецької западини). Ідеї та новації в системі наук про Землю: Збірник матеріалів ІХ Всеукраїнської молодіжної наукової конференції, Видавництво «ФОП Кравченко», К. 2022. 32-33 с.

6. Ємець В.Ю., Безродна І.М. (2023). Оцінка тріщинуватості ущільнених порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин (на прикладі Березівського родовища) // авторська редакція збірника тез XIII Всеукраїнської молодіжної наукової конференції - школи «Сучасні проблеми наук про Землю»

ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ ПЕТРОФІЗИЧНОЇ ТИПІЗАЦІЇ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ

СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Табл.1. Пропластки верхньовізейських відкладів свердловини

Березівського родовища

Глибина, м	R	K _{п гринь} , %	K _{п гринь} , %	K _{п кав}	K _{п пер} , %	K _{п заг} , %	K _{пр} , мД	R35, мкм	AI, г·м/см ³ ·с	V _p /V _s	Тип колектора
5502	3	0.00	4.87	0.97	0.39	6.23	0.01	0.14	14677.21	1.87	кавернозно-гранулярний
5502.1	3	0.00	4.63	0.91	0.40	5.95	0.03	0.20	14566.54	1.88	кавернозно-гранулярний
5519	3	0.00	13.32	2.18	3.01	18.51	0.11	0.16	9373.55	1.77	кавернозно-гранулярний
5530.4	3	0.00	13.01	2.39	1.83	17.23	0.05	0.11	10876.14	1.70	кавернозно-гранулярний
5546.4	3	0.00	8.61	1.44	1.83	11.88	0.03	0.17	11446.79	1.67	кавернозно-гранулярний
5547.6	3	0.00	9.37	1.93	0.48	11.78	0.02	0.11	13661.02	1.80	кавернозно-гранулярний
5547.9	3	0.00	10.53	2.04	1.13	13.71	0.08	0.21	11987.78	1.64	кавернозно-гранулярний
5567.1	3	0.00	14.66	2.64	2.28	19.59	0.07	0.11	9885.55	1.74	кавернозно-гранулярний
5575.2	3	0.00	16.33	2.91	2.70	21.94	0.06	0.09	9328.11	1.78	кавернозно-гранулярний
5579	3	0.00	12.29	2.40	1.43	16.13	0.03	0.09	11404.85	1.67	кавернозно-гранулярний
5579.1	3	0.00	11.12	2.12	1.27	14.50	0.03	0.12	11860.83	1.65	кавернозно-гранулярний
5579.2	3	0.00	11.72	2.29	1.36	15.37	0.03	0.11	11606.25	1.66	кавернозно-гранулярний
5579.3	3	0.00	12.26	2.39	1.42	16.07	0.04	0.11	11373.29	1.67	кавернозно-гранулярний
5579.4	3	0.00	11.94	2.27	1.36	15.58	0.03	0.10	11552.85	1.66	кавернозно-гранулярний
5621.1	3	0.00	4.96	0.97	0.44	6.38	0.02	0.16	14396.59	1.85	кавернозно-гранулярний
5635.4	3	0.00	9.55	1.85	1.00	12.40	0.04	0.17	12536.25	1.63	кавернозно-гранулярний
5648.1	3	0.00	3.54	0.68	0.35	4.57	0.02	0.18	14927.48	1.90	кавернозно-гранулярний
5648.2	3	0.00	3.63	0.71	0.34	4.68	0.01	0.16	14966.26	1.89	кавернозно-гранулярний
5648.9	3	0.00	5.25	1.04	0.45	6.74	0.01	0.15	14509.09	1.85	кавернозно-гранулярний
5649	3	0.00	4.94	0.99	0.35	6.29	0.01	0.10	14838.51	1.86	кавернозно-гранулярний
5649.1	3	0.00	4.76	0.95	0.37	6.08	0.02	0.16	14656.29	1.88	кавернозно-гранулярний

5652.7	3	0.00	7.12	1.40	0.62	9.15	0.02	0.19	13817.05	1.81	кавернозно-гранулярный
5519.1	4	0.00	15.58	0.00	1.76	17.34	0.74	0.51	9031.27	1.77	гранулярный
5524.5	4	0.00	17.70	0.01	1.25	18.96	0.53	0.38	10123.58	1.70	гранулярный
5549.3	4	0.00	7.41	0.03	0.45	7.89	0.17	0.55	13471.12	1.83	гранулярный
5549.9	4	0.00	10.83	0.00	0.75	11.58	0.06	0.24	12395.08	1.63	гранулярный
5559.5	4	0.00	5.37	0.00	0.40	5.76	0.10	0.54	14005.90	1.85	гранулярный
5567.2	4	0.00	14.60	0.06	1.18	15.84	0.51	0.46	10472.78	1.68	гранулярный
5575.3	4	0.00	16.89	0.02	1.41	18.32	0.57	0.42	9854.66	1.71	гранулярный
5610.7	4	0.00	11.82	0.00	0.88	12.70	0.18	0.36	11696.16	1.64	гранулярный
5610.8	4	0.00	12.62	0.00	0.94	13.56	0.27	0.41	11342.61	1.65	гранулярный
5611.2	4	0.00	9.14	0.06	0.44	9.64	0.05	0.26	13538.13	1.81	кавернозно-гранулярный
5611.3	4	0.00	10.55	0.01	0.59	11.15	0.18	0.44	12720.42	1.61	гранулярный
5611.4	4	0.00	10.54	0.01	0.59	11.14	0.05	0.24	12872.16	1.61	гранулярный
5622.4	4	0.00	7.78	0.02	0.46	8.26	0.23	0.59	13250.18	1.83	гранулярный
5622.5	4	0.00	7.80	0.00	0.41	8.22	0.14	0.42	13472.79	1.84	гранулярный
5622.7	4	0.00	7.44	0.06	0.36	7.86	0.09	0.32	13698.23	1.85	кавернозно-гранулярный
5639.2	4	0.00	4.39	0.00	0.33	4.71	0.19	0.60	13899.39	1.89	гранулярный
5644.8	4	0.00	4.45	0.00	0.31	4.77	0.10	0.46	14105.13	1.88	гранулярный
5649.2	4	0.00	5.70	0.02	0.29	6.01	0.10	0.36	14203.13	1.89	гранулярный
5650.5	4	0.00	8.93	0.01	0.49	9.43	0.10	0.40	13417.97	1.81	гранулярный
5502.2	5	0.00	5.58	1.00	0.43	7.01	0.47	0.80	13403.39	1.87	кавернозно-гранулярный
5518.3	5	0.00	15.96	2.52	2.19	20.67	1.76	0.66	8627.01	1.75	кавернозно-гранулярный
5518.4	5	0.00	12.48	2.09	1.35	15.92	1.77	0.89	10258.80	1.67	кавернозно-гранулярный
5519.2	5	0.00	9.73	1.41	1.71	12.85	3.12	1.55	10017.17	1.68	кавернозно-гранулярный
5524.6	5	0.00	7.54	1.42	0.36	9.32	1.23	1.54	13263.42	1.82	кавернозно-гранулярный
5542.5	5	0.00	10.00	1.66	1.05	12.71	1.43	1.04	11483.43	1.64	кавернозно-гранулярный
5544.5	5	0.00	9.52	1.62	1.54	12.68	2.08	1.35	10426.70	1.67	кавернозно-гранулярный
5544.6	5	0.00	9.43	1.38	1.60	12.42	2.23	1.36	10415.14	1.67	кавернозно-гранулярный
5567.3	5	0.00	9.61	1.59	1.02	12.22	2.01	1.31	11301.02	1.63	кавернозно-гранулярный
5575.4	5	0.00	9.84	1.71	0.90	12.45	2.60	1.46	11554.25	1.62	кавернозно-гранулярный

5610.6	5	0.00	8.41	1.46	0.75	10.63	0.70	1.13	12388.96	1.62	кавернозно-гранулярный
5610.9	5	0.00	8.59	1.53	0.67	10.79	0.59	0.91	12488.38	1.61	кавернозно-гранулярный
5611	5	0.00	9.26	1.63	0.79	11.68	1.54	1.40	11968.34	1.62	кавернозно-гранулярный
5611.1	5	0.00	8.83	1.58	0.67	11.08	0.37	0.65	12494.44	1.61	кавернозно-гранулярный
5627.2	5	0.00	7.43	1.27	0.72	9.42	1.10	1.43	12428.49	1.60	кавернозно-гранулярный
5629.9	5	0.00	10.06	1.67	1.08	12.81	1.96	1.22	11125.13	1.64	кавернозно-гранулярный
5635.3	5	0.00	9.60	1.65	0.93	12.18	1.10	0.98	11624.47	1.63	кавернозно-гранулярный
5648	5	0.00	4.69	0.78	0.55	6.02	1.12	1.44	13048.55	1.87	кавернозно-гранулярный
5648.3	5	0.00	5.00	0.87	0.46	6.32	0.53	0.94	13407.50	1.87	кавернозно-гранулярный
5649.3	5	0.00	4.94	0.87	0.43	6.24	0.70	1.00	13353.51	1.88	кавернозно-гранулярный
5661.7	5	0.00	8.50	1.46	0.81	10.77	0.61	0.87	12193.42	1.62	кавернозно-гранулярный
5661.8	5	0.00	9.84	1.63	1.06	12.54	0.66	0.72	11440.47	1.64	кавернозно-гранулярный
5661.9	5	0.00	9.71	1.62	1.08	12.41	1.87	1.25	11137.40	1.64	кавернозно-гранулярный
5502.3	6	0.00	6.02	1.84	0.08	7.94	4.82	2.68	12026.58	1.59	кавернозно-гранулярный
5503.3	6	0.00	6.89	1.08	0.21	8.17	5.63	2.73	11953.79	1.59	кавернозно-гранулярный
5503.4	6	0.00	6.07	1.86	0.08	8.01	5.50	2.77	11971.70	1.59	кавернозно-гранулярный
5503.6	6	0.00	5.91	1.80	0.19	7.89	6.70	3.32	11813.62	1.59	кавернозно-гранулярный
5504	6	0.00	5.51	1.67	0.14	7.33	4.44	2.86	12105.29	1.59	кавернозно-гранулярный
5504.1	6	0.00	5.71	1.74	0.18	7.63	7.12	3.50	11801.66	1.59	кавернозно-гранулярный
5504.2	6	0.00	5.79	1.76	0.18	7.73	7.59	3.51	11767.23	1.59	кавернозно-гранулярный
5504.3	6	0.00	6.11	1.86	0.17	8.14	7.26	3.27	11766.15	1.59	кавернозно-гранулярный
5504.6	6	0.00	8.26	2.51	0.22	10.99	10.05	3.45	11262.58	1.62	кавернозно-гранулярный
5504.8	6	0.00	9.86	3.00	0.23	13.08	11.00	3.38	10977.04	1.64	кавернозно-гранулярный
5607.5	6	0.00	2.93	0.89	0.07	3.89	1.66	2.76	12771.13	1.87	кавернозно-гранулярный
5607.6	6	0.00	3.11	0.94	0.13	4.18	2.61	3.28	12502.19	1.87	кавернозно-гранулярный
5607.7	6	0.00	3.18	0.96	0.13	4.26	2.51	3.20	12536.42	1.87	кавернозно-гранулярный
5624.4	6	0.00	2.78	0.85	0.04	3.67	1.51	2.52	12812.96	1.88	кавернозно-гранулярный
5625	6	0.00	3.21	0.98	0.08	4.27	2.06	2.76	12567.27	1.87	кавернозно-гранулярный
5629.1	6	0.00	2.52	0.76	0.06	3.35	1.71	2.78	12787.27	1.88	кавернозно-гранулярный
5629.8	6	0.00	8.94	2.68	0.46	12.08	3.18	1.68	10826.08	1.64	кавернозно-гранулярный

5639.4	6	0.00	3.42	1.05	0.02	4.48	1.55	2.21	12751.53	1.87	кавернозно-гранулярний
5643.8	6	0.00	2.61	0.80	0.05	3.46	1.52	2.67	12824.15	1.88	кавернозно-гранулярний
5644.7	6	0.00	4.82	1.29	0.06	6.17	2.15	2.21	12417.59	1.58	кавернозно-гранулярний
5645.4	6	0.00	3.97	1.21	0.13	5.30	4.52	3.21	12293.77	1.57	кавернозно-гранулярний
5645.7	6	0.00	4.15	1.26	0.08	5.49	3.90	2.86	12373.10	1.57	кавернозно-гранулярний
5646.5	6	0.00	4.92	1.50	0.09	6.51	4.78	2.92	12169.12	1.58	кавернозно-гранулярний
5646.6	6	0.00	4.92	1.50	0.16	6.58	5.70	3.29	12038.16	1.58	кавернозно-гранулярний
5647.3	6	0.00	4.15	1.26	0.07	5.48	4.19	2.92	12352.33	1.87	кавернозно-гранулярний
5647.5	6	0.00	4.34	1.32	0.08	5.74	3.99	2.89	12336.91	1.57	кавернозно-гранулярний
5647.8	6	0.00	4.73	1.42	0.20	6.35	6.00	3.57	11996.83	1.58	кавернозно-гранулярний
5649.7	6	0.00	4.22	1.29	0.07	5.58	3.58	2.77	12427.79	1.57	кавернозно-гранулярний
5650.1	6	0.00	5.35	1.60	0.29	7.23	7.52	4.04	11734.97	1.60	кавернозно-гранулярний
5650.4	6	0.00	8.81	2.66	0.31	11.78	9.71	3.63	11131.69	1.64	кавернозно-гранулярний
5502.5	7	0.20	4.73	0.00	1.42	6.35	32.59	6.60	10571.17	1.62	тріщино-гранулярний
5502.6	7	0.13	3.97	0.00	1.21	5.30	42.93	7.22	10320.47	1.63	тріщино-гранулярний
5502.8	7	0.02	3.42	0.00	1.05	4.48	44.01	6.93	10285.99	1.62	тріщино-гранулярний
5502.9	7	0.07	4.15	0.00	1.26	5.48	26.24	5.41	10726.62	1.61	тріщино-гранулярний
5503	7	0.08	4.34	0.00	1.32	5.74	21.97	5.08	10886.29	1.61	тріщино-гранулярний
5503.1	7	0.07	4.22	0.00	1.29	5.58	35.03	6.60	10521.68	1.62	тріщино-гранулярний
5503.2	7	0.09	4.92	0.00	1.50	6.51	22.43	5.37	10897.95	1.61	тріщино-гранулярний
5608.5	7	0.22	8.26	0.00	2.51	10.99	12.05	5.37	11326.48	1.59	тріщино-гранулярний
5608.6	7	0.31	8.81	0.00	2.66	11.78	12.97	5.70	11205.79	1.60	тріщино-гранулярний
5625.2	7	0.46	8.94	0.00	2.68	12.08	17.29	7.11	10957.85	1.61	гранулярно-тріщиний
5625.3	7	0.23	9.86	0.00	3.00	13.08	10.23	5.71	11303.46	1.61	тріщино-гранулярний
5644.6	7	0.21	6.89	0.00	1.08	8.17	22.64	7.71	11045.54	1.61	тріщино-гранулярний
5645.5	7	0.19	5.91	0.00	1.80	7.89	21.01	6.67	11124.93	1.60	тріщино-гранулярний
5645.6	7	0.08	6.07	0.00	1.86	8.01	15.65	5.74	11355.98	1.59	тріщино-гранулярний
5646.3	7	0.29	5.35	0.00	1.60	7.23	17.58	5.04	11159.05	1.60	тріщино-гранулярний
5648.4	7	0.14	5.51	0.00	1.67	7.33	26.89	6.53	10847.66	1.61	тріщино-гранулярний
5648.5	7	0.08	4.15	0.00	1.26	5.49	25.99	5.53	10240.16	1.64	тріщино-гранулярний

5648.6	7	0.16	4.92	0.00	1.50	6.58	21.06	5.27	10848.89	1.62	тріщино-гранулярний
5648.7	7	0.06	4.82	0.00	1.29	6.17	39.05	7.18	10297.03	1.64	тріщино-гранулярний
5649.6	7	0.08	6.02	0.00	1.84	7.94	14.33	5.36	11407.10	1.59	тріщино-гранулярний
5649.8	7	0.17	6.11	0.00	1.86	8.14	13.86	5.36	11427.55	1.59	тріщино-гранулярний
5649.9	7	0.18	5.71	0.00	1.74	7.63	28.42	7.54	10831.13	1.61	тріщино-гранулярний
5650	7	0.18	5.79	0.00	1.76	7.73	24.85	7.11	10900.20	1.61	тріщино-гранулярний
5648.7	7	0.06	4.82	0.00	1.29	6.17	39.05	7.18	10297.03	1.87	тріщино-гранулярний

**Табл.2. Пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів
свердловини Березівського родовища**

Глибина, м	R	K _{п грінц} , %	K _{п гран} , %	K _{п кав} ,	K _{п пер} , %	K _{п зап} , %	K _{пр} , мД	R35, мкм	AI, г-м/см ³ -с	V _p /V _s	Тип колектора
5947.7	3	1.00	14.04	0.60	4.53	20.18	0.16	0.19	9639.28	1.76	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5947.8	3	1.22	14.74	0.57	4.73	21.26	0.18	0.19	9042.34	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5992.4	3	0.28	5.39	0.27	1.76	7.70	0.02	0.12	13606.45	1.84	кавернозно-тріщино-гранулярний
5994.2	3	0.12	5.87	0.33	1.93	8.24	0.02	0.19	14518.46	1.83	тріщино-кавернозно-гранулярний
5995	3	0.32	5.78	0.28	1.89	8.27	0.03	0.19	13396.92	1.59	кавернозно-тріщино-гранулярний
5995.7	3	0.11	5.35	0.40	1.77	7.63	0.03	0.21	14612.56	1.85	тріщино-кавернозно-гранулярний
5996.8	3	0.10	4.13	0.00	0.52	4.76	0.00	0.10	15432.21	1.88	тріщино-гранулярний
5999.6	3	0.26	6.11	0.26	1.96	8.59	0.01	0.10	13506.25	1.84	кавернозно-тріщино-гранулярний
6001.2	3	0.91	15.33	0.72	4.98	21.93	0.17	0.17	9540.91	1.76	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6004.6	3	0.73	12.75	0.60	4.14	18.23	0.16	0.22	10403.70	1.71	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6004.7	3	0.79	13.42	0.63	4.36	19.19	0.13	0.18	10141.83	1.72	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6004.8	3	0.72	12.70	0.61	4.13	18.16	0.13	0.19	10572.42	1.71	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6007.3	3	0.30	7.14	0.40	2.37	10.21	0.06	0.22	13003.45	1.60	кавернозно-тріщино-гранулярний

5947	4	0.41	12.94	1.86	5.15	20.37	0.27	0.25	8759.16	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5947.9	4	0.49	13.63	1.90	5.35	21.37	0.32	0.26	8426.49	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5968.5	4	0.35	11.23	1.60	4.41	17.59	0.30	0.31	9546.95	1.76	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5968.6	4	0.22	10.97	1.56	4.34	17.09	0.33	0.34	10328.65	1.71	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5977.8	4	0.13	9.48	1.36	3.77	14.74	0.42	0.48	11114.98	1.67	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5992.7	4	0.17	8.20	1.22	3.23	12.81	0.41	0.59	11262.53	1.67	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5992.8	4	0.19	7.93	1.18	3.11	12.41	0.23	0.46	11460.02	1.67	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5993.4	4	0.07	5.43	0.78	2.16	8.44	0.09	0.31	13035.29	1.59	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5993.7	4	0.36	12.10	1.76	4.74	18.96	0.94	0.54	9156.86	1.77	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5993.9	4	0.34	13.94	1.95	5.52	21.75	0.30	0.24	8884.59	1.80	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5994	4	0.25	12.98	1.85	5.14	20.22	0.34	0.29	9482.94	1.75	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5995.3	4	0.08	5.94	0.85	2.36	9.24	0.08	0.35	13020.86	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5999.7	4	0.07	6.79	0.97	2.70	10.52	0.23	0.44	12537.12	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6001	4	0.14	11.58	1.66	4.60	17.98	0.64	0.47	10444.08	1.69	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6001.1	4	0.19	13.45	1.93	5.34	20.90	0.29	0.25	9813.95	1.73	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6001.3	4	0.23	13.34	1.91	5.28	20.76	0.32	0.27	9544.63	1.75	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6001.6	4	0.01	5.45	0.80	2.18	8.44	0.18	0.53	13898.86	1.83	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6002.2	4	0.05	6.90	0.99	2.74	10.68	0.08	0.23	12892.91	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6003.2	4	0.06	8.01	1.21	3.17	12.45	0.40	0.54	12156.52	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6004.5	4	0.14	10.26	1.47	4.08	15.94	0.28	0.35	10995.02	1.68	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6004.9	4	0.13	10.26	1.47	4.08	15.94	0.25	0.33	11029.93	1.67	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6006.8	4	0.02	5.47	0.82	2.17	8.49	0.17	0.58	13836.34	1.82	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6007.1	4	0.08	7.08	1.02	2.81	10.99	0.34	0.56	12334.34	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний

6007.2	4	0.06	6.79	0.99	2.70	10.54	0.14	0.35	12699.45	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6007.4	4	0.05	6.67	1.00	2.64	10.36	0.07	0.24	12956.69	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6007.5	4	0.06	7.08	1.03	2.82	10.99	0.19	0.41	12573.61	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6007.7	4	0.06	7.52	1.09	2.99	11.67	0.35	0.52	12253.58	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6007.8	4	0.05	7.39	1.12	2.93	11.49	0.15	0.32	12600.63	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6008.4	4	0.14	11.28	1.62	4.48	17.52	0.19	0.25	10696.59	1.69	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6008.5	4	0.13	10.10	1.45	4.01	15.70	0.16	0.26	11176.51	1.67	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5915.6	5	0.36	7.26	1.91	0.09	9.61	0.17	0.67	13319.40	1.60	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5946	5	0.31	4.64	1.19	0.03	6.16	0.58	1.49	13606.11	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5949.3	5	0.33	4.92	1.26	0.03	6.54	0.43	1.58	13523.15	1.82	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5966.2	5	0.43	6.93	1.80	0.06	9.22	0.98	1.57	12793.09	1.60	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5974.2	5	0.92	9.52	2.37	0.01	12.82	0.68	0.76	10871.54	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5975.7	5	0.20	4.04	1.06	0.05	5.35	0.12	0.78	14272.33	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5991.2	5	0.48	5.40	1.39	0.04	7.31	0.17	0.66	12864.72	1.60	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5992.6	5	0.60	8.40	2.15	0.06	11.22	1.02	1.10	11879.99	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5992.9	5	0.71	8.03	2.02	0.04	10.80	0.70	1.02	11806.92	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5993.6	5	1.15	11.47	2.74	0.31	15.68	2.13	1.04	9861.38	1.71	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5994.1	5	0.65	10.71	2.78	0.10	14.24	1.01	0.80	11442.29	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5995.4	5	0.61	8.40	2.15	0.06	11.23	1.80	1.49	11838.26	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5997	5	0.21	4.26	1.12	0.05	5.64	0.16	0.81	14213.50	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5998.3	5	0.25	4.18	1.08	0.04	5.56	0.54	1.31	13818.32	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5998.4	5	0.21	4.13	1.08	0.05	5.47	0.25	0.88	14211.46	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5999.1	5	0.31	5.02	1.30	0.05	6.68	1.17	1.62	13303.68	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний

5999.2	5	0.19	4.28	1.10	0.02	5.58	0.28	0.80	14201.88	1.87	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6000.1	5	0.72	10.03	2.57	0.07	13.39	1.86	1.19	11262.38	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6000.2	5	0.86	10.47	2.66	0.04	14.03	2.95	1.41	10675.36	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6000.4	5	0.62	9.13	2.34	0.06	12.16	2.21	1.32	11372.29	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6001.5	5	0.65	10.14	2.62	0.09	13.49	2.18	1.27	11370.31	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6003.6	5	0.89	11.41	2.91	0.06	15.26	2.24	1.10	10463.04	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6003.8	5	0.30	6.38	1.68	0.08	8.44	1.45	1.37	13025.15	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6005.1	5	0.42	8.62	2.27	0.11	11.41	1.59	1.41	12477.43	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6005.2	5	0.34	7.76	2.05	0.11	10.25	0.79	1.02	12993.61	1.82	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6005.9	5	0.74	11.81	3.06	0.10	15.71	2.66	1.17	10753.90	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6006	5	0.72	11.72	3.04	0.11	15.58	2.27	1.08	10869.50	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6006.1	5	0.68	10.83	2.80	0.10	14.40	2.62	1.28	11089.53	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщиний
6008.6	5	0.61	9.32	2.40	0.08	12.41	0.84	1.02	11865.74	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5926.2	6	0.23	3.36	0.85	0.05	4.49	1.93	3.75	13080.19	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5945.8	6	0.28	5.37	1.40	0.11	7.15	2.67	2.78	12644.72	1.59	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5945.9	6	0.15	4.91	1.30	0.11	6.48	1.07	1.86	13285.50	1.84	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5946.1	6	0.23	5.07	1.32	0.10	6.72	1.39	2.37	13060.79	1.83	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5946.2	6	0.44	5.75	1.45	0.08	7.72	4.94	4.45	12094.44	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5946.3	6	0.28	5.33	1.39	0.11	7.11	1.34	2.78	12877.50	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5946.4	6	0.25	5.54	1.45	0.11	7.34	0.80	2.29	13018.70	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5947.4	6	0.59	10.25	2.64	0.18	13.66	11.74	3.74	11019.03	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5949.4	6	0.34	5.60	1.44	0.09	7.47	1.95	3.13	12586.54	1.61	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5974.3	6	0.46	7.43	1.91	0.12	9.92	5.00	3.41	11747.70	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5989.8	6	0.08	3.55	0.97	0.00	4.60	0.61	1.86	13622.19	1.86	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5989.9	6	0.10	3.48	0.92	0.08	4.59	0.85	2.18	13435.48	1.86	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5990	6	0.03	3.14	0.85	0.09	4.11	0.46	1.77	13814.31	1.86	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5994.8	6	0.40	7.24	1.87	0.13	9.64	4.50	2.81	12017.88	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5994.9	6	0.44	7.19	1.85	0.12	9.60	3.14	2.42	12010.71	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5995.5	6	0.49	9.08	2.35	0.17	12.08	2.87	1.68	11641.80	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5998.8	6	0.25	6.10	1.60	0.13	8.07	2.09	2.15	12732.21	1.59	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5998.9	6	0.32	6.21	1.62	0.12	8.26	3.80	2.84	12330.58	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5999	6	0.25	5.71	1.49	0.11	7.56	2.84	2.46	12618.56	1.59	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6002.4	6	0.45	9.61	2.50	0.19	12.76	7.45	2.82	11439.56	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6002.5	6	0.41	9.34	2.44	0.19	12.37	5.83	2.58	11617.59	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6002.6	6	0.35	8.85	2.32	0.19	11.71	4.03	2.20	11942.68	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6002.7	6	0.25	8.14	2.16	0.19	10.74	2.24	1.69	12425.63	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6005	6	0.44	9.99	2.61	0.20	13.25	5.72	2.52	11521.45	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6006.3	6	0.26	7.88	2.08	0.18	10.40	2.80	1.87	12336.90	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6006.9	6	0.30	7.98	2.10	0.17	10.56	2.20	1.87	12423.39	1.61	кавернозно-тріщинно-гранулярний
6007	6	0.44	8.71	2.26	0.17	11.58	5.88	2.83	11731.08	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6007.6	6	0.37	8.74	2.28	0.17	11.56	4.18	2.30	11937.49	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщинний
6008.7	6	0.40	7.32	1.89	0.13	9.74	2.15	2.64	12299.68	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5895.8	7	0.19	3.89	0.95	0.27	5.29	12.27	10.67	11428.70	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5926.8	7	0.05	3.45	0.87	0.27	4.64	12.41	6.53	11796.95	1.58	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5926.9	7	0.16	3.83	0.94	0.27	5.21	24.26	8.67	11139.80	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5927	7	0.12	3.66	0.91	0.28	4.97	19.25	7.91	11367.95	1.59	тріщинно-кавернозно-гранулярний

5927.1	7	0.03	3.26	0.83	0.25	4.38	11.15	6.40	11890.88	1.58	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5927.3	7	0.09	3.27	0.82	0.25	4.42	15.71	8.12	11549.45	1.59	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5927.4	7	0.16	3.36	0.82	0.23	4.57	20.91	9.56	11260.78	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5947.3	7	0.25	10.76	2.69	0.80	14.50	25.17	5.22	10375.42	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5947.6	7	0.43	12.94	3.21	0.95	17.53	28.59	4.73	9479.23	1.71	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5948.3	7	0.28	4.52	1.08	0.30	6.19	12.06	7.67	10962.49	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5950.4	7	0.16	3.72	0.91	0.27	5.06	10.76	10.33	11512.90	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5950.5	7	0.26	4.39	1.06	0.30	6.00	18.66	12.08	10966.99	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5950.6	7	0.23	4.42	1.07	0.31	6.03	15.94	11.44	11096.03	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5958.5	7	0.08	3.30	0.82	0.25	4.45	12.72	8.89	11489.72	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5959.3	7	0.10	4.12	1.03	0.31	5.55	8.97	7.09	11697.96	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5959.4	7	0.18	4.54	1.12	0.33	6.16	13.75	8.72	11245.33	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5959.5	7	0.08	4.05	1.02	0.31	5.46	7.07	7.31	11798.96	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5968.7	7	0.36	12.20	3.03	0.90	16.50	54.84	7.04	9488.55	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5968.8	7	0.32	12.08	3.01	0.90	16.32	52.75	6.66	9544.52	1.68	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5968.9	7	0.34	12.16	3.04	0.91	16.44	62.47	7.06	9385.43	1.68	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5969	7	0.23	11.29	2.84	0.86	15.21	37.48	5.57	9918.16	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5969.2	7	0.15	10.43	2.64	0.81	14.03	25.54	4.67	10354.23	1.64	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5969.3	7	0.27	11.31	2.83	0.85	15.26	53.97	6.52	9637.73	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5969.8	7	0.13	6.95	1.75	0.53	9.36	18.16	5.47	10885.34	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5975	7	0.21	4.47	1.12	0.34	6.13	21.17	9.87	10940.82	1.62	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5975.2	7	0.26	5.92	1.45	0.42	8.05	25.44	8.61	10617.31	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5975.5	7	0.29	7.26	1.79	0.52	9.86	27.68	7.96	10445.27	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний

5975.6	7	0.08	6.20	1.57	0.48	8.33	7.82	4.61	11591.12	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6065.2	7	0.16	4.04	0.99	0.29	5.48	10.82	9.08	11475.29	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний
6065.3	7	0.14	4.18	1.04	0.32	5.68	6.10	7.72	11700.87	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний

**Табл.3. Пропластки верхньовізейських відкладів свердловини
Котелевського родовища**

Глибина, м	R	K _{п грінц} , %	K _{п гран} , %	K _{п кав} ,	K _{п пер} , %	K _{п заг} , %	K _{пр} , мД	R ₃₅ , мкм	Al, г/м ³ ·с	V _{p/V_s}	Тип колектора
5370.6	3	1.35	9.48	1.91	4.33	17.07	0.03	0.11	11610.18	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5388.8	3	0.90	6.93	1.42	3.17	12.42	0.01	0.15	11893.27	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5390	3	1.55	10.37	2.07	4.73	18.72	0.05	0.13	11097.46	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5392.9	3	1.52	9.41	1.85	4.27	17.05	0.09	0.16	10875.56	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5395.9	3	1.29	6.80	1.28	3.08	12.45	0.05	0.15	11193.67	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5404.5	3	0.51	5.20	1.11	2.39	9.22	0.02	0.17	13268.91	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5428	3	0.95	7.43	1.53	3.40	13.31	0.05	0.20	12230.99	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5428.4	3	0.42	4.85	1.05	2.24	8.56	0.03	0.22	13138.21	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5436.4	3	1.76	10.92	2.14	4.98	19.80	0.04	0.09	11403.07	1.72	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5436.5	3	1.61	9.92	1.94	4.52	17.98	0.09	0.17	11274.01	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5447.9	3	0.89	6.42	1.30	2.93	11.55	0.01	0.15	12879.45	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5455.3	3	1.37	8.77	1.73	3.99	15.86	0.04	0.14	11684.80	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5456.1	3	1.34	9.07	1.82	4.13	16.35	0.03	0.12	11619.99	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5469.7	3	0.90	7.76	1.62	3.56	13.84	0.03	0.21	11632.60	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5469.8	3	0.90	7.40	1.54	3.39	13.23	0.03	0.21	11821.94	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5499	3	0.24	3.49	0.78	1.62	6.14	0.02	0.19	13271.52	1.92	кавернозно-тріщинно-гранулярний

5499.6	3	0.24	2.94	0.64	1.36	5.18	0.01	0.17	14185.10	1.92	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5515.2	3	0.87	4.92	0.96	2.24	8.99	0.01	0.16	13455.12	1.59	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5515.5	3	0.98	6.07	1.19	2.75	10.99	0.02	0.17	12518.60	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5537.9	3	1.51	9.28	1.82	4.22	16.84	0.07	0.18	11866.52	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5541.5	3	1.65	8.92	1.69	4.04	16.30	0.07	0.17	11284.04	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5546.3	3	1.53	9.02	1.75	4.09	16.39	0.04	0.13	12199.92	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5546.9	3	1.65	10.44	2.06	4.75	18.89	0.07	0.15	11699.64	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5369.3	4	0.05	5.28	0.42	6.04	11.79	0.04	0.25	11529.52	1.61	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5372.2	4	0.05	5.36	0.43	6.14	11.98	0.04	0.26	11665.89	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5372.5	4	0.02	6.07	0.50	6.94	13.54	0.05	0.29	11331.45	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5386.6	4	0.06	4.86	0.39	5.58	10.89	0.07	0.33	12366.62	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5389.2	4	0.27	5.42	0.37	6.25	12.30	0.23	0.56	11944.88	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5389.3	4	0.03	4.96	0.40	5.68	11.07	0.03	0.22	11865.38	1.60	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5389.9	4	0.44	7.09	0.45	8.20	16.17	0.27	0.45	11255.51	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5436.6	4	0.75	7.06	0.40	8.19	16.39	0.18	0.30	11155.58	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5459.6	4	0.92	8.73	0.49	10.13	20.27	0.27	0.31	11099.76	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5464.4	4	0.78	7.86	0.39	9.13	18.16	0.14	0.24	11213.29	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5464.5	4	0.70	7.77	0.43	9.00	17.91	0.19	0.30	11224.10	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5464.6	4	0.66	7.63	0.42	8.84	17.55	0.27	0.38	11237.37	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5464.7	4	0.66	7.65	0.42	8.86	17.59	0.18	0.30	11223.68	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5464.8	4	0.62	7.67	0.42	8.87	17.59	0.11	0.23	11237.73	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5470.2	4	0.18	5.88	0.44	6.79	13.28	0.20	0.52	11721.55	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5470.3	4	0.15	5.94	0.45	6.83	13.36	0.16	0.48	11601.09	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний

5470.4	4	0.13	5.98	0.46	6.88	13.45	0.13	0.43	11538.06	1.62	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5470.5	4	0.23	6.22	0.45	7.17	14.07	0.26	0.59	11502.49	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5523.3	4	0.12	3.12	0.22	3.58	7.04	0.03	0.23	12614.18	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5523.4	4	0.14	3.35	0.23	3.85	7.57	0.04	0.26	12438.30	1.58	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5528.1	4	0.08	2.09	0.15	2.41	4.73	0.10	0.53	13307.33	1.56	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5528.2	4	0.20	2.16	0.12	2.51	5.00	0.15	0.55	13090.83	1.56	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5528.3	4	0.26	2.24	0.13	2.59	5.22	0.18	0.57	12881.91	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5542.8	4	0.26	3.10	0.17	3.59	7.13	0.11	0.40	12461.67	1.58	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5542.9	4	0.28	3.37	0.19	3.90	7.73	0.16	0.47	12361.11	1.58	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5543	4	0.31	3.65	0.20	4.22	8.38	0.21	0.54	12250.73	1.59	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5543.9	4	0.15	3.30	0.22	3.80	7.48	0.06	0.31	12455.18	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5547.9	4	0.48	5.72	1.80	0.72	8.72	0.09	0.36	12178.05	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5548	4	0.23	4.02	0.22	4.64	9.11	0.13	0.43	12343.77	1.59	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5372.3	5	0.68	8.78	0.00	3.48	12.94	0.65	1.15	11507.34	1.62	гранулярно-тріщинний
5372.4	5	0.81	9.40	0.00	3.74	13.94	0.50	0.88	11412.29	1.62	гранулярно-тріщинний
5389.8	5	0.74	9.27	0.00	3.68	13.69	0.99	1.33	11404.32	1.62	гранулярно-тріщинний
5440.5	5	0.22	4.12	0.01	1.64	5.99	0.57	1.49	12769.99	1.56	тріщинно-гранулярний
5440.6	5	0.27	3.96	0.00	1.56	5.80	0.49	1.30	12773.09	1.56	тріщинно-гранулярний
5440.7	5	0.25	3.94	0.00	1.56	5.75	0.46	1.29	12754.04	1.56	тріщинно-гранулярний
5440.9	5	0.25	3.95	0.20	1.54	5.94	0.51	1.36	12678.83	1.56	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5441	5	0.25	4.05	0.21	1.58	6.10	0.59	1.45	12632.30	1.56	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5441.1	5	0.38	4.21	0.00	1.66	6.25	0.75	1.49	12588.74	1.56	гранулярно-тріщинний
5441.2	5	0.50	4.31	0.00	1.68	6.49	0.95	1.55	12543.64	1.57	гранулярно-тріщинний
5441.3	5	0.45	4.23	0.00	1.64	6.32	0.86	1.50	12497.38	1.56	гранулярно-тріщинний
5444.6	5	0.35	3.44	0.00	1.33	5.12	0.23	0.85	12834.83	1.56	гранулярно-тріщинний
5486.8	5	1.25	10.59	0.00	4.12	15.96	2.48	1.57	11531.29	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5512.2	5	1.31	11.09	0.00	4.31	16.71	1.31	1.06	11204.84	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний

5516.3	5	1.32	8.51	0.00	3.27	13.10	1.90	1.41	11580.44	1.63	гранулярно-тріщиний
5524.1	5	0.85	7.51	0.00	2.91	11.28	0.35	0.66	11603.56	1.61	гранулярно-тріщиний
5528.6	5	0.52	3.32	0.00	1.28	5.12	0.17	0.63	12493.89	1.56	гранулярно-тріщиний
5528.7	5	0.48	3.49	0.00	1.37	5.34	0.21	0.72	12450.42	1.56	гранулярно-тріщиний
5528.8	5	0.45	3.60	0.00	1.40	5.45	0.27	0.83	12432.83	1.56	гранулярно-тріщиний
5528.9	5	0.49	3.90	0.00	1.52	5.91	0.44	1.04	12427.43	1.56	гранулярно-тріщиний
5529	5	0.53	4.22	0.00	1.65	6.40	0.73	1.32	12419.49	1.57	гранулярно-тріщиний
5529.1	5	0.50	4.31	0.00	1.67	6.48	0.79	1.42	12389.78	1.57	гранулярно-тріщиний
5529.2	5	0.47	4.39	0.00	1.70	6.56	0.86	1.54	12346.37	1.57	гранулярно-тріщиний
5529.3	5	0.57	4.53	0.00	1.77	6.86	0.94	1.46	12271.04	1.57	гранулярно-тріщиний
5541.6	5	1.87	8.47	1.59	2.79	14.72	0.68	0.68	11161.51	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5544.1	5	1.37	5.65	0.38	2.01	9.41	1.26	1.17	11992.07	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5544.2	5	1.32	5.73	0.68	1.98	9.71	1.00	1.06	11833.14	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5547.2	5	2.77	12.24	1.18	4.29	20.48	2.47	0.97	11309.79	1.70	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5367.9	6	0.51	3.78	0.18	2.88	7.36	1.34	1.71	13398.52	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5368	6	0.53	3.89	0.18	2.97	7.58	1.73	1.91	13081.59	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5368.1	6	0.52	3.91	0.19	2.98	7.61	1.79	1.98	12799.17	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5368.2	6	0.50	3.93	0.20	3.00	7.63	1.89	2.08	12585.62	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5368.3	6	0.51	3.98	0.21	3.08	7.79	2.07	2.16	12424.68	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5368.4	6	0.52	4.10	0.21	3.13	7.95	2.31	2.26	12325.51	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5368.5	6	0.52	4.35	0.25	3.37	8.49	3.14	2.65	12246.90	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5368.6	6	0.52	4.66	0.28	3.61	9.07	4.29	3.13	12203.92	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5429.8	6	1.62	9.07	0.31	6.93	17.92	10.14	2.33	10677.05	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5436.9	6	1.12	7.48	0.28	5.70	14.57	4.72	2.10	11066.29	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5438.2	6	0.36	3.89	0.26	3.01	7.51	2.16	2.58	12914.05	1.56	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5438.3	6	0.45	3.97	0.14	3.01	7.57	2.78	2.72	12699.61	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5438.4	6	0.49	4.15	0.25	3.24	8.13	3.50	2.87	12482.83	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5438.5	6	0.47	4.19	0.25	3.24	8.15	3.54	2.93	12280.77	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5438.6	6	0.47	4.15	0.15	3.15	7.91	3.59	2.99	12116.39	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5438.7	6	0.46	4.23	0.26	3.27	8.22	3.69	3.01	11995.96	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5438.8	6	0.47	4.20	0.15	3.19	8.02	3.84	3.06	11915.10	1.57	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5442.5	6	0.56	4.15	0.20	3.17	8.08	3.29	2.60	11849.83	1.58	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5456.6	6	0.87	7.77	0.46	6.01	15.11	2.87	1.69	10950.50	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5457.1	6	0.92	7.26	0.36	5.53	14.08	4.22	2.00	10598.16	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5457.3	6	1.08	7.26	0.27	5.53	14.14	7.12	2.52	10527.19	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5457.4	6	1.05	7.03	0.26	5.36	13.70	5.34	2.22	10506.84	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5461.8	6	1.15	8.60	0.42	6.56	16.73	5.97	2.13	10502.23	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5521.5	6	1.71	7.94	0.18	6.08	15.91	9.78	2.33	10982.94	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5521.6	6	1.60	7.08	0.13	5.40	14.21	18.95	3.66	10676.37	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5525.2	6	1.08	5.11	0.12	3.91	10.22	3.25	1.78	11632.35	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5541.8	6	1.63	7.15	0.34	5.44	14.56	8.96	2.35	11072.89	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5541.9	6	1.34	6.66	0.18	5.09	13.27	13.08	3.37	10958.47	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5542	6	1.04	6.10	0.23	4.66	12.04	3.67	1.88	10965.98	1.62	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5547.4	6	1.43	7.86	0.26	6.00	15.54	12.87	3.03	11496.23	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5365.6	7	0.45	3.39	0.29	4.57	8.69	26.49	8.25	14819.89	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5365.7	7	0.52	3.45	0.27	4.66	8.90	31.09	8.37	14907.03	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5365.8	7	0.59	3.50	0.25	4.75	9.10	35.86	8.48	14955.38	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5422.1	7	1.61	4.30	0.10	6.04	12.04	21.78	5.13	13313.44	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5422.3	7	0.51	2.64	0.17	3.59	6.91	38.98	10.42	14409.75	1.88	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5424.8	7	0.55	2.39	0.13	3.28	6.35	37.88	10.36	15176.25	1.88	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5424.9	7	0.84	2.76	0.08	3.83	7.51	28.09	7.07	14778.15	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5434	7	1.71	6.22	0.32	8.55	16.80	28.51	4.76	11577.34	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5487.4	7	1.00	4.24	0.22	5.82	11.28	22.12	4.96	13807.84	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5487.5	7	0.87	3.88	0.22	5.31	10.27	17.81	4.88	13504.05	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5487.6	7	0.76	3.52	0.21	4.81	9.30	13.98	4.81	13233.59	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5487.7	7	0.43	2.88	0.23	3.89	7.43	8.81	5.54	12979.71	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5498.9	7	0.52	3.61	0.29	4.87	9.29	37.40	8.94	13097.81	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5499.8	7	0.92	3.51	0.16	4.83	9.41	57.43	8.85	13370.41	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5545.7	7	1.65	3.30	0.00	4.75	9.70	24.25	5.91	13049.01	1.62	гранулярно-тріщиний

Табл.4. Пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Котелевського родовища

Глибина, м	R	K _{п тріщ} , %	K _{п гран} , %	K _{п кав} ,	K _{п пер} , %	K _{п заг} , %	K _{пр} , мД	R35, мкм	AI, Г·м/см ³ ·с	V _p /V _s	Тип колектора
5781.1	3	0.56	6.09	0.00	0.68	7.34	0.02	0.10	12233.14	1.60	гранулярно-тріщиний
5783.4	3	0.57	8.72	0.00	1.06	10.36	0.07	0.15	12420.48	1.62	гранулярно-тріщиний
5783.9	3	0.57	9.24	0.00	1.12	10.93	0.06	0.13	11994.90	1.62	гранулярно-тріщиний
5784.1	3	0.47	9.00	0.04	1.11	10.62	0.03	0.09	11886.44	1.60	гранулярно-тріщиний
5784.2	3	0.52	9.46	0.00	1.14	11.12	0.09	0.16	11697.23	1.61	гранулярно-тріщиний
5784.3	3	0.47	9.31	0.05	1.15	10.98	0.05	0.12	11431.63	1.60	гранулярно-тріщиний
5791.5	3	0.09	4.51	0.13	0.42	5.16	0.02	0.09	15019.12	1.87	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5792.8	3	0.47	8.58	0.00	1.04	10.09	0.06	0.11	12587.30	1.60	гранулярно-тріщиний
5793.3	3	0.11	4.60	0.07	0.59	5.37	0.02	0.14	13161.74	1.86	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5796	3	0.55	8.89	0.00	1.08	10.52	0.06	0.16	12124.19	1.61	гранулярно-тріщиний
5799.7	3	0.09	4.47	0.00	1.47	6.03	0.07	0.11	13133.17	1.86	тріщино-гранулярний
5801.4	3	1.02	13.30	0.19	3.57	18.08	0.98	0.12	12019.38	1.75	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.4	3	1.13	18.01	0.00	4.96	24.10	0.87	0.12	11340.54	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.5	3	0.38	15.99	0.00	0.90	17.28	5.74	0.09	11947.40	1.67	гранулярно-тріщиний

5885.2	3	0.42	7.50	0.34	0.37	8.63	5.41	0.19	13605.89	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5892.7	3	0.44	4.30	0.13	0.17	5.04	1.70	0.14	12443.97	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5907.2	3	0.06	3.90	0.00	1.69	5.65	13.33	0.20	12462.33	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5791.4	4	0.10	3.58	0.05	0.46	4.18	0.01	0.47	14160.44	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5794.3	4	0.09	4.58	0.12	0.45	5.25	0.01	0.48	13214.56	1.67	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5796.1	4	1.44	18.84	0.11	2.16	22.56	0.35	0.34	11468.95	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5796.2	4	0.18	3.78	0.03	1.05	5.04	0.17	0.59	14253.50	1.68	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5797.5	4	0.54	14.33	0.15	4.02	19.04	0.98	0.42	11712.84	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5797.6	4	0.75	17.48	0.15	4.89	23.27	0.74	0.30	11124.46	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5799.5	4	0.16	4.94	0.06	1.39	6.56	0.35	0.39	13169.43	1.73	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5799.6	4	0.16	5.14	0.07	1.45	6.82	0.25	0.58	13328.26	1.74	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5800	4	0.46	11.72	0.12	3.28	15.58	0.26	0.29	11420.02	1.74	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5801.5	4	0.58	10.21	0.04	2.83	13.66	1.00	0.28	12163.99	1.78	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5801.6	4	1.80	17.39	0.04	4.60	23.83	0.52	0.53	11512.09	1.78	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.3	4	1.04	16.94	0.04	4.68	22.70	1.05	0.58	11556.64	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.7	4	0.46	16.68	0.03	0.91	18.07	4.05	0.45	11265.92	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5803	4	0.10	7.86	0.09	0.44	8.49	1.60	0.25	12439.64	1.83	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5891.6	4	0.42	7.64	0.35	0.38	8.79	5.69	0.23	13163.36	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5891.7	4	0.42	7.76	0.34	0.36	8.88	5.97	0.30	12783.94	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5891.8	4	0.39	7.53	0.35	0.38	8.65	5.27	0.37	12515.76	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5891.9	4	0.36	7.28	0.35	0.37	8.35	4.68	0.35	12349.90	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5892	4	0.29	6.46	0.32	0.33	7.39	2.84	0.35	12274.09	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5892.1	4	0.38	6.02	0.26	0.29	6.95	6.23	0.44	12265.77	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5892.2	4	0.23	3.28	0.14	0.16	3.81	1.56	0.56	12816.74	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5893.5	4	1.00	11.77	0.41	0.50	13.68	12.43	0.24	10728.48	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5893.6	4	1.36	14.16	0.45	0.56	16.53	11.73	0.47	10729.42	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5907	4	1.72	16.67	0.49	0.63	19.51	11.23	0.56	10660.05	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5907.1	4	1.01	13.87	0.55	0.63	16.05	8.57	0.35	10534.68	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5913.2	4	0.29	6.49	0.19	0.51	7.47	63.43	0.53	9234.48	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5913.3	4	0.18	3.17	0.08	0.24	3.66	7.09	0.60	11836.75	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5917.6	4	0.23	3.85	0.10	0.29	4.46	12.38	0.44	10477.34	1.87	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5917.7	4	0.20	3.71	0.02	0.24	4.17	7.20	0.37	10647.60	1.88	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5917.8	4	0.22	3.51	0.09	0.26	4.07	21.60	0.32	12860.49	1.92	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5794.4	5	0.76	2.29	0.06	0.05	3.16	0.02	1.28	13658.02	1.61	гранулярно-тріщиний
5796.3	5	0.55	13.26	0.12	3.71	17.65	1.11	1.01	11837.25	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5796.4	5	0.58	13.12	0.11	3.67	17.47	0.60	1.57	11495.28	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5798.8	5	0.09	5.62	0.09	1.59	7.39	0.13	1.39	14167.31	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5798.9	5	0.09	5.05	0.08	1.43	6.64	0.11	1.12	14314.15	1.87	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5799	5	0.13	5.60	0.09	1.59	7.41	0.36	0.87	14297.00	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5800.2	5	0.56	12.61	0.10	3.53	16.80	0.67	1.47	11597.28	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5801.7	5	1.40	14.20	0.00	3.79	19.40	1.21	0.79	11647.87	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5801.8	5	0.69	17.42	0.17	4.88	23.16	2.14	1.11	12019.84	1.73	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5801.9	5	0.71	17.16	0.16	4.81	22.84	0.95	1.43	11758.23	1.73	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.2	5	0.94	15.86	0.05	4.39	21.24	1.27	1.48	11686.51	1.76	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.8	5	0.50	16.48	0.07	0.87	17.91	8.45	1.29	11199.09	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.9	5	0.12	9.34	0.06	0.56	10.08	2.94	0.66	11979.26	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5804.5	5	0.09	7.16	0.08	0.40	7.73	0.77	0.62	14091.63	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний

5805.2	5	0.12	6.01	0.08	0.31	6.52	1.61	1.41	12261.70	1.87	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5805.9	5	0.20	2.85	0.00	0.11	3.17	0.46	1.09	12694.70	1.81	тріщинно-гранулярний
5809.8	5	0.15	4.41	0.00	0.22	4.78	0.34	1.07	12288.98	1.80	тріщинно-гранулярний
5813.5	5	0.37	10.72	0.07	0.52	11.69	1.27	0.88	10674.05	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5842.9	5	0.52	17.90	0.23	0.91	19.56	6.44	1.27	11277.40	1.71	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5846.8	5	0.11	5.57	0.55	0.54	6.77	11.40	0.74	14627.52	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5912.4	5	0.33	6.52	0.16	0.51	7.51	63.43	0.74	11040.86	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5912.5	5	0.29	6.44	0.18	0.50	7.41	63.43	1.07	10127.03	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5912.6	5	0.50	8.19	0.17	0.61	9.47	63.43	1.48	9518.37	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5913.6	5	0.25	3.54	0.02	0.23	4.04	11.23	0.66	11251.54	1.83	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5913.7	5	0.07	3.66	0.00	0.00	3.73	12.23	0.70	12773.80	1.84	тріщинно-гранулярний
5915.6	5	0.26	3.85	0.06	0.28	4.46	20.88	0.92	10177.23	1.82	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5917.1	5	0.27	3.98	0.06	0.30	4.61	20.02	1.30	10328.58	1.82	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5918.4	5	0.30	4.11	0.06	0.30	4.77	15.98	1.24	12634.48	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5919.8	5	0.99	7.80	0.00	0.44	9.23	21.59	0.81	10866.11	1.81	гранулярно-тріщиний
5919.9	5	0.19	6.02	0.02	0.01	6.24	13.91	1.23	11385.88	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5792.9	6	1.04	14.24	0.13	1.63	17.04	0.16	4.32	11545.75	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5793	6	0.00	3.52	0.00	0.50	4.02	0.01	3.25	15295.00	1.91	гранулярний
5793.1	6	0.04	5.06	0.06	0.78	5.93	0.02	2.55	14091.59	1.88	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5796.5	6	0.61	13.43	0.10	3.75	17.90	1.62	2.39	11396.18	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5798.6	6	0.07	3.52	0.06	1.00	4.64	0.11	2.12	15223.02	1.90	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5798.7	6	0.08	3.75	0.00	1.22	5.05	0.24	2.29	15351.06	1.89	тріщино-гранулярний
5800.1	6	0.50	12.16	0.11	3.40	16.18	0.43	2.59	11509.20	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5800.8	6	0.97	15.09	0.02	4.17	20.25	0.80	2.18	11724.79	1.76	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5800.9	6	1.44	16.70	0.01	4.51	22.66	0.93	3.65	11839.89	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802	6	0.00	1.99	0.00	2.60	4.59	0.18	1.86	11983.85	1.81	гранулярний

5802.1	6	0.25	4.62	0.02	1.28	6.17	0.35	1.66	12392.31	1.80	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5803.1	6	0.07	6.57	0.09	0.37	7.09	0.79	4.14	12956.48	1.88	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5803.2	6	0.16	11.09	0.06	0.65	11.97	4.20	4.01	12724.66	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5804.6	6	0.11	7.44	0.07	0.42	8.04	1.45	2.26	13824.21	1.86	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5804.7	6	0.14	7.44	0.06	0.42	8.05	2.23	2.29	13572.87	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5804.8	6	0.15	6.90	0.24	0.32	7.61	2.15	2.32	13204.98	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5804.9	6	0.16	7.86	0.04	0.44	8.50	2.02	2.22	13331.42	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5805	6	0.09	6.71	0.10	0.37	7.27	0.52	2.14	13265.09	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5805.1	6	0.09	5.97	0.09	0.32	6.47	0.40	1.77	14147.35	1.85	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5805.3	6	0.06	3.03	0.09	0.14	3.32	0.38	2.97	13051.24	1.89	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5805.8	6	0.04	2.76	0.07	0.14	3.01	0.23	2.23	14423.64	1.91	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5846.7	6	0.99	13.01	0.09	0.40	14.49	4.12	1.82	10218.89	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5919	6	0.31	3.92	0.02	0.26	4.51	30.82	2.48	12365.33	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5919.1	6	0.70	6.18	0.05	0.37	7.29	44.33	2.03	10862.11	1.72	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5919.2	6	0.29	3.81	0.05	0.27	4.42	16.63	1.72	11485.27	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5919.3	6	0.63	5.81	0.03	0.37	6.84	18.98	1.73	11101.61	1.72	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5805.6	7	0.07	3.20	0.09	0.14	3.50	0.40	5.54	15360.51	1.89	тріщинно-кавернозно-гранулярний
5815.3	7	0.35	9.53	0.00	0.48	10.36	1.97	10.84	10475.92	1.82	тріщинно-гранулярний
5815.4	7	0.33	8.44	0.00	0.42	9.19	2.89	10.96	10421.70	1.82	тріщинно-гранулярний
5815.5	7	0.28	8.53	0.15	0.40	9.36	0.74	8.88	11810.86	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5815.7	7	0.51	10.87	0.00	0.51	11.88	1.18	10.88	11536.01	1.69	гранулярно-тріщиний
5827.6	7	0.34	4.80	0.02	0.16	5.31	0.57	5.57	12685.44	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5828	7	0.53	10.31	0.00	0.46	11.30	3.12	6.57	11653.58	1.69	гранулярно-тріщиний
5846.2	7	0.71	16.39	0.00	0.79	17.89	2.78	7.54	10177.29	1.80	гранулярно-тріщиний

5855.6	7	0.26	7.38	0.39	0.40	8.42	9.69	12.09	14281.78	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5858.3	7	0.32	8.17	0.42	0.44	9.34	7.45	8.85	13978.22	1.83	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5858.4	7	0.74	13.41	0.61	0.66	15.42	13.91	8.39	11170.38	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858.5	7	0.54	13.34	0.67	0.71	15.25	11.23	6.51	11088.90	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858.6	7	0.39	11.01	0.57	0.59	12.57	9.57	4.86	11497.01	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5860.1	7	0.19	8.45	0.47	0.48	9.59	7.94	9.76	13486.33	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5860.2	7	0.98	17.75	0.81	0.88	20.41	18.01	7.13	10810.62	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5879.8	7	0.23	9.72	0.54	0.55	11.04	17.54	10.89	11105.25	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5880.2	7	0.32	6.79	0.33	0.35	7.78	3.32	9.03	13397.15	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5881.4	7	0.31	6.67	0.32	0.34	7.65	2.69	7.80	13256.76	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5881.5	7	0.33	6.83	0.33	0.35	7.84	13.15	5.79	12966.73	1.84	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5881.6	7	0.63	7.72	0.28	0.33	8.96	15.11	4.82	12814.68	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5914.1	7	0.29	3.91	0.02	0.26	4.48	36.66	5.22	13406.70	1.85	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5921.2	7	0.30	3.88	0.05	0.28	4.50	13.33	6.74	12499.36	1.83	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5927.1	7	0.27	4.43	0.10	0.33	5.13	36.24	10.84	11357.49	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний

**Табл.5. Пропластки верхньовізейських відкладів свердловини
Краснокутського родовища**

Глибина, м	R	$K_{п\ гр\ щ}$, %	$K_{п\ гр\ ан}$, %	$K_{п\ кав}$,	$K_{п\ пер}$, %	$K_{п\ заг}$, %	$K_{пр}$, мД	R35, мкм	A_1 , г/м ³ ·с	V_p/V_s	Тип колектора
5396.1	4	0.62	8.94	2.76	0.17	12.49	0.21	0.24	11659.89	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5397	3	0.35	7.51	0.04	5.65	13.56	0.19	0.21	11443.63	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5397.1	3	0.35	7.43	0.04	5.60	13.42	0.14	0.18	11507.01	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5397.2	3	0.36	7.70	0.04	5.80	13.90	0.19	0.21	11372.94	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5397.4	3	0.33	7.52	0.04	5.67	13.56	0.18	0.20	11446.41	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5397.5	3	0.36	7.58	0.04	5.71	13.69	0.20	0.22	11408.05	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5397.6	4	0.69	10.02	3.08	0.19	13.98	0.28	0.26	11305.27	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5398	4	0.63	9.27	2.85	0.17	12.92	0.22	0.25	11553.67	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5398.1	4	0.66	9.43	2.92	0.19	13.20	0.24	0.25	11487.76	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5398.2	4	0.69	9.90	3.05	0.18	13.82	0.29	0.27	11331.95	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5398.3	4	0.72	10.24	3.15	0.19	14.30	0.31	0.27	11226.85	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5398.4	4	0.74	10.55	3.24	0.19	14.72	0.32	0.27	11133.78	1.68	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5398.7	3	0.39	8.09	0.04	6.09	14.62	0.17	0.19	11237.19	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5399.3	3	0.30	6.18	0.03	4.65	11.17	0.09	0.17	12056.17	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5399.6	3	0.29	6.14	0.03	4.62	11.09	0.12	0.19	12043.97	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5403	3	0.34	7.31	0.04	5.51	13.20	0.17	0.21	11530.41	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5408.2	3	0.30	6.67	0.04	5.02	12.03	0.12	0.18	11823.95	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5408.5	3	0.21	5.32	0.03	4.01	9.57	0.08	0.17	12446.81	1.62	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5408.6	3	0.18	4.80	0.04	3.63	8.65	0.04	0.13	12740.76	1.61	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5408.7	3	0.16	4.47	0.04	3.38	8.06	0.04	0.13	12911.02	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5408.8	3	0.18	4.66	0.04	3.52	8.40	0.06	0.17	12772.30	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5408.9	4	0.43	6.46	1.97	0.10	8.97	0.12	0.23	12534.31	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5410	3	0.35	7.42	0.04	5.59	13.41	0.13	0.17	11517.84	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5410.3	3	0.25	6.56	0.06	4.96	11.84	0.14	0.20	11853.47	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5410.7	4	0.51	7.48	2.32	0.16	10.46	0.15	0.23	12164.50	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5410.8	4	0.53	7.79	2.42	0.17	10.92	0.18	0.25	12031.58	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5411.2	4	0.64	9.35	2.88	0.17	13.04	0.20	0.23	11543.30	1.66	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5411.3	3	0.38	7.32	0.03	5.52	13.24	0.15	0.19	11540.95	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5412.5	4	0.56	8.16	2.53	0.17	11.42	0.18	0.24	11912.59	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5412.6	4	0.55	8.12	2.52	0.17	11.37	0.18	0.24	11927.09	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5412.7	3	0.27	6.14	0.03	4.63	11.07	0.13	0.20	12031.76	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5413.2	3	0.22	5.38	0.03	4.05	9.68	0.06	0.15	12444.10	1.62	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5413.3	3	0.21	5.25	0.03	3.95	9.44	0.05	0.14	12516.07	1.62	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5413.7	3	0.22	5.30	0.04	4.00	9.56	0.07	0.16	12465.18	1.62	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5413.8	3	0.23	5.08	0.03	3.82	9.16	0.06	0.15	12580.17	1.61	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5413.9	3	0.18	5.16	0.05	3.90	9.29	0.08	0.18	12520.16	1.61	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5414.1	3	0.21	5.08	0.03	3.83	9.14	0.08	0.18	12546.53	1.61	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5414.6	4	0.51	7.51	2.33	0.16	10.51	0.20	0.27	12114.84	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5414.9	4	0.53	7.80	2.43	0.17	10.93	0.18	0.25	12028.57	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5415.7	4	0.58	8.44	2.62	0.18	11.82	0.22	0.26	11800.04	1.64	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5416.1	3	0.16	4.39	0.04	3.32	7.91	0.05	0.16	12915.49	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5416.2	3	0.15	4.19	0.04	3.17	7.55	0.04	0.15	13035.28	1.59	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5416.3	3	0.20	4.56	0.03	3.44	8.23	0.05	0.16	12829.70	1.60	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5426.5	2	0.42	10.86	1.84	0.00	13.13	0.01	0.04	11781.13	1.68	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5426.6	2	0.36	10.89	1.85	0.04	13.14	0.02	0.06	11737.37	1.68	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5426.7	2	0.39	10.33	1.75	0.00	12.48	0.02	0.05	11904.42	1.67	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5427	2	0.35	9.64	1.63	0.00	11.62	0.01	0.04	12133.35	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5427.1	2	0.34	9.48	1.61	0.00	11.43	0.01	0.05	12165.54	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5427.2	2	0.37	9.18	1.54	0.04	11.13	0.01	0.04	12253.73	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5427.3	2	0.34	9.34	1.58	0.00	11.26	0.01	0.05	12199.53	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5427.4	2	0.33	9.27	1.57	0.00	11.18	0.01	0.05	12224.50	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний

5429	2	0.22	6.60	1.12	0.00	7.94	0.00	0.03	13091.97	1.61	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5435.3	2	0.35	9.74	1.65	0.00	11.74	0.01	0.04	12107.51	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5435.6	2	0.33	9.30	1.58	0.00	11.21	0.01	0.04	12228.43	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5435.7	2	0.35	9.59	1.62	0.00	11.56	0.02	0.07	12093.87	1.66	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5435.9	2	0.32	8.99	1.53	0.01	10.84	0.02	0.07	12272.77	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5436	2	0.28	8.39	1.42	0.00	10.08	0.01	0.05	12492.33	1.64	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5436.1	2	0.24	7.76	1.34	0.02	9.35	0.00	0.03	12724.03	1.63	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5436.2	2	0.28	7.32	1.24	0.00	8.84	0.00	0.03	12862.89	1.62	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5436.3	2	0.21	7.18	1.23	0.04	8.66	0.01	0.04	12885.32	1.62	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5436.9	3	0.29	6.57	0.04	4.95	11.85	0.14	0.20	11846.90	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5437	3	0.29	6.53	0.04	4.91	11.77	0.10	0.17	11901.82	1.65	кавернозно-тріщинно-гранулярний
5553.1	4	0.41	6.89	2.17	0.18	9.65	0.21	0.31	12312.66	1.61	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5553.2	4	0.44	7.92	2.49	0.20	11.05	0.27	0.31	11950.34	1.63	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5553.3	4	0.43	8.98	3.02	0.41	12.84	0.44	0.37	11479.53	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5615.3	4	1.11	12.02	3.63	0.14	16.90	1.16	0.51	10522.09	1.70	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5615.4	4	0.97	11.29	3.43	0.16	15.85	1.23	0.56	10704.70	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5615.5	4	0.86	10.32	3.16	0.17	14.50	1.07	0.56	11002.32	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5616.5	4	0.81	9.16	2.78	0.12	12.87	0.63	0.45	11417.28	1.65	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5638.9	4	1.02	12.46	3.80	0.19	17.46	1.62	0.61	10357.48	1.71	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5639	4	1.04	11.41	3.45	0.14	16.04	1.07	0.51	10694.58	1.69	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5639.2	4	0.97	9.81	2.95	0.10	13.83	0.33	0.29	11321.74	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5639.3	4	0.81	9.62	2.93	0.14	13.50	0.23	0.24	11439.72	1.67	кавернозно-гранулярно-тріщинний

Табл.6. Пропластки нижньовізейсько-турнейських відкладів свердловини Краснокутського родовища

Глибина, м	R	K _{п гріщ} , %	K _{п гран} , %	K _{п кав} ,	K _{п пер} , %	K _{п заг} , %	K _{пр} , мД	R35, мкм	AI, Г·м/см ³ ·с	V _p /V _s	Тип колектора
5800.3	2	1.06	6.07	1.52	0.57	9.22	0.01	0.05	13421.17	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщинний
5800.4	2	1.12	6.06	1.49	0.55	9.22	0.02	0.07	13336.36	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщинний

5801.2	1	1.01	5.39	1.36	0.51	8.27	0.00	0.02	14282.16	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5801.3	1	0.84	5.00	1.25	0.46	7.56	0.00	0.02	14483.53	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802	1	0.85	5.04	1.26	0.47	7.62	0.00	0.02	14456.40	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5802.1	2	0.72	4.59	1.17	0.44	6.92	0.01	0.04	14447.68	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5811.1	2	0.94	5.48	1.38	0.51	8.31	0.01	0.04	13733.66	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5811.2	2	0.97	5.62	1.41	0.52	8.52	0.02	0.07	13521.04	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5817.4	1	0.97	5.62	1.41	0.52	8.52	0.00	0.01	14186.75	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5817.5	1	0.85	4.99	1.25	0.46	7.56	0.00	0.02	14499.26	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5821	1	1.07	6.14	1.54	0.57	9.32	0.00	0.03	13874.03	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5822.1	2	1.07	6.14	1.54	0.57	9.32	0.02	0.07	13180.63	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5822.3	1	0.94	5.48	1.38	0.51	8.31	0.00	0.03	14216.89	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5822.8	1	1.06	6.07	1.52	0.57	9.22	0.00	0.02	13932.99	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5828.2	3	1.59	7.54	2.09	2.69	13.91	0.13	0.17	12307.75	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5828.3	3	1.37	6.71	1.86	2.39	12.33	0.10	0.16	12749.93	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5830.4	1	1.14	6.54	1.64	0.61	9.93	0.00	0.03	13680.05	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5830.6	3	1.27	5.90	1.64	2.12	10.92	0.07	0.15	13204.92	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5837.5	1	0.68	4.16	1.04	0.38	6.27	0.00	0.03	14936.34	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5837.6	1	0.72	4.41	1.11	0.40	6.65	0.00	0.03	14783.96	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5840.9	1	0.98	5.46	1.35	0.50	8.29	0.00	0.02	14226.03	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5843.1	3	1.36	6.57	1.81	2.34	12.08	0.11	0.17	12805.36	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5845	1	1.12	6.06	1.49	0.55	9.22	0.00	0.02	13940.42	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5845.1	2	1.14	6.54	1.64	0.61	9.93	0.02	0.06	13167.82	1.80	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5845.4	4	1.48	11.86	2.30	0.99	16.63	0.88	0.44	11387.32	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5845.5	4	1.35	11.23	2.14	0.90	15.61	0.85	0.45	11585.64	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5848.3	3	1.17	6.21	1.72	2.20	11.30	0.11	0.18	12991.69	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5848.4	4	1.18	10.28	2.03	0.88	14.36	1.06	0.56	11899.19	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5848.7	4	0.90	8.40	1.67	0.73	11.70	0.72	0.53	12668.27	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5848.8	3	0.73	4.19	1.19	1.49	7.61	0.04	0.14	14284.94	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5849.3	1	0.69	4.24	1.07	0.40	6.40	0.00	0.02	14905.20	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5849.9	1	0.63	3.81	0.96	0.35	5.74	0.00	0.01	15177.08	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5850	1	0.60	4.00	1.03	0.38	6.01	0.00	0.02	15065.19	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5850.1	1	0.64	4.01	1.02	0.38	6.05	0.00	0.02	15037.70	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5850.2	1	0.64	3.88	0.97	0.36	5.85	0.00	0.02	15106.89	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5850.4	1	0.61	3.85	0.98	0.36	5.80	0.00	0.01	15172.28	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5850.8	1	0.80	4.85	1.22	0.45	7.33	0.00	0.02	14583.36	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5850.9	2	0.80	4.85	1.22	0.45	7.33	0.00	0.03	14407.90	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5851	2	0.84	5.00	1.25	0.46	7.56	0.01	0.06	14236.36	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5851.4	2	0.65	4.29	1.07	0.38	6.39	0.00	0.04	14594.36	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5851.5	1	0.69	4.19	1.05	0.38	6.32	0.00	0.02	14938.59	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5851.6	1	0.62	3.98	1.01	0.38	5.99	0.00	0.01	15091.89	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5851.7	1	0.64	3.97	1.00	0.37	5.98	0.00	0.02	15076.04	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5851.8	1	0.66	4.04	1.01	0.37	6.09	0.00	0.03	15000.91	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5851.9	1	0.64	4.01	1.02	0.38	6.04	0.00	0.03	15029.87	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5852.4	2	0.60	4.00	1.03	0.38	6.01	0.01	0.05	14966.46	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5852.5	2	0.64	4.01	1.02	0.38	6.05	0.01	0.07	14895.39	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5852.7	2	0.61	3.85	0.98	0.36	5.80	0.01	0.08	15179.58	1.88	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5856.2	2	0.66	4.04	1.01	0.37	6.09	0.00	0.03	14894.69	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5856.3	2	0.69	4.24	1.07	0.40	6.40	0.01	0.07	14606.40	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5856.8	2	0.64	3.97	1.00	0.37	5.98	0.01	0.08	15038.39	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5857.5	1	0.64	4.04	1.03	0.38	6.09	0.00	0.03	15008.33	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5857.9	1	0.61	3.88	0.99	0.37	5.84	0.00	0.01	15153.90	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858	1	0.65	4.08	1.03	0.38	6.15	0.00	0.03	14989.15	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858.5	1	0.65	4.29	1.07	0.38	6.39	0.00	0.02	14873.52	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858.6	2	0.85	4.99	1.25	0.46	7.56	0.01	0.04	14359.12	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858.7	2	1.01	5.39	1.36	0.51	8.27	0.01	0.06	13935.00	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858.8	2	0.98	5.46	1.35	0.50	8.29	0.02	0.07	13846.71	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5858.9	2	0.85	5.04	1.26	0.47	7.62	0.01	0.05	14191.76	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5859	1	0.72	4.59	1.17	0.44	6.92	0.00	0.03	14698.51	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5859.6	2	0.65	4.08	1.03	0.38	6.15	0.01	0.06	14768.36	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5860	2	0.69	4.19	1.05	0.38	6.32	0.01	0.08	14604.11	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5860.1	2	0.64	4.01	1.02	0.38	6.04	0.01	0.05	14950.78	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5860.2	2	0.63	3.81	0.96	0.35	5.74	0.00	0.03	15279.93	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5861.7	2	0.62	3.98	1.01	0.38	5.99	0.00	0.03	15057.20	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5863.2	2	0.64	4.04	1.03	0.38	6.09	0.00	0.04	14917.51	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5863.3	2	0.68	4.16	1.04	0.38	6.27	0.01	0.07	14643.84	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5864.9	3	0.68	4.36	1.27	1.55	7.86	0.04	0.15	14188.17	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5865	3	0.96	4.53	1.24	1.61	8.34	0.06	0.17	13994.62	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5865.1	3	0.84	4.58	1.27	1.62	8.30	0.08	0.19	13953.20	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5868.9	3	0.68	3.98	1.14	1.42	7.22	0.08	0.22	14353.03	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5869.4	3	0.66	3.92	1.12	1.40	7.10	0.06	0.19	14424.92	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5869.5	3	0.62	3.77	1.08	1.34	6.82	0.04	0.15	14566.67	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5869.6	3	0.57	3.92	1.16	1.40	7.05	0.03	0.14	14489.13	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5869.7	3	0.81	4.15	1.16	1.48	7.60	0.05	0.16	14269.82	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5869.8	3	0.81	4.46	1.24	1.57	8.08	0.08	0.20	14028.86	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5872.1	2	0.64	3.88	0.97	0.36	5.85	0.01	0.07	15111.78	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5872.2	2	0.61	3.88	0.99	0.37	5.84	0.01	0.08	15173.68	1.88	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5880	5	1.16	9.07	1.15	0.92	12.30	1.16	0.67	12389.91	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5880.1	5	1.09	8.58	1.08	0.87	11.62	1.19	0.71	12572.05	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5880.2	5	0.73	7.90	1.12	0.86	10.61	0.97	0.69	12931.27	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5880.3	4	0.64	6.60	1.34	0.59	9.17	0.58	0.58	13453.61	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5881.2	5	0.96	8.10	1.08	0.86	11.00	0.86	0.62	12838.93	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5881.3	4	0.72	7.17	1.44	0.63	9.96	0.64	0.57	13191.36	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5884.1	3	0.41	3.04	0.84	1.04	5.34	0.05	0.20	14997.31	1.89	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5884.2	3	0.62	3.17	0.88	1.13	5.80	0.05	0.21	14907.63	1.89	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5884.3	3	0.47	3.21	0.94	1.14	5.77	0.05	0.20	14923.61	1.89	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5884.4	3	0.41	3.01	0.83	1.03	5.28	0.04	0.19	15031.77	1.89	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5884.5	3	0.43	3.00	0.89	1.07	5.39	0.04	0.18	15094.96	1.90	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5884.6	3	0.63	3.13	0.87	1.12	5.75	0.04	0.19	14941.64	1.89	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5886.4	3	0.51	3.36	0.98	1.20	6.05	0.05	0.20	14816.76	1.89	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5887.1	2	0.72	4.41	1.11	0.40	6.65	0.01	0.06	14536.42	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5887.2	3	0.91	4.87	1.35	1.72	8.84	0.07	0.18	13788.08	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5887.5	3	0.44	3.49	1.05	1.25	6.23	0.05	0.20	14744.23	1.88	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5890.8	4	0.67	6.79	1.37	0.60	9.43	0.33	0.41	13453.37	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5891.1	4	0.35	4.60	0.96	0.42	6.33	0.14	0.35	14605.60	1.90	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5894.4	5	0.97	8.14	1.08	0.86	11.05	0.85	0.61	12824.31	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5897.2	4	0.47	5.46	1.13	0.49	7.56	0.16	0.31	14160.63	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5904.2	4	0.91	8.45	1.68	0.73	11.77	0.71	0.52	12652.30	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5907.6	4	0.83	7.87	1.57	0.68	10.95	0.79	0.60	12865.23	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5907.8	4	0.65	6.63	1.34	0.59	9.20	0.34	0.42	13521.45	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5908	3	0.65	3.88	1.11	1.38	7.03	0.07	0.21	14430.58	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5911.2	4	0.74	7.25	1.46	0.64	10.08	0.34	0.39	13254.72	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5911.5	4	0.78	7.59	1.52	0.66	10.56	0.72	0.58	12994.63	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5911.6	4	0.66	6.76	1.37	0.60	9.39	0.50	0.52	13407.58	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5916.7	3	1.18	5.91	1.64	2.10	10.84	0.09	0.17	13173.99	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5916.8	3	1.20	5.99	1.66	2.13	10.99	0.10	0.18	13123.84	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5916.9	3	1.23	6.12	1.70	2.18	11.23	0.13	0.20	13026.34	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5920.7	4	1.48	12.32	2.41	1.04	17.25	0.98	0.46	11230.37	1.81	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5920.8	4	1.41	13.17	2.62	1.14	18.35	1.65	0.59	10903.08	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5921.4	4	0.54	5.95	1.22	0.53	8.24	0.28	0.41	13860.17	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5923.9	5	1.71	10.86	1.30	1.10	14.98	1.33	0.62	11710.41	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5924	5	1.53	10.98	1.39	1.14	15.04	1.70	0.71	11650.80	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5924.1	5	1.34	10.02	1.27	1.03	13.66	1.41	0.69	12014.69	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5924.2	4	0.80	8.16	1.65	0.72	11.34	0.81	0.58	12751.50	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5926.7	3	0.49	3.05	0.88	1.09	5.50	0.04	0.20	15033.25	1.90	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5926.9	4	0.35	5.27	1.11	0.49	7.23	0.16	0.33	14271.68	1.88	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5932.4	4	1.02	9.23	1.83	0.79	12.87	0.70	0.48	12354.63	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5932.5	4	1.12	9.88	1.95	0.85	13.80	0.97	0.55	12059.19	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5932.6	4	1.02	9.19	1.82	0.79	12.82	0.77	0.51	12351.97	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5937.9	4	0.89	8.94	1.80	0.79	12.42	0.65	0.48	12486.42	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.1	5	1.94	13.13	1.64	1.36	18.06	3.89	0.99	10810.37	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.2	5	2.08	14.00	1.72	1.43	19.24	5.87	1.19	10462.25	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.3	5	1.92	13.09	1.63	1.35	17.99	4.44	1.07	10792.61	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.4	5	1.63	11.60	1.46	1.20	15.89	2.56	0.86	11369.02	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.5	5	1.41	10.43	1.33	1.08	14.25	1.59	0.71	11854.54	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.6	5	1.30	9.83	1.24	1.01	13.38	1.33	0.68	12091.45	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.7	5	1.23	9.46	1.20	0.96	12.85	1.30	0.69	12228.45	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5940.8	5	1.14	8.93	1.13	0.91	12.11	1.22	0.70	12431.19	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5941	4	0.53	5.85	1.20	0.53	8.10	0.27	0.41	13908.60	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5944.4	4	1.12	9.88	1.95	0.85	13.80	1.05	0.57	12046.14	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5944.5	5	1.37	10.23	1.30	1.06	13.96	1.31	0.65	11959.49	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5944.6	5	1.26	9.65	1.22	0.98	13.12	1.25	0.66	12166.58	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5944.8	4	0.73	6.64	1.32	0.57	9.26	0.42	0.47	13476.50	1.86	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5948.3	3	0.85	4.63	1.29	1.64	8.41	0.08	0.19	13922.99	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5948.8	4	0.48	5.50	1.13	0.50	7.61	0.14	0.29	14156.30	1.87	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5953.9	5	1.68	11.86	1.49	1.22	16.25	1.99	0.73	11337.46	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5954	5	1.81	12.52	1.56	1.29	17.19	3.12	0.90	11037.53	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5954.1	5	1.69	11.88	1.49	1.23	16.28	3.02	0.93	11244.81	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5954.2	5	1.36	10.10	1.29	1.05	13.80	1.84	0.80	11943.96	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5956.3	4	1.08	10.56	2.12	0.92	14.68	1.16	0.58	11808.50	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5956.4	4	1.13	9.96	1.97	0.85	13.91	1.05	0.57	12017.59	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5958.8	5	1.66	11.67	1.46	1.20	16.00	1.79	0.69	11414.04	1.82	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5958.9	5	1.43	10.55	1.35	1.10	14.42	1.51	0.68	11821.54	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5959	5	1.20	9.27	1.17	0.94	12.58	1.11	0.64	12324.02	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5977.2	5	2.09	14.06	1.73	1.44	19.33	5.34	1.12	10466.89	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5977.3	5	1.83	12.67	1.58	1.31	17.39	4.05	1.04	10939.09	1.83	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5977.4	5	1.42	10.52	1.34	1.09	14.38	2.08	0.83	11774.21	1.84	кавернозно-гранулярно-тріщиний

5997	5	1.09	8.57	1.08	0.87	11.61	1.03	0.65	12599.70	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний
5997.1	5	1.15	9.11	1.19	0.96	12.41	1.45	0.76	12351.12	1.85	кавернозно-гранулярно-тріщиний