

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

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Антонюк Віталій Вікторович**

УДК 550.832

ДИСЕРТАЦІЯ

**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)**

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.В. Антонюк**

Науковий керівник: **Безродна Ірина Миколаївна**

кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник

Київ - 2023

## АНОТАЦІЯ

*Антонюк В.В.* 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) - 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, 2023.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню науково-практичної задачі, що полягає в прогнозуванні фільтраційних та ємнісних властивостей, а також класифікації порід геологічного розрізу за колекторськими властивостями при використанні комплексу каротажних та петрофізичних даних, що реалізовано на прикладі відкладів верхнього та середнього карбону приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

У *вступі* автором проведено обґрунтування актуальності вибраної тематики, встановлено зв'язок роботи з загальнодержавною програмою розвитку мінерально-ресурсної бази України на період до 2030 року. Встановлено мету, завдання, предмет, а також об'єкт дослідження, визначено наукову новизну отриманих результатів, а також їх практичне значення. Також, подано відомості про апробацію матеріалів дисертаційного дослідження та особистий внесок здобувача.

В *першому розділі* проведено аналіз попередніх досліджень в питаннях прогнозування фільтраційних властивостей, а також визначення структури пустотного простору та класифікації порід-колекторів.

Першу модель руху флюїду в пористому середовищі запропоновано французьким інженером Анрі Дарсі, в якій пов'язано швидкість фільтрації флюїду в пористому середовищі з градієнтом тиску. Дана модель й дотепер широко використовується в інженерній практиці при характеристиці ламінарного потоку флюїдів.

Найбільш вживаною емпіричною моделлю, для визначення коефіцієнта проникності через особливості структури пустотного простору є рівняння Козені-Кармана. Наведене рівняння лягло в основу подальших досліджень прогнозування коефіцієнта проникності, а також закладено в прийоми для класифікації порід-колекторів за фільтраційними властивостями.

Хоча тематиці прогнозування коефіцієнта проникності більше семидесяти років, проте на даний момент не існує надійних та простих методик в визначенні параметру в розрізі, розкритому свердловиною. Значна частина підходів базується на вимірюванні літологічних особливостей порід (розмір зерен мінералів, мінеральний склад, тощо), або ж спеціальних петрофізичних параметрів (наприклад коефіцієнт залишкового водонасичення, розмір пустот та розмір гирла пустот), отримання яких, у більшості випадків, без ядерного матеріалу є фактично неможливим.

Сучасними методами прогнозування проникності є визначення розподілу розміру пустот в інтервалі за ядерно-магніто-резонансним каротажем, виділення зон притоку флюїду та тріщинуватості за хвилями Стоунлі, а також використання статистичних підходів таких, як кластерний аналіз, експертні системи та нейронні мережі. Проте, в кожного з даних методів є свої обмеження та недоліки. Тому є актуальним запропонувати підходи та методики до прогнозування коефіцієнта проникності для відкладів Дніпровсько-Донецької западини.

Окрім цього в розділі опрацьовано матеріали з використання в дослідженні статистичних підходів та методів машинного навчання. Показано результативність в прогнозуванні петрофізичних параметрів та класифікації порід за літолого-петрофізичними особливостями, а саме: фільтраційно-ємнісними властивостями та літологічним складом.

Наведено дослідження з фізики порід, проведених іноземними та вітчизняними фахівцями, в яких показано методи вивчення і прогнозування пружних властивостей, аналізу впливу насичення на поширення пружних хвиль та використання даної інформації при характеристиці резервуару. Встановлено, що у вітчизняній геофізичній практиці недостатньо вивчено вплив насичення на

поширення пружних хвиль в навколо свердловинному просторі, що й планується виконати в даній роботі.

В *другому розділі* автором опрацьовано результати геологічного вивчення об'єкту досліджень та охарактеризовано особливості відкладів верхнього та середнього карбону приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Аналіз літературної інформації про продуктивність пісковиків показав, що при проникності менше 0,1 мД неможливо без інтенсифікації отримати промисловий приплив вуглеводнів з пісковиків, що досліджуються. Проте, історично склалося, що граничним значенням проникності для відкладів Дніпровсько-Донецької западини прийнято 1 мД. Базуючись на даній інформації, автором побудовано кореляційні залежності, методом регресійного аналізу, між коефіцієнтами пористості та проникності для відкладів касимівського та московського ярусів та встановлено теоретичні граничні значення коефіцієнту пористості, за якими розділено інтервали пісковиків на продуктивні традиційні ( $K_p > 10\%$ ) та перспективні ущільнені.

Аналіз результатів дослідження кернавого матеріалу, отриманого з дев'яти свердловин, показав, що перспективними відкладами є щільні пісковики переважно з регенераційно-кварцовим та глинистим, інколи з карбонатно-глинистим цементом, коефіцієнт пористості яких варіюється від декількох відсотків до 15 %. Проведене опрацювання макропетрографічного опису керну дозволило визначити, що в даних породах наявна незначна частина природніх тріщин, що в свою чергу може впливати на колекторські властивості порід.

*Третій розділ* присвячений розв'язанню питання прогнозування коефіцієнта проникності і каротажних кривих, а також класифікації порід за літологією з використанням методів машинного навчання, а саме алгоритму штучних нейронних мереж (ШНМ).

Результати, отримані автором говорять, що ШНМ є практичним та результативним та високо ефективним підходом до реконструкції та прогнозування відсутніх кривих акустичного каротажу в умовах розмитого стовбуру та при пропущенні інтервалів запису кривих. Результати можуть використовуватися при

виконанні петрофізичної інтерпретації та в задачах забезпечення даними при інтерпретації сейсмічних даних.

При прогнозуванні блокових даних, а саме літології порід алгоритми ШНМ показали високу відповідність вхідній класифікації, що в свою чергу спростить та пришвидшить багатосвердловинну петрофізичну інтерпретацію.

Побудовано модель навчання та прогнозування коефіцієнту проникності, коефіцієнт детермінації між керновими даними та результатом моделювання є не цілком стійким та становить 0,5. Що пояснюється недостатньою кількістю вхідних кернових вимірювань та різницею в роздільній здатності з каротажними даними.

Досліджено внесок набору вхідних каротажних даних в модель навчання алгоритму штучних нейронних мереж та прогнозування відсутніх геофізичних даних та петрофізичних властивостей. Встановлено, що у випадку прогнозування кривої акустичного каротажу, в глинистих інтервалах внесок кривої гама методу та питомого електричного опору (ПЕО) однаковий, в інших літотипах більшу вагу має крива ПЕО. Що стосується прогнозування петрофізичних властивостей (фільтраційних), то в інтервалах пісковиків найбільший внесок в модель – методів пористості (акустичного та нейтронного каротажу).

В *четвертому розділі* наведено прогнозування коефіцієнту проникності з використанням методики класифікації порід за фільтраційними властивостями. Також зроблено розподіл порід розрізу касимівського та московського ярусів на петрофації за каротажними кривими при застосуванні методів кластерного аналізу. Наведений підхід відрізняється від попередніх досліджень виконаних в межах Дніпровсько-Донецької западини, тим що включає співставлення результатів виокремлення груп порід за петрофізичними лабораторними дослідженнями (дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей, а саме: коефіцієнтів відкритої пористості, абсолютної газової проникності, залишкового водонасичення, опису шліфів та розрахунку розподілу пор за розміром і наявності вторинних пустот) та статистичним (кластерним) аналізом каротажних даних.

Результати класифікації автором зразків керну, що відібрані зі свердловин Східно-Полтавського та Шебелинського родовищ (близько трьох тисяч зразків) у

відкладах верхнього та середнього карбону, показали, що в перспективних інтервалах наявні дві групи порід, що відрізняються за фільтраційними особливостями. Встановлено, що будова пустотного простору, а саме розподіл пустот за розміром впливає на виокремлення зразків в різні фільтраційні одиниці. Пустотний простір групи з покращеними фільтраційними властивостями складається з більшого об'єму макро- та мезопустот.

Класифікація порід розрізу розкритого свердловиною за каротажними даними з використанням кластерного аналізу дозволила розділити інтервали на однотипні за типом показів кривих, для яких характерна різна літологія (глинисті інтервали, пропластки вугілля, піщані пласти, тощо) та ємнісні властивості. Автором встановлено, що петрофаціальний розподіл порід розрізу, розкритого свердловиною, не в повній мірі враховує зміни в фільтраційних властивостях пісковиків, тому не корелюється з фільтраційними параметрами.

*П'ятий розділ* присвячений дослідженню впливу літології та флюїдонасичення на пружні властивості відкладів московського ярусу приосьової зони ДДЗ. Крім того проведено прогнозування коефіцієнта проникності за розрахованою автором структурою пустотного простору порід.

З використанням аналізу та інтерпретації каротажних даних спочатку на якісному а потім на кількісному рівнях показано вплив газонасичення на пружні властивості порід. Проведене заміщення флюїдів методом Гассмана, в результаті встановлено, що газонасичення в більшій мірі впливає на об'ємну густину (різниця:  $2,39 \div 3,65$  % для ущільнених колекторів та  $4,1$  % для традиційного пористого колектору) ніж на швидкість проходження повздовжньої хвилі (різниця в межах  $0,3 \div 0,7$  % та  $1,3$  % для ущільнених та традиційних пластів, відповідно). Встановлено, що при нехтуванні врахування впливу газонасичення розрахунковий коефіцієнт пористості може збільшитися на  $1-2$  % у випадку визначення його за акустичним каротажем.

В колекції зразків Західно-Шебелинської площі проведено визначення структури пустотного простору за методикою інверсії даних акустичних вимірювань в кількісний розподіл пустот різного типу (міжзернових, вторинних,

пустот ущільнення та мікротріщин), що розроблена на кафедрі геофізики навчально-наукового інституту “Інститут геології”. Встановлено, що в ущільнених пісковиках московського ярусу ( $K_{п,в} = 6 \div 9,5 \%$ ) переважаючим типом пустот є міжзернові, проте наявні також вторинні та незначна кількість мікротріщин. За результатами визначення структури пустотного простору побудовано емпіричну модель для прогнозування коефіцієнта проникності. Побудована модель показала, що рух флюїду в ущільнених пісковиках в однаковій мірі проходить як по міжзерновим пустотам, так і пустотам ущільнення. Наведені результати руху флюїдів по системі пустот отримані для ущільнених пісковиків Західно-Шебелинської площі вперше.

***Наукова новизна:***

1) Вперше для порід-колекторів ДДЗ побудовано емпіричну модель для прогнозування коефіцієнту проникності за структурою їх пустотного простору.

2) Знайшов подальший розвиток науковий підхід до розв’язань задач петрофізики з використанням машинного навчання а саме алгоритмів штучних нейронних мереж, що реалізовано для відкладів касимівського та московського ярусів приосьової зони ДДЗ;

3) Вперше виконано петрофаціальну та фільтраційну класифікації порід в розрізах свердловин приосьової зони ДДЗ за каротажними та петрофізичними даними.

4) Вперше на основі методики заміщення флюїдів для традиційних та ущільнених порід-колекторів московського ярусу приосьової зони ДДЗ кількісно оцінено вплив газонасичення на їх пружні властивості.

Ключові слова: коефіцієнт проникності, структура пустотного простору, петрофації, породи-колектори, петрофізика, каротаж, фізика порід.

*Antoniuk V. Prediction of filtration-capacity properties and classification of reservoir rocks on the basis of a set of logging and petrophysical data (on the example of upper and middle Carboniferous deposits of the Dnipro-Donetsk basin axial zone) - 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, 2021.

The thesis paper is devoted to the solution of a scientific and practical problem, which consists in prediction filtration and capacity properties, as well as classifying rocks of a geological section based on reservoir properties using a set of both petrophysical and logging data, which was carried out on the example of Upper and Middle Carboniferous sediments of Dnipro-Donetsk depression.

In the *introduction*, the author substantiates the relevance of the chosen topic, establishes the connection of work with the national program of development of the mineral resource base of Ukraine for the period up to 2030. The purpose, objectives, subject, and object of research are defined, the scientific novelty of the obtained results and their practical significance are determined. Information about the validation of the dissertation research materials and the personal contribution of the author is also provided.

The *first* chapter analyzes previous research on the prediction of filtration properties, as well as determining the structure of the void space and the classification of reservoir rocks.

The first model of fluid flow in a porous medium was proposed by the French engineer Henri Darcy, in which the rate of fluid filtration in a porous medium is related to the pressure gradient. This model is still widely used in engineering practice for characterizing laminar fluid flow.

The most commonly used empirical model for determining the permeability coefficient based on the peculiarities of the void space structure is the Kozeny-Carman equation. This equation has laid the foundation for further research on predicting the permeability coefficient and has been incorporated into methods for classifying reservoir rocks based on filtration properties.

Although the topic of permeability coefficient prediction has been studied for over seventy years, reliable and simple methodologies for determining this parameter in well sections currently do not exist now. A significant portion of approaches is based on

measuring lithological features of rocks (mineral grain size, mineral composition), or special petrophysical parameters (e.g., residual water saturation coefficient, void size, and void mouth size), which are practically impossible to obtain without core material.

Modern methods of permeability prediction include determining the size distribution of voids in the interval by nuclear magnetic resonance logging, identifying fluid flow zones and fracturing using Stoneley waves, as well as using statistical approaches such as cluster analysis, expert systems, and neural networks. However, each of these methods has its limitations and disadvantages. Therefore, it is relevant to propose approaches and methodologies for predicting the permeability coefficient for deposits of the Dnipro-Donetsk basin.

Additionally, the chapter examines materials on the use of statistical approaches and machine learning methods in research. The effectiveness of predicting petrophysical parameters and classifying rocks based on lithological-petrophysical features is demonstrated.

Research on rock physics conducted by foreign and domestic experts is presented, which demonstrates methods for studying and predicting elastic properties, analyzing the influence of saturation on the propagation of elastic waves, and using this information for reservoir characterization. It is established that the influence of saturation on the propagation of elastic waves is insufficiently studied in domestic practice, which is planned to be addressed in this work.

In the *second* chapter, the author elaborated on the results of geological studies of the research object and characterized the features of Upper and Middle Carboniferous deposits of the Dnieper-Donetsk basin axial zone.

An analysis of the literature on the productivity of sandstones revealed that for permeabilities below 0.1 mD, it is impossible to achieve an industrial inflow of hydrocarbons from the investigated sandstones without stimulation. However, historically, the cutoff value of permeability for the sediments of the Dnipro-Donetsk basin is 1 mD. Based on this information, the author established correlation dependencies between porosity and permeability coefficients for sediments of the Kasimov and Moscow stages and determined the cutoff values 10% of porosity coefficient that

differentiate sandstone intervals into productive conventional (porosity > 10%) and prospective tight reservoirs.

The results of the core material analysis showed that promising deposits consist of dense sandstones predominantly with regenerative-quartz and clayey, occasionally with carbonate-clayey cement, with porosity coefficients ranging from a few percent to 15%. The elaboration of the macropetrographic description of the core revealed the presence of minor natural fractures in these rocks, which in turn can affect the reservoir properties of the formations.

The *third* chapter is devoted to solving the problem of predicting permeability coefficients and well log curves, as well as lithology classification using machine learning methods, specifically artificial neural network (ANN) algorithms.

The results obtained by the author indicate that ANNs are a practical and effective approach for reconstructing and predicting missing acoustic well log curves in conditions of a washed-out borehole and when intervals of curve recording are missing. These results can be used in petrophysical interpretation and in tasks involving data provision for seismic interpretation.

When predicting block data, specifically lithology classification, ANN algorithms (ANNAs) demonstrated high conformity to the input classification, which, in turn, simplifies and expedites multi-well interpretation.

The results obtained by the author indicate that ANNs are a practical and effective approach for reconstructing and predicting missing acoustic logging curves in conditions of a washed-out borehole and when intervals of curve recording are missing. These results can be used in petrophysical interpretation and in tasks involving data provision for seismic interpretation.

A training and prediction model for permeability coefficients has been constructed. The coefficient of determination between the core data and the modeling result is not entirely stable and stands at 0.5. This can be explained by the insufficient number of input core measurements and the difference in resolution between the logging data.

The contribution of the set of input logging data to the training and prediction model has been investigated. It has been determined that when predicting acoustic logging

curves in clay intervals, the contribution of radioactive methods (gamma-ray logging) and hydrogen content is virtually the same. In other lithotypes, the resistivity curve carries more weight. As for predicting petrophysical properties (filtration properties), in sandstone intervals, the greatest contribution to the model comes from porosity methods (acoustic and neutron logging).

The *fourth* chapter focuses on predicting permeability coefficients using a methodology for classifying rocks based on filtration properties. The division of the Kasimovian and Moscovian stages rocks into petrofacies with logging curves using the methods of cluster analysis is also made.

The classification results of core samples selected from wells of the Skhidno-Poltavske and Shebelynske fields in the Upper and Middle Carboniferous deposits, conducted by the author, revealed the presence of two distinct rock groups with different filtration characteristics in prospective intervals. It was determined that the structure of the void space, specifically the distribution of voids by size, influences the segregation of samples into different filtration units. The void space of the group with improved filtration properties consists of a larger volume of macro- and mesopores.

Rock classification of well sections with logging data using cluster analysis, allowed to divide the intervals based on the same type of curves, which are characterized by different lithology (clay intervals, coal streaks, sand layers) and capacitive properties. The author found that the petrofacial distribution of rocks from the section does not fully account for changes in the filtration properties of sandstone and therefore does not correlate with filtration parameters.

The *fifth* chapter is dedicated to studying the influence of lithology and fluid saturation on the elastic properties of the Moscow stage deposits of the DDB axial zone. Additionally, the prediction of permeability coefficients based on the author's calculated structure of the void space of rocks is performed.

Using logging data at both qualitative and quantitative levels, the impact of gas saturation on the elastic properties of rocks is demonstrated. Fluid replacement using the Gassmann method revealed that gas saturation primarily affects bulk density (difference: 2.39% to 3.65% for tight reservoirs and 4.1% for conventional porous reservoirs), rather

than longitudinal wave velocity (difference within the range of 0.3% to 0.7% for tight reservoirs, and 1.3% for conventional reservoirs). It was found that neglecting the influence of gas saturation can cause an increase of 1-2% in the calculated porosity coefficient when determined using acoustic logging.

The structure of the void space in the collection of samples from Zakhido-Shebelynske field was determined by the inversion method of acoustic measurements into the quantitative distribution of different types of cavities (intergranular, secondary, compaction cavities, and microfractures), developed at the Department of Geophysics. It was established that in the tight sandstones of the Moscow stage ( $K_{\text{eff.}} = 6 \div 9.5 \%$ ) the predominant type of cavities is intergranular, but compaction cavities and a small number of microfractures are also present. Based on the results of determining the structure of the void space, an empirical model was constructed to predict the permeability coefficient. The constructed model demonstrated that fluid flow in tight sandstones occurs equally through intergranular cavities and compaction cavities.

***Scientific novelty:***

1) ***For the first time***, an empirical model for predicting the permeability coefficient by the structure of the void space was built for DDB reservoir rocks.

2) ***A further advancement*** in the scientific approach to solving petrophysics problems using machine learning, specifically artificial neural network algorithms, ***has been achieved***, implemented for the deposits of the Kasimov and Moscow stages of DDB axial zone.

3) ***For the first time*** petrofacial and filtration rock classification in the sections of wells of DDB axial zone according to logging and petrophysical data was performed.

4) ***For the first time***, based on fluid replacement methodology, quantitative assessment of the influence of gas saturation on the elastic properties of conventional and tight reservoir rocks in the Moscow stages of DDB axial zone has been conducted.

Key words: permeability coefficient, void space structure, petrofacies, reservoir rocks, petrophysics, logging, rock physics.

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

### *Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:*

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) (Фахове видання).
2. Безродна, І., & Антонюк, В. (2018). Оцінка колекторських властивостей теригенних порід московського ярусу Західношебелинської площі на основі даних петрофізики. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, (2), 34–38 <https://doi.org/10.17721/1728-2713.81.05> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).
3. Безродна, І. М., Антонюк, В. В., & Олійник, О. В. (2019). Аналіз анізотропії фільтраційних та електричних властивостей теригенних порід-колекторів (на прикладі родовищ приосьової зони ДДЗ). *Вісник Харківського Національного Університету Імені ВН Каразіна, Серія "Геологія. Географія. Екологія"*, (51). <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2019-51-03> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).
4. Олійник, О. В., Антонюк, В. В., Безродна, І. М., & Вижва, С. А. (2020). Аналіз особливостей газу ущільнених порід-колекторів та літолого-петрофізична оцінка відкладів верхнього та середнього карбону Святогірської площі. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 89(2), с.89-95. <https://doi.org/http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.12> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).

### *Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

1. Antoniuk, V., Bezrodna, I., & Petrokushyn, O. (2019a). Multiple Regressions and

ANN techniques to predict permeability from pore structure for Terrigenous Reservoirs, West-Shebelynska area. *13th International Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903205>.

2. Antoniuk, V. V, Bezrodna, I. M., & Petrokushyn, O. Y. (2019b). Comparison of the methods for reservoir properties evaluation and prediction of permeability by the void space structure of the reservoir rocks (on the example of the West-Shebelynska area). *18th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902127>.

3. Bezrodna, I., Antoniuk, V., & Petrokushyn, O. (2018). Analysis Of Filtration And Capacitive Parameters Of Moscovian Stage West-Shebelynska Area Reservoir'S Rocks. *12th International Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. <https://doi.org/0.3997/2214-4609.201803147>.

4. Bezrodna, I. M., Antoniuk, V. V., & Shynkarenko, A. V. (2018). Analysis of electrical and filtration properties anisotropy of the compacted reservoir rocks of Moscovian stage (West-Shebelynska area). *17th International Conference on Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801763>.

5. Bezrodna, I. M., & Antoniuk, V. V. (2017). Petrophysical analysis and estimation of void space structure of moscovian stage, West Shebelynska area rocks. *16th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701890>.

6. 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>.

7. Petrokushyn, O., & Antoniuk, V. (2020). Reservoirs type classification using hydraulic flow units approach with an application to Pivnichno-Korobochkynska Area (Dnipro-Donetsk Depression). *Geoinformatics 2020 - XIXth International Conference*

“*Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects.*” <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo077>.

8. Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2017). Побудова петрофізичної моделі порід-колекторів московського ярусу Західно-Шебелинської площі. VII Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю», 27–29. Київ.

9. Ігнатущенко, О.С., Антонюк, В. В., & Безродна, І. . (2019). Оцінка колекторських властивостей теригенних порід Західно-Шебелинської площі (за даними ГДС). IX Всеукраїнська Молодіжна Наукова Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю», 97–99. Київ.

10. Олійник, О. В., Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2020). Аналіз літологічних та петрофізичних особливостей ущільнених порід-колекторів Східної частини ДДЗ. X Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю», 33–35. Київ: ННІ Інститут геології Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

11. Yemets, V., Antoniuk, V., & Bezrodna, I. (2021). Facies interpretation from Gamma Ray (GR) log as basic well logs applied to Volodymyrska field (Dnipro-Donetsk depression). *XI International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects.* <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521049> 201803147.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМАТИКИ ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТА КЛАСИФІКАЦІЇ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ.....	9
1.1. Історичний розвиток методів дослідження проникності гірських порід.....	10
1.2. Методики прогнозування проникності гірських порід.....	13
1.3. Підходи до класифікації порід за колекторськими властивостями..	19
1.4. Підходи до виділення однотипних груп порід та прогнозування коефіцієнта проникності, що базуються на дослідженні пустотного простору порід.....	24
1.5. Статистичні підходи при дослідженні геологічного розрізу та прогнозуванні колекторських властивостей .....	32
1.6. Дослідження фізики порід в задачах визначення петрофізичних властивостей порід	34
<i>Висновки до першого розділу.....</i>	<i>37</i>
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА, ЛІТОЛОГІЧНІ ТА ПЕТРОФІЗИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ВІДКЛАДІВ ВЕРХНЬОГО ТА СЕРЕДНЬОГО КАРБОНУ ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДДЗ .....	38
2.1. Основні особливості традиційних і нетрадиційних порід-колекторів ДДЗ....	39
2.2. Характеристика перспективних відкладів верхнього та середнього карбону центральної частини приосьової зони ДДЗ .....	45
2.2. Характеристика перспективних відкладів московського ярусу південної частини приосьової зони ДДЗ.....	56
2.3. Характеристика перспективних відкладів касимівського та московського ярусів центральної частини приосьової зони ДДЗ .....	63
<i>Висновки до другого розділу .....</i>	<i>72</i>
РОЗДІЛ 3. ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧ ПРОГНОЗУВАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТА КАРОТАЖНИХ КРИВИХ З ВИКОРИСТАННЯМ АЛГОРИТМУ ШТУЧНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ.....	74
3.1. Реконструкція каротажних кривих з використанням АШНМ .....	76
3.2. Прогнозування літології порід розрізу свердловин з використання алгоритму нейронних мереж .....	85

3.3. Прогнозування коефіцієнту проникності з використанням алгоритму нейронних мереж .....	88
<i>Висновки до третього розділу</i> .....	93
<b>РОЗДІЛ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ТА ВИДІЛЕННЯ ІНТЕРВАЛІВ З ПОКРАЩЕНИМИ КОЛЕКТОРСЬКИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ ПРИ ВИКОРИСТАННІ КЛАСИФІКАЦІЇ ПОРІД ЗА ПЕТРОФІЗИЧНИМИ ТА КАРОТАЖНИМИ ДАНИМИ.....</b>	<b>94</b>
4.1. Методика прогнозування проникності шляхом типізації порід-колекторів на окремі фільтраційні одиниці .....	94
4.2. Прогнозування коефіцієнту проникності при класифікації порід центральної частини приосьової зони ДДЗ .....	95
4.3. Прогнозування коефіцієнту проникності при класифікації порід приосьової частини південного сходу ДДЗ .....	107
4.4. Виділення інтервалів порід з покращеними колекторськими властивостями при використанні їх класифікації за каротажними даними .....	111
<i>Висновки до четвертого розділу</i> .....	125
<b>РОЗДІЛ 5. ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД ЗА ПРУЖНИМИ ДАНИМИ ДЛЯ ВІДКЛАДІВ СЕРЕДНЬОГО КАРБОНУ ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ .....</b>	<b>126</b>
5.1. Аналіз впливу літолого-петрофізичних особливостей порід, а також флюїдонасичення на пружні властивості відкладів середнього карбону приосьової зони ДДЗ.....	127
5.2. Прогнозування коефіцієнту проникності за структурою пустотного простору в ущільнених пісковиках московського ярусу приосьової зони ДДЗ	136
5.2.1. Методика визначення структури пустотного простору за пружними властивостями порід .....	137
5.2.2. Результати визначення структури пустотного простору для ущільнених порід московського ярусу приосьової зони ДДЗ .....	141
5.2.3. Прогнозування коефіцієнту проникності за структурою пустотного простору .....	143
<i>Висновки до п'ятого розділу</i> .....	147
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	<b>149</b>
Список використаної літератури:.....	152
<b>ДОДАТОК А</b> .....	<b>172</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми** полягає в зв'язку роботи з загальнодержавною програмою розвитку мінерально-ресурсної бази України на період до 2030 року, метою якої є забезпечення економіки держави в мінеральній сировині за рахунок власного видобутку. Одним зі шляхів вирішення наведеної проблеми є активізація геологічного вивчення надр з використанням сучасних методів та підходів у розвідку та розробку.

Одними з найважливіших для функціонування економіки є енергетичні ресурси, ключову роль в списку яких відіграють вуглеводні. На даний час основна частина родовищ вуглеводнів в Україні є виснаженою, тому для стабільності видобутку необхідно не лише розвідувати нові та нетипові поклади вуглеводнів, а й впроваджувати сучасні світові методики довивчення порід-колекторів, а також інтегрувати їх з комплексами вітчизняних геолого-геофізичних матеріалів.

**Зв'язок із науковими програмами, планами, темами.** Робота виконана на кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка в межах тем наукових досліджень, вона пов'язана з науковими дослідженнями, що проведені в рамках держбюджетної теми 0121U109843 «Петрофізичні і геохімічні критерії виділення та оцінки продуктивності ущільнених порід-колекторів нафти і газу».

**Мета та задачі дисертаційного дослідження.** Метою дисертаційної роботи є прогнозування фільтраційних та ємнісних властивостей, та класифікація порід розрізу свердловин за комплексом лабораторних петрофізичних та каротажних даних на прикладі перспективних покладів газу в відкладах верхнього та середнього карбону приосьової зони ДДЗ.

Відповідно до поставленої мети у процесі досліджень вирішувались наступні задачі:

- аналіз публікацій з тематик прогнозування коефіцієнту проникності, визначення структури пустотного простору та класифікації порід за літологічними особливостями і петрофізичними параметрами;

- вивчення і аналіз геологічних особливостей покладів газу у відкладах касимівського та московського ярусу приосьової зони ДДЗ, а також аналіз результатів лабораторного вивчення мінералогічного складу та петрофізичних властивостей порід-колекторів;

- прогнозування петрофізичних властивостей та каротажних кривих при використанні алгоритму штучних нейронних мереж, а також викладення особливостей використання машинного навчання для розв'язання задач петрофізики та ГДС;

- прогнозування коефіцієнту проникності при розподілі перспективних порід на однотипні групи за фільтраційними властивостями;

- визначення петрофізичних властивостей та насичення перспективних інтервалів в розрізі досліджуваних свердловин верхнього та середнього карбону приосьової зони ДДЗ;

- класифікація порід за каротажними даними на окремі однотипні за літологічними особливостями та петрофізичними властивостями групи з використанням статистичних підходів;

- дослідження впливу літолого-петрофізичних чинників та флюїдонасичення на пружні властивості порід московського ярусу;

- визначення структури пустотного простору зразків пісковиків московського ярусу за оригінальною методикою при використанні даних визначення пружних властивостей;

- прогнозування коефіцієнта проникності за кількісно визначеною структурою пустотного простору.

**Об'єктом дослідження** є перспективні на поклади вуглеводнів відклади верхнього та середнього карбону приосьової зони ДДЗ.

**Предметом дослідження** є петрофізичні, а зокрема, ємнісні та фільтраційні властивості, а також особливості будови пустотного простору порід-колекторів та підходи до їхнього прогнозування.

**Методи дослідження.** Статистичний аналіз використовувався при аналізі петрофізичних параметрів та оцінці зв'язків та залежностей між ними. Окрім цього

статистичні прийоми використані для класифікації порід розрізу свердловин за показами каротажних кривих. Детерміністичний та стохастичний прийоми – в інтерпретації результатів ГДС. Машинне навчання алгоритмів штучних нейронних мереж – при вирішенні задач петрофізики. Унікальний алгоритм до визначення структури пустотного простору за пружними властивостями, що розроблений на кафедрі геофізики “Інститут геології”.

При виконанні дисертаційного дослідження широко використовувалися програмні продукти Techlog від Schlumberger та Interactive Petrophysics від Lloyd’s Register.

#### **Наукова новизна отриманих результатів:**

1) Вперше для порід-колекторів ДДЗ побудовано емпіричну модель для прогнозування коефіцієнту проникності за структурою їх пустотного простору.

2) Знайшов подальший розвиток науковий підхід до розв’язань задач петрофізики з використанням машинного навчання, а саме алгоритмів штучних нейронних мереж, що реалізовано для відкладів касимівського та московського ярусів приосьової зони ДДЗ.

3) Вперше виконано петрофаціальну та фільтраційну класифікації порід в розрізах свердловин приосьової зони ДДЗ за каротажними та петрофізичними даними.

4) Вперше на основі методики заміщення флюїдів для традиційних та ущільнених порід-колекторів московського ярусу приосьової зони ДДЗ кількісно оцінено вплив газонасичення на їх пружні властивості.

#### **Практичне значення отриманих результатів полягає в наступному:**

Продемонстровані в роботі підходи до обробки каротажної інформації, а саме прогнозування та реконструкції каротажних кривих можуть використовуватися при переінтерпретації матеріалів минулих років, що особливо доречно в даний момент, так як проводиться переоцінка каротажних даних на виданих ліцензіях. Запропоновані в роботі підходи до прогнозування проникності є практичними в застосуванні та можуть використовуватися при петрофізичному моделюванні для вирішення геологічних задач при вивченні складнобудованих порід-колекторів

середнього карбону приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Проведене дослідження пружних властивостей порід допоможе при виділенні перспективних ділянок в розрізі середнього карбону за результатами сейсмозвідувальних робіт.

**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: XX Міжнародна наукова конференція «Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2021); XIX Міжнародна наукова конференція «Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2020); XVIII Міжнародна наукова конференція «Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2019); XVII Міжнародна наукова конференція «Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2018); XVI Міжнародна наукова конференція «Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2017); XVII Міжнародна наукова конференція «Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти» (Київ, 2018), XIII Міжнародна наукова конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища» (Київ, 2019); XII Міжнародна наукова конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища» (Київ, 2018); X Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю» (Київ, 2020); IX Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю» (Київ, 2019); VII Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю» (Київ, 2017).

За результатами дослідження опубліковано 4 – статті у наукових фахових виданнях України (у т.ч. 3 – у виданнях, що входять до міжнародних наукометричних баз); 11 – тез доповідей на наукових конференціях.

**Структура та обсяг роботи.** Робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, одного додатку, списку з 196 використаних джерел. Обсяг 166 сторінок, у тому числі 142 основного тексту, містить 6 таблиць, 66 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 співробітникам Департаментів геофізичного супроводу і аналізу та моделювання родовищ АТ «Укргазвидобування» за всебічну допомогу та консультації.

## РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМАТИКИ ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТА КЛАСИФІКАЦІЇ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Однією з найважливіших задач при дослідженні покладів вуглеводнів є максимально точно визначення петрофізичних параметрів перспективних інтервалів та виділення їх в розрізі. Необхідність даних досліджень полягає в економічній доцільності буріння свердловин та правильній розробці покладів вуглеводнів.

До основних петрофізичних параметрів, що характеризують перспективні на видобуток вуглеводнів пласти, відносяться: коефіцієнти загальної та відкритої пористості, та коефіцієнт нафтогазонасичення. Для визначення яких побудовано доволі прості у використанні та практичні моделі, які налаштовуються під результати кернових досліджень. Наприклад коефіцієнт пористості розраховується при використанні акустичних досліджень за рівняннями Wyllie, Raymer-Hunt-Gardner, Raiga-Clemenceau, через об'ємну густину, а також вміст водню в породах (Raiga-Clemenceau et al., 1986; Raymer et al., 1980; Wyllie et al., 1956), а найбільш поширеними моделями визначення коефіцієнту нафтогазонасичення є рівняння Арчі-Дахнова, “подвійної води”, Simandoux та інші (Archie, 1942; Clavier et al., 1984; Simandoux, 1963; Дахнов, 1941).

Окрім вищевказаних петрофізичних параметрів, що характеризують породи з точки зору їхньої перспективи для видобутку вуглеводнів, важливим є встановлення проникності, так як дана властивість описує рух флюїду в покладі, а також використовується при встановленні граничних значень пористості. На противагу коефіцієнтам пористості та нафтогазонасичення, коефіцієнт проникності доволі складно розрахувати особливо без використання кернових даних. Складність полягає в тому, що на проникність впливає безліч факторів, а саме: тип пустотного простору та наявність вторинних пустот та тріщин, форма та розмір пустот, з'єднання між окремими пустотами, звивистість каналів фільтрації; розмір зерен, а також їхня форма, відсортованість та упаковка; ступінь цементації, а також тип

мінералів, що складають цемент, та їхнє розповсюдження по породі. Врахувати всі перелічені фактори з використанням однієї каротажної інформації для визначення проникності є неможливим, а моделі прогнозування повинні калібруватися за керновими та свердловинними дослідженнями.

### 1.1. Історичний розвиток методів дослідження проникності гірських порід

За більш ніж столітню історію дослідження закономірностей руху флюїду в пористому середовищі побудована значна кількість емпіричних та теоретичних рівнянь, що дозволяють при правильному калібруванні даними керну, спрогнозувати проникність з високим ступенем достовірності.

Що стосується методів визначення проникності, вони поділяються на *прямі*, до яких відносяться лабораторні вимірювання керну та гідродинамічні вимірювання в свердловині на приток флюїду, а також *опосередковані*, до найбільш поширених з них входять: кореляційні залежності з калібруванням за керновими даними; прогноз проникності за даними ядерно-магнітно-резонансного методу та з використанням акустичних хвиль Стоунлі; методи нечіткої логіки (fuzzy logic), експертних систем та нейронних мереж.

Одне з перших та й досі вживаних рівнянь руху флюїду вивів французький інженер Анрі Дарсі (Darcy, 1856):

$$u = \frac{q}{A_c} = -\frac{k * dp}{\mu * dl};$$

де:  $u$  – лінійна швидкість руху флюїду, см/с;  $q$  – об’ємна швидкість флюїду, см<sup>3</sup>/с;  $k$  – коефіцієнт проникності, в Д (Дарсі);  $A_c$  – площа поперечного перерізу зразка породи, см<sup>2</sup>;  $\mu$  – в’язкість флюїду, сПз (сантипуаз);  $l$  – довжина зразка породи, см;  $\frac{dp}{dl}$  – градієнт тиску, що направлений в напрямку руху флюїду, атм/см.

Коефіцієнт проникності в залежності від його типу (абсолютної газової проникності, чи ефективної проникності, що визначається при наявності більше ніж одного флюїду в пустотах зразка) вимірюється в основному методом стаціонарної (лінійної) фільтрації, спираючись на рівняння лінійної фільтрації Дарсі, та з

використанням кривих капілярного тиску для виключення впливу капілярно та абсорбційно зв'язаної води та вуглеводнів.

Важливе відкриття в лабораторному дослідженні проникності зробив Клінкенберг (Klinkenberg, 1941). Проникність гірських порід по газу більша ніж по рідині за рахунок ефекту проковзування молекул газу в стінках пустот. Відбувається підсилення потоку газу та збільшення величини коефіцієнта проникності особливо в пустотах малого діаметру при пониженому тиску. Тому особливо важливим є врахування даного ефекту при дослідженні ущільнених та нетрадиційних порід-колекторів.

Окрім лабораторного дослідження кернового матеріалу іншим прямим методом визначення проникності є гідродинамічні опробування в свердловинах, при яких оцінюються дані про кількість відібраного флюїду та динаміка пластового тиску.

Оцінка проникності за результатами опробування свердловин спирається на модель руху флюїду в пористому середовищі та криві зареєстрованого тиску в свердловині. Дана модель враховує петрофізичні параметри (пористість та проникність), властивості флюїдів, що наявні в інтервалі, об'ємні характеристики покладу, а також дебіт притоку вуглеводнів. Абсолютна проникність розраховується за наступним рівнянням (Tiab & Donaldson, 2015):

$$k = 2149 \frac{q\mu B_o}{mh},$$

де  $k$  – проникність пласта (в мД),  $q$  – дебіт, ст. м<sup>3</sup>/добу,  $\mu$  – в'язкість флюїду (в сПз),  $B_o$  – об'ємний коефіцієнт нафти (м<sup>3</sup> в пластових умовах / м<sup>3</sup> в атмосферних умовах),  $B_g$  – те саме для газу,  $h$  – потужність пласта (м),  $m$  – кутовий коефіцієнт прямої (кПа / логарифмічний цикл).

При опробуванні свердловин визначається значення відносної проникності в горизонтальному напрямку, а також число і тип границь пласта та ступінь пошкодження пласта в присвердловинній зоні. Використання результатів гідродинамічного опробування – це найкращий спосіб для визначення граничних значень петрофізичних параметрів продуктивного інтервалу.

Що стосується емпіричних залежностей між проникністю, пористістю та особливістю пустотного простору, то вперше фундаментальне емпіричне рівняння було виведено Козені та пізніше модифіковано Карманом (Carman, 1956; Kozeny, 1927):

$$k = \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \left[ \frac{1}{F_{ps} \tau^2 S_{gv}^2} \right],$$

де  $k$  – проникність пласта (в мкм<sup>2</sup>),  $\phi$  – відкрита пористість (в долях од.),  $F_{ps}$  – фактор форми пустот,  $\tau$  – звивистість,  $S_{gv}$  – питома площа поверхні зерен мінералів (в см<sup>-1</sup>).

До цього була спроба спрогнозувати проникність (гідравлічну провідність) для насичених пісків (Hazen, 1892). Суть рівняння полягає у використанні розміру зерен піску (10% з якого є дрібнозернистими), а також емпіричного коефіцієнту (як показали наступні дослідження даний коефіцієнт знаходиться в межах від 1 до 1000). Враховуючи те, що дане рівняння не враховує особливостей пустотного простору, а також діапазон зміни емпіричного коефіцієнту, використання його є непрактичним (особливо враховуючи, що розмір зерен порід визначається доволі не часто) та може привести до значних похибок.

Рівняння Козені-Кармана не є універсальним, але дозволяє виразити проникність через специфіку будови пустотного простору порід, а саме: звивистість каналів фільтрації, форму та питому площу поверхні пустот, а також коефіцієнт відкритої пористості.

Обмеженнями рівняння Козені-Кармана є (Carriger III, 2003):

- відсутність електрохімічних реакцій між твердою компонентою породи та водою (відповідно виникають додаткові ефекти при взаємодії глинистих мінералів з мінералізованою водою);

- формула передбачає умови рівняння Дарсі, тобто ламінарного потоку флюїду, при збільшенні швидкості потоку варто використовувати для визначення рівняння турбулентного потоку;

- рівняння описує рух флюїду в компактному мінеральному середовищі, тобто без наявності пластинчастих мінералів (наприклад, слюд), а також дрібних, видовжених зерен мінералів;

- не врахована анізотропність середовища.

Проте, наведені вище обмеження не перешкоджають використанню та модифікації рівняння і до теперішнього часу. Наприклад, Елланський М.М. запропонував більш практичний вигляд рівняння Козені-Кармана, де замість відкритої пористості використав ефективний діаметр капіляру ( $\phi(1-K_{в,з})$ ) (Элланский, 2001):

$$K_{пр,абс} = \frac{\phi(1-K_{в,з})r_n^2}{8\tau^2};$$

де  $K_{пр,абс}$  – коефіцієнт абсолютної проникності (мД),  $\phi$  – коефіцієнт відкритої пористості (долі од.),  $K_{в,з}$  – коефіцієнт залишкового водонасичення (долі од.),  $r_n$  – радіус каналів фільтрації (мкм),  $\tau$  – звивистість каналів фільтрації.

Варто зазначити, що наведене рівняння є теоретичною моделлю визначення коефіцієнту абсолютної проникності порід з міжзерновим типом пустот.

## 1.2. Методики прогнозування проникності гірських порід

Одним з найбільш частих у використанні підходом до прогнозування проникності є встановлення кореляційних зв'язків з пористістю. Наведеним питанням займалася значна кількість авторів, одними з таких є: Bourbie T., Bloch S., Costa A., Darling T., De Lima, Fraser H., Georgi D., Holditch S., Jacquin C., Kibler J., Menger S., Nelson P. H., Schön J., Yang Y., Yao C., Zinszner B., Zheng J., Безродна І.М., Вижва С.А., Грицишин В.І., Федоришин Д.Д., Карпенко О.М., Онищук І.І., Старостін А.В. (Nelson, 1994; Schön, 2015; Yao & Holditch, 1993; Zinszner & Pellerin, 2007; Вижва, Онищук, et al., 2018; Вижва et al., 2020; Грицишин & Кучер, 2012; Старостін, 2009; Федоришин et al., 2014). Даними авторами побудовані кореляційні залежності, а також встановлено вплив різночинних факторів на коефіцієнт проникності. Важливим є зазначити, результати прогнозування з використанням

кореляційних залежностей є достовірними у випадку однотипних за будовою пустотного простору порід (породах), в яких зберігається залежність між збільшенням пористості та відповідним збільшенням радіусів каналів фільтрації.

Нельсон (Nelson, 1994) аналізуючи роботи різних дослідників розділив модель прогнозу проникності за петрографічними особливостями порід та петрофізичними параметрами на три класи, що базуються на:

- розмірі та відсортованості зерен мінералів, а також мінеральному складі;
- питомій площі поверхні пустот та визначенню залишкового водонасичення;
- розподілу пустот за розміром.

В роботі (Georgi & Menger, 1994) при дослідженні зв'язку між пористістю та проникністю показано, що форма пустот грає не таку і значну роль при прогнозуванні проникності, а основний вплив робить діаметр каналів фільтрації та з'єднання між пустотами.

Мюллер-Хубер спираючись на рівняння Козені-Кармана створив модель для прогнозу проникності, яка враховує радіус гирла пустот та радіус пустот (Müller-Huber & Schön, 2013).

$$k = \frac{1}{8} \phi \frac{1}{\tau^2} r_b^2 \left[ \frac{\ln \left( \frac{r_b}{r_t} \right)^2}{\left[ \left( \frac{r_b}{r_t} \right)^2 - 1 \right] \left[ \left( \frac{r_b}{r_t} \right)^2 - \left( \frac{r_t}{r_b} \right)^2 \right]} \right];$$

де  $k$  – коефіцієнт абсолютної проникності (мД),  $\phi$  – коефіцієнт відкритої пористості (долі од. ),  $r_t$  – радіус гирла пор (мкм),  $r_b$  – радіус пустот (мкм),  $\tau$  – звивистість.

Вивчення коефіцієнту залишкового водонасичення дозволяє обрахувати значення ефективної пористості та встановити стійкі кореляційні залежності з проникністю, а також в деяких випадках спрогнозувати значення абсолютної проникності. Це можна пояснити тим, що ефективні фільтраційно-ємнісні параметри так само як і залишкове водонасичення залежать від вмісту, типу та гідратації глинистих мінералів, а також розміру пустот та їхнього гирла, зв'язку між окремими пустотами.

Тематикою прогнозування проникності в залежності від водонасичення займалися Ahmed U., Biggs W. P., Brooks R., Coats G. R., Corey T., Dumanoir J., Granberry R. J., Keelan D. K., Kukul G. C., Langnes G. L., Morris R. L., Timur A., Rose W. D., Simons K. E., Wyllie M. R., (Ahmed et al., 1991; Balan et al., 1995; Granberry & Keelan, 1977; Morris & Biggs, 1967; Timur, 1968a; Wyllie & Rose, 1950).

Одне з найпоширеніших емпіричних рівнянь для визначення проникності за значеннями коефіцієнтів відкритої пористості та залишкового водонасичення запропонував Тімур спираючись на дослідження Віллі та Роуза (Wyllie & Rose, 1950), (Timur, 1968a):

$$k = a \times \frac{\phi^b}{S_{wi}^2},$$

де  $k$  – коефіцієнт абсолютної проникності (мД),  $\phi$  – коефіцієнт відкритої пористості та  $S_{wi}$  – коефіцієнт залишкового водонасичення (в частках одиниці). Коефіцієнти  $a$ ,  $b$  визначаються емпірично.

Статистично встановлено, що коефіцієнт  $b$  знаходиться в межах від 3 до 6, (Hearst & Nelson, 1985). Також емпіричні коефіцієнти можна знайти в інтерпретаційних палетках сервісних компаній (Schlumberger, 2009).

Коутс та Дену запропонували підхід для визначення проникності, який передбачає, що проникність зменшується до нуля при збільшенні об'єму залишкової води, що заповнює пустотний простір порід (Coates & Denoo, 1981):

$$k = \left[ 100 \phi_e^2 \frac{(1 - S_{wi})}{S_{wi}} \right]^2,$$

де  $k$  – коефіцієнт абсолютної проникності (мД),  $\phi_e$  – коефіцієнт відкритої пористості та  $S_{wi}$  – коефіцієнт залишкового водонасичення (в частках одиниці).

Ще одна з теоретичних моделей прогнозування коефіцієнта проникності, що виведена в основному для карбонатних порід з різним типом пустот запропонована в роботі (Jennings & Lucia, 2003). Дана модель заснована на параметрі – Rock Fabric Number (RFN, означає - мікробудова гірських порід), в основі якого лежить зв'язок

пористості та водонасичення в карбонатних породах. Прогнозування коефіцієнта проникності через RFN проводиться за наступними формулами:

$$RFN = \exp((7,163 + 1,883 * \ln(\phi_g) + \ln(S_{wir})) / (3,063 + 0,610 * \ln(\phi_g)));$$

$$k = \exp((27,56 - 12,08 * \ln(RFN)) + ((8,671 - 3,603 * \ln(RFN)) * \ln(\phi_g)));$$

де  $\phi_g$  – коефіцієнт міжзернової пористості (розраховується як різниця коефіцієнтів відкритої та вторинної пористостей), а  $S_{wir}$  – коефіцієнт залишкового водонасичення.

В “західній” петрофізичній практиці коефіцієнт вторинної пористості (який включає і тріщини) визначається за різницею коефіцієнтів відкритої пористості, що розрахований з нейтронно-щільнісним каротажем та акустичним каротажем, що й використовується в наведеній вище моделі.

Пустотний простір осадових гірських порід значною мірою залежить від літолого-петрографічних особливостей їхньої будови, а саме розміру та форми зерен мінералів та їх відсортованості, ущільнення, а також мінерального складу. Тому оцінка літологічних та петрографічних особливостей порід-колекторів важлива при встановленні кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами, а також при прогнозуванні проникності.

Питанням впливу літолого-петрографічних факторів на проникність, а також її зв'язок з пористістю порід займалися Beard D., Berg R. R., Chilingarian G., Choquette P., Craze R. C., Engelhardt W., Heron M. M., Krumbein W. C., Neithalath N., Monk G. D., Pray L., Slichter S. C., Schopper J., Van Baaren, Weyl P., Багрінцева К. І., (Choquette & Pray, 1970; Neithalath et al., 2010; Nelson, 1994; Tiab & Donaldson, 2015; Багрінцева, 1999). В наведених роботах досліджувався вплив на фільтраційні властивості мінералогічної зміни складу порід. Показано розподіл різних літотипів на графіках зв'язку пористості та проникності, а також запропоновано ряд емпіричних рівнянь для прогнозування проникності.

В роботі (Chilingarian & Wolf, 1975) досліджено коефіцієнти пористості та проникності крупно-грубозернистих, середньо-крупнозернистих, та різного ступеня дрібнозернистих пісковиків включно з розміром зерен, що наближені до розміру

глинистих мінералів (рис.1.1). При побудові зв'язку між наведеними величинами однотипні за розміром зерен пісковики утворюють тісну групу. Окрім цього чим більший розмір зерен, тим кращі колекторські властивості в даних пісковиків. Даний результат пояснюється взаємозв'язком між розміром зерен та величиною коефіцієнта проникності – чим більший розмір зерен мінералів та чим краще відсортовані зерна, тим більший об'єм пустотного простору в породи, що в свою чергу пов'язано зі збільшеною проникністю.

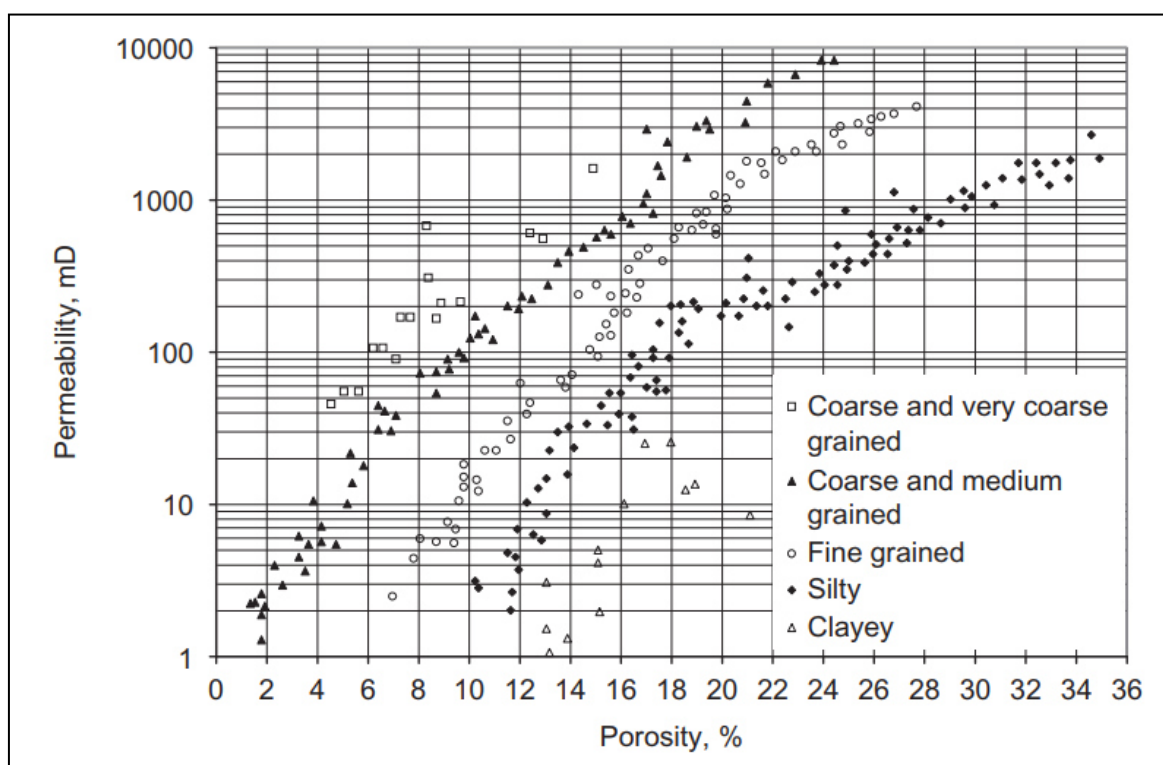


Рисунок 1.1. Зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності для пісковиків з різним розміром зерен (Chilingarian & Wolf, 1975). Clayey та silty – розмір зерен, що відповідає глинистим мінералам; fine grained – дрібнозернистий, coarse and medium grained – крупно-середньозернисті, coarse and very coarse – крупно- грубозернисті

Херон створив модель зв'язку пористості та проникності, що враховує характеристики пустотного простору виходячи з масової частки окремих мінералів та літологічних компонентів (Herron, 1987):

$$k = A_f \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \exp(\sum B_i M_i),$$

або

$$\ln k = A_f + 3 \ln \phi - 2 \ln(1-\phi) + \sum B_i M_i,$$

де  $\phi$  – коефіцієнт загальної пористості у відсотках,  $A_f$  – функція максимального вмісту польового шпату в досліджуваній зоні, що відображає композиційну та текстурну зрілість відкладів,  $M_i$  – масова частка кожного  $i$ -того мінералу,  $B_i$  – константа для  $i$ -того мінералу. Константи  $B_i$  додатні для піщаних зерен і становлять 0,1 – для кварцу, 1 – для польового шпату, а для цементу та глинистих мінералів – від’ємні, наприклад: -2,5 для кальциту, -4,5 для мінералів групи каолініту та -5,5 для мінералів групи смектиту.

Дана модель не враховує особливості будови пустотного простору, а також розміру та форми зерен мінералів, тому деякі дослідники вважають недоцільним її використання (Еникеев et al., 2011).

Використання петрофізичних параметрів, таких як: параметр пористості, коефіцієнти з рівняння Арчі-Дахнова, дозволяють описати будову пустотного простору порід, та являються доволі практичними при побудові рівнянь прогнозування коефіцієнту проникності. Найбільший внесок в вирішення наведеного питання зробили: Nagiwarra T., Hooton R., Katz A., Koplik, J., Nokken M., Thompson A., Tomanic, J. Wong, P., Дахнов В.Н., (Nagiwarra, 1986; Katz & Thompson, 1986; Wong et al., 1984; Дахнов & Кобранова, 1952). Наведеними авторами побудовані емпіричні рівняння для визначення коефіцієнтів проникності через коефіцієнт пористості, емпіричні коефіцієнти з Рівняння Арчі-Дахнова та розподіл пустот за розміром.

При дослідженні складнопобудованих карбонатних порід середнього Сходу (Foske & Munn, 1987) Фоке та Мун виявили закономірність між літологічною експонентою “ $m$ ” з рівняння Арчі-Дахнова та проникністю порід. При наявності каверн, що зменшують проникність (пустоти не зв’язані між собою та не беруть участь у фільтрації флюїду) параметр  $m > 2$ , в той же час за наявності природних

провідних тріщин коефіцієнт  $m$  близький до одиниці. Тому даним автором зроблено висновок, що коефіцієнт проникності пропорційний до  $K_{п}^m$ , що й підтверджує кореляція з керновими даними.

### **1.3. Підходи до класифікації порід за колекторськими властивостями**

Класифікація порід та виділення однотипних інтервалів в розрізі родовища, а також відстеження зміни літологічних та петрофізичних особливостей – питання, що віддавна цікавлять дослідників та інженерів-нафтогазовиків. Питання класифікації важливе, в першу чергу, для правильного визначення петрофізичних параметрів, а також побудови моделей прогнозу, що найкраще описують та враховують особливості конкретної групи порід.

Класифікувати породи можна за літологічними особливостями (мінеральний склад, тип осадонакопичення), петрофізичними властивостями (значення коефіцієнтів пористості, проникності, залишкового водонасичення, та інших динамічних характеристик), а також за каротажними даними (група статистичних підходів, що дозволяє виділити за аналізом значень комплексу каротажних кривих однотипні інтервали).

Більшість підходів до класифікації базуються на дослідженні кернового матеріалу, проте для більш практичного використання в масштабі родовища необхідно поєднувати геологічні та петрофізичні особливості. В роботі (Rushing et al., 2008) показано виділення трьох різнотипних підходів до класифікації та співставленні результатів виділення однотипних інтервалів на прикладі ущільнених пісковиків. До різнотипних підходів дані автори відносять:

- седиментологічний – базується на керновому дослідженні схожості в упаковці мінералів, текстурі, структурі та стратиграфічній прив'язці, як характеристиці типу осадонакопичення. Наведений тип класифікації відображає особливості розрізу в масштабі родовища, так як існують підходи для визначення умов осадонакопичення

та розподіл властивостей з кернових даних до свердловинних, кореляцій між свердловинними та сейсмічними даними;

- петрографічний – даний тип є також геологічною класифікацією, тільки в макро- та мікромасштабі (шліфи, зразки керну) та характеризує будову пустотного простору, а також структуру, текстуру породи, мінералогію глинистих мінералів та діагенез;

- гідравлічний – являється макро- та мікрохарактеристикою здатності порід пропускати крізь себе флюїди, що контролюється геометрією пустотного простору, а також розміром гирла пустот та каналів фільтрації.

Також в наведеній роботі автори зазначають, що результати трьох типів класифікацій будуть співпадати у випадку незначних діагенетичних перетворень порід. При збільшенні таких перетворень змінюється первинна текстура порід та упаковка зерен мінералів, геометрія пустотного простору, а також петрофізичні властивості, тому буде низький зв'язок між пористістю та проникністю при комплексному використанні вказаних трьох типів класифікації. Зрозумілим є, що для встановлення стійких кореляційних залежностей, або ж побудови математичних моделей найкращий підхід до класифікації розрізу – гідравлічний. Проте, варто врахувати, що для аналізу родовища, побудови статичних та динамічних моделей, а також прогнозування зон з найкращими колекторськими властивостями та детального визначення зони дренування необхідно комплексувати геологічні та петрофізичні підходи до класифікації для встановлення закономірностей та зв'язків між особливостями будови пустотного простору, седиментологічній та діагенетичній зміні порової системи, а також потоку багатофазних флюїдів (Hollis et al., 2010).

Доволі цікавий підхід до класифікації порід представлений Комаровим В. для Волго-Уральської нафтогазоносною області (Комаров, 1971). Особливістю даного підходу є використання не тільки петрофізичних та літологічних особливостей розрізу, а й властивостей флюїдів, їхній вплив на електричні параметри, а також вплив умов осадконакопичення на гранулометричний склад.

Побудова кореляційних залежностей є одним з найкращих підходів до виділення груп у вибірці перспективних відкладів, так як дозволяє графічно та статистично зрозуміти типізацію досліджуваного розрізу. Одним з прикладів є результати роботи (Карпов et al., 1969), в якій для виділення груп продуктивних порід застосовано залежність між коефіцієнтами пористості, розрахованими за даними гамма- і нейтронного гамма-каротажу. В основі даної класифікації лежить варіація коефіцієнту глинистості та ступінь вторинної зміни, що в значній мірі й впливає на типізацію порід.

Згідно з аналізом, проведеним в роботах (Tiab & Donaldson, 2015; Элланский, 2001), однорідна петрофізична зона, або фільтраційна одиниця має наступні властивості:

- близькі час та умови утворення, а також мінеральний склад та будова пустотного простору;

- можливість фіксувати та корелювати однотипні одиниці в масштабі інтервалу;

- наявність єдиних петрофізичних зв'язків.

Тематикою прогнозування проникності, виходячи з класифікації розрізу на фільтраційні одиниці, або ж пачки займалися: Abbaszadeh M., Aquilera R., Amaefule J., Bear J., Fujii H., Fujimoto F., Gunter G., Guo G., Hear C., Hossain M., Jongkittinarukorn K., Kolodzie Jr. S., Mirzaei-Paiaman A. Nooruddin H., Pittman E., Tiab D., Winland (Abbaszadeh et al., 1996; Amaefule et al., 1993; Mirzaei-Paiaman et al., 2015; Nooruddin & Hossain, 2011; Tiab, 2000). Даними авторами запропоновано як емпіричні підходи до прогнозування проникності та класифікації розрізу за фільтраційними властивостями, так і теоретичні.

Емпіричні підходи базуються на множинній регресії між радіусом пустот (отриманим під час дослідження порового тиску за ртутною порометрією, при різному насиченні зразків ртуттю) та коефіцієнтами пористості і проникності для різних літотипів порід (Aquilera, 2014; Kolodzie Jr, 1980; Pittman, 1992). Дослідження зв'язку між пористістю та проникністю в зразках з різним діаметром пустот (від 2 до 20 мкм) показують, що виділяються групи порід в залежності від розміру пустот, кожен з яких описують окремим рівнянням (рис.1.2).

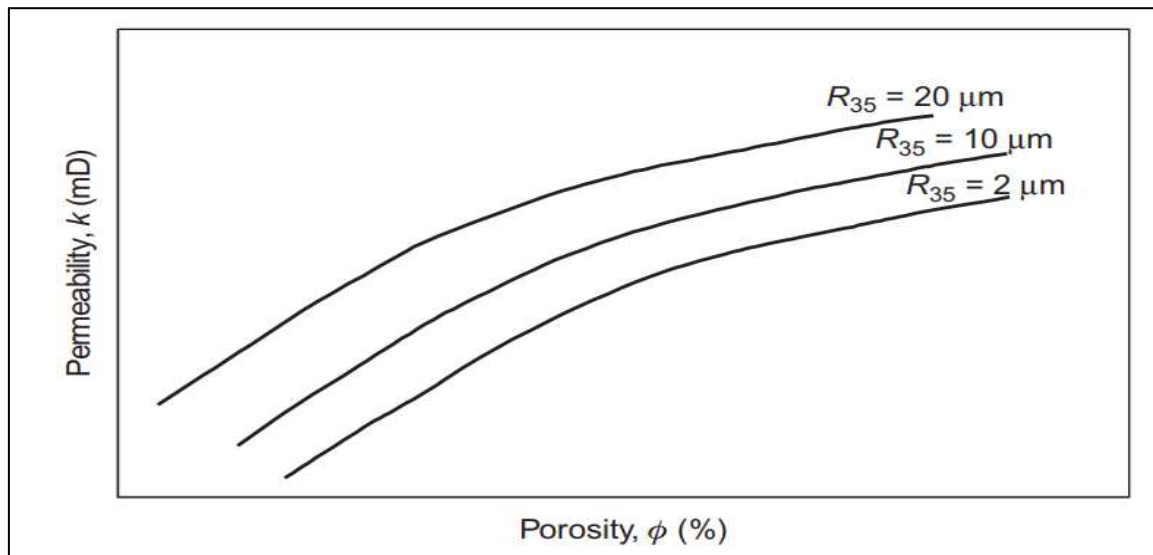


Рисунок 1.2. Зв'язок між пористістю та проникністю порід з різним розміром пустот. Permeability,  $k$  (mD) – Коефіцієнт проникності,  $K_{пр}$  (мД); Porosity,  $\phi$  (%) – Коефіцієнт пористості,  $K_{п,в}$  (%),  $R_{35} = 2 \mu\text{m}$  – крива, що апроксимує однотипні породи з середнім розміром пустот 2 мкм

В основі теоретичних моделей є використання рівняння Козені-Кармана та модифікації параметрів рівняння, що відображають пустотний простір, що відображений за каротажними та петрофізичними даними. Модифіковане рівняння Козені-Кармана має вигляд:

$$k = \left( \frac{1}{K_T S_{gv}^2} \right) \left( \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \right),$$

де  $k$  – проникність пласта (в мкм<sup>2</sup>),  $\phi$  – відкрита пористість (в долях од.),  $S_{gv}$  – питома площа поверхні зерен мінералів (в см<sup>-1</sup>),  $K_T$ -коефіцієнт ефективного зонування, що дорівнює  $K_{ps\tau}$ .

На базі модифікованого рівняння Козені-Кармана авторами (Amaefule et al., 1993) виведено параметри: індекс якості колектора (Reservoir quality index, RQI) та індикатор зони фільтрації (Flow zone indicator, FZI).

Як зазначено в роботі (Tiab & Donaldson, 2015) параметр індексу якості колектора враховує розподіл за розміром зерен мінералів, гирла пустот та власне окремих пустот, а також інші мікропараметри будови пустотного простору. В свою

чергу індикатор зони фільтрації являється унікальним параметром класифікації, що враховує вплив мінерального складу, геологічні атрибути осадконакопичення та консолідації в характеристику фації, що базується на геометрії пустотного простору.

Досліджуючи прогнозування фільтраційних особливостей розрізу та класифікацію на основі рівнянь Козені-Кармана, а також індикатора зони фільтрації окремими авторами розроблені параметри для класифікації порід, а саме:

- індикатор глинистих інтервалів (Shale zone indicator) (Jongkittinarukorn & Tiab, 1997). В даній моделі задіяний емпіричний коефіцієнт, що залежить від наявності та типу розподілу глинистих мінералів (ламінарний, структурний та дисперсний);

- модифікований індикатор зони фільтрації (Flow zone indicator modified) (Nooruddin & Hossain, 2011). Даними авторами використано параметри з рівняння Арчі-Дахнова: звивистість, літологічний коефіцієнт та коефіцієнт цементації;

- модифікований індикатор зони фільтрації (Modified flow zone indicator) (Izadi & Ghalambor, 2013), для встановлення якого окрім параметрів, що входять до FZI, використано коефіцієнт залишкового водонасичення;

- модифікований індекс якості колектора (Ferreira et al., 2015), що базується на використанні рівняння Козені-Кармана в поєднанні з рівнянням капілярного тиску Юнга-Лапласа, використовується коефіцієнт гідравлічної звивистості;

- параметр петрофізичної статичної класифікації порід (Petrophysical static rock type) (Mirzaei-Paіaman et al., 2018). Використовується рівняння індексу якості колектора з гідравлічною звивистістю та фактором форми пустот;

- індекс якості ущільнених колекторів (tight reservoir quality index) (Liśledziona, 2019), де в основу рівняння покладено співвідношення проникності та пористості, коефіцієнт залишкового водонасичення та розподіл пустот за розміром.

Перераховані вище теоретичні моделі враховують особливості будови пустотного простору різних за літологією порід, тому є більш універсальними (наприклад універсальний параметр - індикатор зони фільтрації), а інші моделі, мають більш вузьке застосування та використовуються для конкретних літотипів. Тому вибір того чи іншого параметру при дослідженні вимагає аналізу наявних вхідних даних, а також порівняння результатів, отриманих з різних методик.

Ще один з підходів до класифікації порід на групи за фільтраційно-ємнісними властивостями запропонував Buckles R.S. Згідно наведеної роботи (Buckles, 1965) пористість та залишкове водонасичення взаємопов'язані через гіперболічну функцію:  $K_{п,в} * K_{в,з} = \text{constant}$ . Значення даної константи дозволяє виділити групи порід (чим менше значення, тим кращі колекторські властивості в зразках), а також опосередковано пов'язане з проникністю. Пізніше дане рівняння було доопрацьовано (Holmes et al., 2009), та отримало вигляд:

$$K_{п,в}^Q * K_{в,з} = \text{constant},$$

де коефіцієнт  $Q$  – нахил кривої, що апроксимує білогарифмічну залежність між пористістю та залишковим водонасиченням. Окрім цього даними авторами показано, що константа для пісковиків знаходиться в межах:  $0,02 \div 0,1$ , для карбонатних порід з міжзерною пористістю –  $0,01 \div 0,06$ , кавернозних карбонатів –  $0,005 \div 0,06$ .

Дахнов В.Н. пропонував виділяти групи продуктивних порід на основі залежності параметра пористості від коефіцієнту пористості. Автори роботи (Wong et al., 1984) показали, як на залежності між коефіцієнтом проникності та параметром пористості в білогарифмічному масштабі виділяються групи порід з близьким розміром зерен. Окрім цього, в даній роботі описано зв'язок провідності та пористості з розміром пустот, а також показано, що розподіл розміру пустот та зерен мінералів описується логнормальною функцією.

#### **1.4. Підходи до виділення однотипних груп порід та прогнозування коефіцієнта проникності, що базуються на дослідженні пустотного простору порід**

В основі класифікацій, особливо, за петрофізичними властивостями в однотипних породах, лежить зміна пустотного простору. Тобто при однаковій пористості декілька зразків можуть характеризуватися доволі різними фільтраційними параметрами (коефіцієнтами залишкового водонасичення та проникності), що й обумовлено в відмінності будови структури пустотного

простору. Насамперед – це радіус ефективної частини каналів фільтрації, їхня звивистість та тип пустот, що бере безпосередню участь у фільтрації флюїдів.

Узагальнююча схема опису типу пустотного простору порід виглядає наступним чином (Fitzner & Basten, 1994):

- класифікація пустотного простору, що базується на петрогенетичних аспектах, які розділяють первинну пористість утворену процесами седиментації та вторинну пористість, як результат діагенетичних процесів (куди входять всі процеси що відбувалися з породами після седиментації);

- типізація за геометрією пустот та їхнім генезисом, наприклад: сферичні, витягнуті (пластинчасті), циліндричні, внутрішньопорові тріщини, пустоти вилуговування, пустоти ущільнення;

- виділення типу пустот за розташуванням в матриці (твердій компоненті породи): міжзернові, внутрішньозернові та міжкристалічні;

- типізація за здатністю пустот пропускати крізь себе флюїди: з'єднані між собою канали фільтрації, бульбашкоподібні, витягнуті, тупикові та ізольовані;

- за розподілом розміру пустот.

Наведені типи класифікації пустотного простору є доволі детальними, а основними методами для визначення вказаних типів пустот є дослідження керованого матеріалу з використанням сучасних лабораторних приборів, а саме: різноманітні типи ртутної порометрії (закачування ртуті під високим тиском (*high-pressure mercury intrusion*), закачування ртуті з контрольованою швидкістю (*rate-controlled mercury injection*), різноманітні модифікації скануючої електронної мікроскопії, лабораторні та свердловинні прилади ядерно-магнітного резонансу, адсорбція нітрогену (*nitrogen gas adsorption*), рентгенівська комп'ютерна томографія (*X-ray computer tomography*), розсіювання нейтронів під малими кутами (*small angle neutron scattering*) тощо (Gong et al., 2016; Lai et al., 2016; Wu et al., 2018; Zhang et al., 2016). Особливо важливими перелічені методи є при вивченні будови пустотного простору та прогнозуванні фільтраційних властивостей, а також продуктивності свердловин в низькопористих та нетрадиційних колекторах (Clarkson et al., 2013).

Окремим типом визначення пустотного простору є використання методів вимірювання капілярного тиску (ртутна порометрія, центрифугування та інші), а також ядерно-магнітний резонанс, який є в модифікаціях як лабораторних приладів, так і свердловинних.

Ядерно-магнітний резонанс – це унікальний метод, в якому використовуються постійний магніт, радіочастотний випромінювач та приймач, що дозволяє отримувати інформацію про навколосвердловинне середовище (або ж зразок) зчитуючи сигнал, що приходить тільки від флюїдів, а вплив літології в сучасних приладах відсутній (Coates et al., 1999).

Інформація, отримана приборами ЯМР, що відрізняє їх від всіх інших є наступною:

- визначення кількості флюїдів в породі;
- визначення властивостей внутрішньопорових флюїдів;
- визначення розподілу флюїдів по пустотам різного діаметру.

Тому результати вимірювання ЯМК використовуються для визначення незалежного від літології коефіцієнту ефективної пористості, вивчення розподілу пустот за розміром та насичення пустот вільним флюїдом, визначення типу флюїду, а також для прогнозування проникності.

Приладом ЯМР вимірюється повздовжній ( $T_1$ ) та поперечний ( $T_2$ ) час релаксації ядер водню в породах. У випадку гідрофільної породи величина  $T_2$  від одиничної пористості пропорційна її питомій поверхні, що являється розміром даної пористості. Тому вимірний розподіл сигналу  $T_2$  відповідає розподілу пустотного простору. Швидка релаксація відповідає пустотам малого радіусу, довга – крупним пустотам. Розподіл поперечного часу релаксації в гранулярних породах-колекторах близький до логнормального, тому  $T_2$  зручно представляти у вигляді середньої геометричної чи логарифмічної величин (Tiab & Donaldson, 2015).

При дослідженні коефіцієнтів пористості та проникності, вимірних на керновому матеріалі, з врахування логнормальності розподілу поперечного часу релаксації за ЯМР, спеціалістами Schlumberger Doll Research (Kenyon et al., 1988) розроблена наступна модель проникності:

$$k = aT_{2gm}^2 \phi^4;$$

де  $k$  – коефіцієнт проникності (в мД),  $T_{2gm}$  – логарифмічний середній час релаксації, (в мс);  $\phi$  – коефіцієнт пористості за ЯМК (долі одиниці),  $a$  – емпіричний коефіцієнт, що залежить від типу породи-колектора.

Одним з найперших та досі найбільш використовуваних результатів вимірювання ЯМК є розділення пустотного простору на дрібні пустоти, що наповнені капілярно та абсорбційно зв'язаною водою чи вуглеводнями, а також на пустоти, крізь які вільно фільтрується флюїд (рис.1.3). За рахунок даної особливості результати ЯМР можуть бути використані для характеристики пустотного простору, класифікації розрізу за фільтраційними властивостями (ефективним пустотним простором) та для визначення фільтраційних параметрів (індекс вільного флюїду, індикатор зони фільтрації та ін.), а також прогнозування проникності. Варто зазначити, що результативність залежить від калібрування свердловинного приладу ЯМР за результатами лабораторних вимірювань (ЯМР, капілярного тиску), чи свердловинних (опробування на приток флюїду) в зоні інтересу.

Теоретичною моделлю прогнозування проникності, що базується на використанні ефективного пустотного простору з ЯМР є модель представлена Коутсом (або ж Timur-Coates) (Coates et al., 1998; Timur, 1968b):

$$k = \left[ \left( \frac{\phi}{C} \right)^2 \left( \frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2;$$

$k$  – проникність пласта (в мД),  $\phi$  – відкрита пористість (в долях од.), FFI – індекс вільного флюїду (free fluid index), BVI – об'єм залишкової води (bulk volume irreducible),  $C$  – емпіричний коефіцієнт, залежить від умов осадонакопичення.

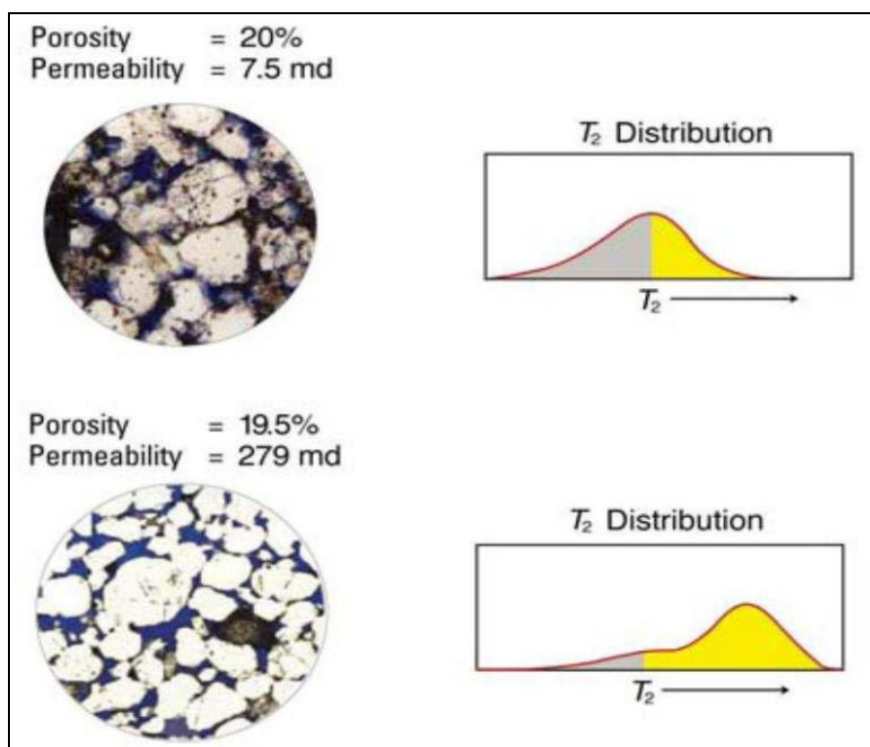


Рисунок 1.3. Розподіл поперечного часу релаксації ( $T_2$ ) в двох зразках, що мають доволі близьку пористість та різну проникність (Coates et al., 1999). Porosity – коефіцієнт пористості, Permeability – коефіцієнт проникності,  $T_2$  Distribution – розподіл поперечного часу релаксації

Модель вільного флюїду може використовуватися як в водо- так і насичених вуглеводнями породах-колекторах в той час, як модель логарифмічного розподілу  $T_2$  – тільки в водонасичених (Marschall et al., 1997).

Прогнозування проникності як з ЯМР, так і з кривих капілярного тиску базуються на співставленні експериментальних і теоретичних моделей та залежностей. При кореляції кривих капілярного тиску та проникності встановлено, що параметр який отримується з особливостей пустотного простору при капілярметрії та пов'язаний з проникністю – це розмір каналів фільтрації. Важливим є зазначити, що методи ЯМР визначають розмір “тіла” пористості, а методи ртутної порометрії переважно розмір каналів фільтрації (пустотних каналів) (Kenyon, 1997). Хоча при дослідженні ЯМР вимірюється розмір власне пористості, проте, як показують дослідження, в більшості пісковиків та в деяких карбонатах

існує залежність між розміром пустот та розміром каналів фільтрації. Тобто, прогнозування фільтраційних властивостей та класифікація розрізу з використанням ЯМК буде коректною, коли в досліджуваних породах зберігається залежність – збільшення розміру пустот призводить до збільшення розміру каналів фільтрації (збільшення ефективного пустотного простору, що бере участь в фільтрації флюїду).

Як вже зазначено, структуру пустотного простору можна описувати за геометрією окремих пустот, а також каналів з'єднання між пустотами. Доволі популярним способом описати пустотний простір порід є застосування фрактальної геометрії. При використанні фракталів можливим є опис геометрії пустотного простору, а саме: форми пустот, їхнього розміру, радіусу каналів фільтрації та їхньої звивистості. Для даних задач найкраще підходять результати вимірювання капілярного тиску, ЯМР, електронна мікроскопія та мікрокомп'ютерна томографія. Опробування моделей прогнозування проникності з вивчення пустотного простору підходом фрактальної геометрії для гірських порід та пористих матеріалів показано в роботах (Costa, 2006; Ghanbarian & Hunt, 2017; Hansen & Skjeltorp, 1988; Pape et al., 1999; Yu & Cheng, 2002).

Якщо розглядати пустотний простір як набір різнотипних пустот, а саме: міжзернових, вторинних, тріщин та каверн, то існують підтверджені на практиці теоретичні моделі та апарати, що дозволяють охарактеризувати його за допомогою каротажних та лабораторних електричних та акустичних приладів.

Доволі поширеним методом для прогнозування проникності, який використовується при крос-дипольних дослідженнях є використання хвиль Стоунлі. Хвилі Стоунлі – низькочастотні хвилі, що поширюються вгору та вниз від трансмітера по стовбуру свердловини з частотою від 600 Гц до 5 кГц, поширення яких відбувається по свердловинних флюїдах на границі зі стовбуром свердловини. Енергія даних хвиль поширюється переважно по поверхні пластів, проте, відбувається розсіювання та згасання навпроти проникних інтервалів; під тиском хвилі відбувається свого роду проникнення бурового розчину в пласт (схожий процес на швидкі гідравлічні випробування пропластків). Наведена особливість дає

змогу використовувати акустичні вимірювання для виділення в розрізі інтервалів з рухомим флюїдом, що є ознакою проникних пластів порід-колекторів.

За хвилями Стоунлі процес виділення тріщинуватих зон, а також коефіцієнту проникності є наступним (Crain, 1986):

1) моделювання інтервального часу проходження хвиль Стоунлі в непроникних інтервалах:

$$DTST^2 = (\sigma_{fl} * DTS^2 / \sigma_b) + DTC_f^2;$$

де  $DTST$  – інтервальний час проходження хвиль Стоунлі,  $\sigma_{fl}$ ,  $\sigma_b$  – об’ємна густина флюїду та інтервалу відповідно,  $DTS$  – інтервальний час проходження поперечної хвилі,  $DTC_f$  – інтервальний час проходження повздовжньої хвилі в свердловинних флюїдах.

2) визначення індексу проникності Стоунлі ( $STI$ , Stoneley permeability index; знаходиться в межах 0-1), розраховується як відношення виміряного  $DTST$  до змодельованого в непроникних інтервалах:

$$STI = \frac{DTST}{\sqrt{\left(\frac{\sigma_f * DTS^2}{\sigma_b}\right) + DTC_f^2}};$$

На індекс проникності Стоунлі впливає наявність глинистої кірки на стінках свердловини та властивості пластових флюїдів.  $STI$  не є кількісним показником проникності чи руху флюїдів, проте дозволяє ідентифікувати інтервали, в яких і відбувається рух флюїду. Як вже згадувалося раніше, основні чинники, що впливають на проникність це: розмір та розподіл радіусів каналів фільтрації (гирла пустот), форми та розміри пустот, а  $STI$  є тільки показником звивистості.

3) при поєднанні перелічених вище факторів створено концепт Індекс фільтруючої зони (Flow zone index):

$$FZI = IMF * (STI - 1);$$

де  $IMF$  – емпіричний коефіцієнт узгодженості індексу фільтруючої зони, що залежить від літології та мінерального складу інтервалу (приклади розрахунків, та числових значень для основних типів мінералів можна знайти в Crain's Petrophysical

Handbook, та в інтерпретаційних рішеннях сервісних компаній, наприклад, Schlumberger).

4) коефіцієнт проникності через хвилі Стоунлі ( $k_{st}$ ) визначається через  $FZI$  та коефіцієнт відкритої пористості:

$$k_{st} = mk * FZI^2 * \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2};$$

де  $mk$  – коефіцієнт калібрування (зазвичай 1014).

Наведений вище метод має обмеження: наявність однофазного флюїду, незначні зміни температури, незначна зміна глинистої кірки та її властивості, гарної якості стовбур свердловини та, звісно, кернові дані, або ж результати випробувань на приток флюїду.

Хоча і підхід до прогнозування проникності за хвилями Стоунлі використовується на практиці, про що говорить ряд теоретичних (Norris, 1989; Tang et al., 1991; Winkler et al., 1989) та практичних (Brie et al., 2000; Endo et al., 1997; Qobi et al., 2001) публікацій. Проте, як стає зрозуміло з описаної методики, прогнозування проникності через хвилі Стоунлі не включає в повній мірі особливостей будови пустотного простору, а радше наявність провідних флюїдних тріщин, що в більшій мірі підходить для карбонатних порід-колекторів, ніж для теригенних. Однак, в роботі (Bala, 2010) показано, що підхід до прогнозування проникності з використанням хвиль Стоунлі дає стійку кореляцію з лабораторними вимірюваннями в анізотропних тонкошаруватих піщано-глинистих інтервалах.

Важливо зазначити, що для більш точного виділення та характеристики тріщинуватих зон варто комплексувати результати свердловинних досліджень мікроіміджерів та крос-дипольних приладів (Jun et al., 2017).

В роботах вітчизняних вчених продемонстровано використання акустичних даних в поєднанні з петрофізичною інформацією для визначення структури пустотного простору (кількісного вмісту первинних та вторинних пустот, а також тріщин та каверн в породах), прогнозування проникності та продуктивності пластів (Продайвода et al., 2011). Даний підхід опробований на значній кількості карбонатних та теригенних резервуарів Дніпровсько-Донецької западини (Безродна

& Антонюк, 2018; Вижва & Безродна, 2016; Олійник, Антонюк, Безродна, et al., 2020).

Значний внесок в вивчення пустотного простору, а саме, в дослідження природніх тріщинуватих порід зробив Aguilera R. Даним автором опрацьовано, узагальнено та запропоновано нові моделі для виділення тріщинуватих інтервалів, прогнозування коефіцієнта тріщинної пористості, тріщинної проникності та визначення коефіцієнта нафтогазонасичення в природних тріщинуватих резервуарах (Aguilera, 1995).

### **1.5. Статистичні підходи при дослідженні геологічного розрізу та прогнозуванні колекторських властивостей**

Як вже було зазначено, в нафтогазовій практиці при комплексному дослідженні резервуарів, побудові статичних та динамічних моделей часто використовуються методи класифікації, що являють собою доволі зручний інструмент при виділенні близьких або ж однотипних інтервалів та розповсюдженні властивостей між ними. Одним з найбільш вживаних в світовій практиці методів класифікації розрізу є електрофації. Даний термін запропонований (Serra & Abbott, 1980) та означає комплекс показів каротажних приладів, що характеризує інтервал та відрізняє його від інших. Зрозумілим є те, що в залежності від комплексу каротажних кривих, що використовуються при дослідженні, електрофації можуть не співпадати з геологічними фаціями. В основі класифікацій за комплексом показів каротажних приладів лежить статистичний аналіз, а саме: метод головних компонент (principal component analysis), багатоваріантна статистика та непараметрична регресія (Multivariate Analysis and Nonparametric Regression), дерева прийняття рішень в навчанні (Classification Trees), алгоритми нейронних мереж та інші типи кластерного аналізу.

Одна з перших систем для автоматичного розподілу розрізу порід на однотипні інтервали за каротажними даними називається FACIOLOG, а в її основі лежить використання методу головних компонент (Wolf & Pelissier-Combescure, 1982).

Зараз різнотипні алгоритми класифікації розрізу реалізовано практично у всіх сучасних системах інтерпретації каротажних даних.

В роботах (Lee et al., 2002; Lee & Datta-Gupta, 1999) зроблено висновки, що використання електрофаціальної класифікації в поєднанні з непараметричною регресією – це практичний метод, що зі значною точністю дозволяє прогнозувати проникність, навіть в складнопобудованому карбонатному розрізі. Також даними авторами зазначається, що використання електрофаціального підходу (статистичного аналізу) дозволяє з більшою точністю спрогнозувати коефіцієнт проникності в свердловинах з відсутнім керном, ніж літофаціальні підходи та методика гідравлічного потоку флюїду.

Значний внесок не тільки в практичне використання, а й в розробку додаткових алгоритмів та підходів до електрофаціальної класифікації зроблено (Rabiller et al., 2001; Ye & Rabiller, 2000, 2005). Одним з таких є метод поступової інтеграції (progressive integration method), що включає в себе покрокову комбінацію кривих, які визначають мінералогічні, літологічні, акустичні, геомеханічні та фільтраційні властивості порід для створення кінцевого фаціального розподілу, що в повній мірі охарактеризує розріз. Розроблені даними авторами підходи реалізовані в модулі Facimage програмного забезпечення Geolog від Paradigm, який є одним з кращих у галузі для задач класифікації розрізу та прогнозу петрофізичних параметрів.

В останні десятиліття в нафтогазових задачах доволі популярним стало використання підходу *машинного навчання*, а саме алгоритму штучних нейронних мереж (ШНМ). Найчастіше ШНМ використовуються в задачах реконструкції відсутніх каротажних кривих та прогнозуванні кривої з комплексу інших вхідних даних (Asoodeh & Bagheripour, 2012; Cranganu et al., 2015; Saggaf & Nebrija, 2003; Van der Baan & Jutten, 2000; Zhang et al., 2018); при прогнозуванні петрофізичних властивостей та параметрів (Ahmadi et al., 2013; Aminian et al., 2003; Chen & Lin, 2006; Fung et al., 1997; Helle et al., 2001; Huang et al., 1996); при класифікації розрізу та виділенні однотипних інтервалів, а також, прогнозуванні літології (Hossain et al., 2020; Nashawi & Malallah, 2009; Rogers et al., 1992; Sahoo & Jha, 2017), підвищенні інформативності та роздільної здатності каротажних кривих (Карпенко et al., 2010).

Результативність використання алгоритму ШНМ залежить від складності розрізу, комплексу вимірювань, якості даних та вірності підбору вхідних даних.

### **1.6. Дослідження фізики порід в задачах визначення петрофізичних властивостей порід**

Одним з найважливіших підходів в дослідженні покладів вуглеводнів на даний час є кількісна сейсмічна інтерпретація. Даний підхід базується на вивченні амплітуд сейсмічного сигналу для встановлення взаємозв'язку останнього з літологічними особливостями розрізу, петрофізичними властивостями (пористість, проникність) та насиченням інтервалів. В наведених дослідженнях “мостом” між сейсмічними даними та геологічним середовищем є дослідження *фізики порід*. Фізика порід (rock physics, або ж вітчизняній літературі петроакустика, сейсмоакустика) досліджує вплив літологічних чинників та петрофізичних властивостей порід, таких як: компонентний склад (особливо вміст глинистих мінералів), пористості, насичення, анізотропії, температури та тиску на пружні властивості порід (об'ємну густину, швидкість проходження повздовжньої та поперечної хвиль, модулів пружності). Дослідження фізики порід є інструментом в вивченні та розповсюдженні (звісно в комплексі з сейсмічними даними) фільтраційно-ємнісних властивостей в межах резервуару, а також підходом до класифікації порід.

Одними з найбільш вагомих досліджень в області фізики порід є:

- оцінка границь модулів пружності (Hashin & Shtrikman, 1963; Hill, 1952; Reuss, 1929; Voigt, 1910);
- рівняння визначення пористості за акустичним каротажем (Raïga-Clemenceau et al., 1986; Raymer et al., 1980; Wyllie et al., 1956);
- підхід до визначення пружних властивостей пластових флюїдів (Batzle & Wang, 1992);

- вплив флюїдонасичення на пружні властивості (Biot, 1956; Dvorkin et al., 2007; Gassmann, 1951; Han, 1992),
- дослідження анізотропії пружних властивостей (Thomsen, 1986);
- прогнозування швидкості проходження поперечної хвилі (Castagna et al., 1985; Greenberg & Castagna, 1992; Vernik & Kachanov, 2010).

Серед вітчизняних, варто виділити дослідження кафедри геофізики ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка з моделювання пружних властивостей, дослідження зміни  $V_p$ ,  $V_s$ , пористості з стисненням (Вижва et al., 2017); анізотропії пружних властивостей (Безродна et al., 2019; Вижва et al., 2018); моделювання структури пустотного простору за даними петроакустичних досліджень (Вижва & Безродна, 2016).

Окрім цього проводилися дослідження з прогнозування інтервального часу проходження повздовжньої хвилі за відсутності запису каротажу за компонентним складом та пористістю порід (Колісніченко et al., 2014), визначенні пористості газонасичених порід колекторів (Солодкий & Карпенко, 2013), дослідження впливу літології, пористості та насичення на пружні властивості (Tylor-Jones et al., 2019).

Також важливим питанням в дослідженні впливу насичення на пружні властивості є визначення глибини проникнення фільтрату бурового розчину в пласт (Карпенко et al., 2020; Миронцов, 2012), а також насичення зони проникнення.

В даному розділі наведені основні дослідження з тематик прогнозування проникності, класифікації порід за петрофізичними, а особливо, фільтраційними властивостями, вивчення пустотного простору порід колекторів. Приведені фундаментальні, теоретичні та емпіричні моделі використовуються досі в різних модифікаціях, що застосовують їх під конкретний набір вхідних параметрів, а також для особливостей басейну чи покладу. Наведемо деякі з них: використання моделі залишкового водонасичення в прогнозуванні проникності (Тімура, Коутса) (Соболь & Карпенко, 2021), використання дослідження структури пустотного простору та методики фрактальної геометрії для прогнозування проникності (Dou et al., 2021; Ni et al., 2021), використання алгоритму нейронних мереж в задачах петрофізики (Menke et al., 2021; G. Zhang et al., 2021); прогнозування проникності з

використанням класифікації розрізу за фільтраційними зонами (Kantaatmadja et al., 2021); класифікація розрізу резервуару на однотипні інтервали (Faramarzi-Palangar et al., 2021; Soleymanzadeh et al., 2021; Zhang & Cai, 2021).

Опрацьовано матеріали з дослідження фізики порід, які опубліковані іноземними та вітчизняними науковцями. У вітчизняній петрофізичній практиці при визначенні пористості за каротажними даними фактично не враховується вплив флюїдів, насичуючих інтервали порід-колекторів. Тому в даній роботі автор проведе дослідження впливу газонасичення на пружні властивості порід, що особливо важливо в вивченні ущільнених порід-колекторів, визначенні їхньої пористості та прогнозуванні петрофізичних властивостей.

Також в розділі опрацьовано публікації, в яких висвітлено широкий спектр застосування методів машинного навчання, а саме алгоритму штучних нейронних мереж в задачах петрофізики. В даній роботі буде показано їх результативність, а також обмеження використання нейронних мереж при дослідженні покладів ущільнених порід-колекторів, враховуючи специфіку вітчизняних даних.

### ***Висновки до першого розділу***

1. Встановлено, що на даний час немає ефективного та однозначного методу для прогнозування проникності. Найкращими підходами є аналіз літологічних особливостей порід, вивчення будови пустотного простору за лабораторними та свердловинним дослідженнями і комплексування їх;

2. Встановлено, що в задачах вивчення та прогнозування фільтраційних властивостей стійкий результат отримується при розподілі перспективних інтервалів на групи. Реалізація відбувається з використанням лабораторного дослідження керну та свердловинних вимірювань методом ядерно-магнітного резонансу з наступним виділенням в розрізі однотипних за фільтраційними властивостями інтервалів та розповсюдженні результатів вивчення на інші свердловини родовища;

3. Визначено, що методи машинного навчання, а саме алгоритми ШНМ широко застосовуються в задачах петрофізики, а саме при прогнозуванні відсутніх даних, та класифікації порід за петрофізичними властивостями. Проте, у вітчизняній нафтогазовій практиці, даний підхід не є поширеним, тому автором в роботі буде показано застосування та обмеження АШНМ при розв'язанні задач петрофізики;

4. За аналізом літературних джерел автором встановлено, що наявність навіть незначного вмісту газу в зоні проникнення пласта впливає на покази каротажних приборів. Тому важливим є дослідження даного ефекту у відкладах середнього карбону, для достовірного визначення петрофізичних властивостей, а також їх прогнозування.

## **РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА, ЛІТОЛОГІЧНІ ТА ПЕТРОФІЗИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ВІДКЛАДІВ ВЕРХНЬОГО ТА СЕРЕДНЬОГО КАРБОНУ ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДДЗ**

Основною метою даної роботи є дослідження фільтраційних властивостей традиційних та низькопористих порід колекторів, впровадження міжнародних практик в області прогнозування колекторських властивостей та класифікації порід, рекомендації щодо найбільш практичних підходів в петрофізичне вивчення порід-колекторів, враховуючи специфіку методів вітчизняного дослідження на прикладі відкладів касимівського та московського ярусів приосьової зони ДДЗ. Як було сказано в Розділі 1, одним з найкращих підходів до прогнозування петрофізичних властивостей є класифікація розрізу за геологічними чи геофізичними особливостями. Надзвичайно важливою інформацією для класифікації розрізу є не лише петрофізичні властивості порід, а й літологічні особливості та мінеральний склад порід, тип осадконакопичення, тектонічний режим та нафтогазоносність ділянок, що в процесі дослідження дозволить пов'язати колекторські властивості з геологічними особливостями площ.

При написанні даної роботи використано результати лабораторних досліджень, каротажних вимірювань та інформацію про геолого-геофізичне вивчення перспективних на колекторські властивості відкладів касимівського та московського ярусів з трьох районів приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини: центральної, східної та південно-східної (Рис.2.1).

Однією з особливостей представлених в роботі теригенних порід-колекторів є те, що відклади касимівського ярусу складені традиційними породами-колекторами, а московського ярусу – переважно ущільненими.

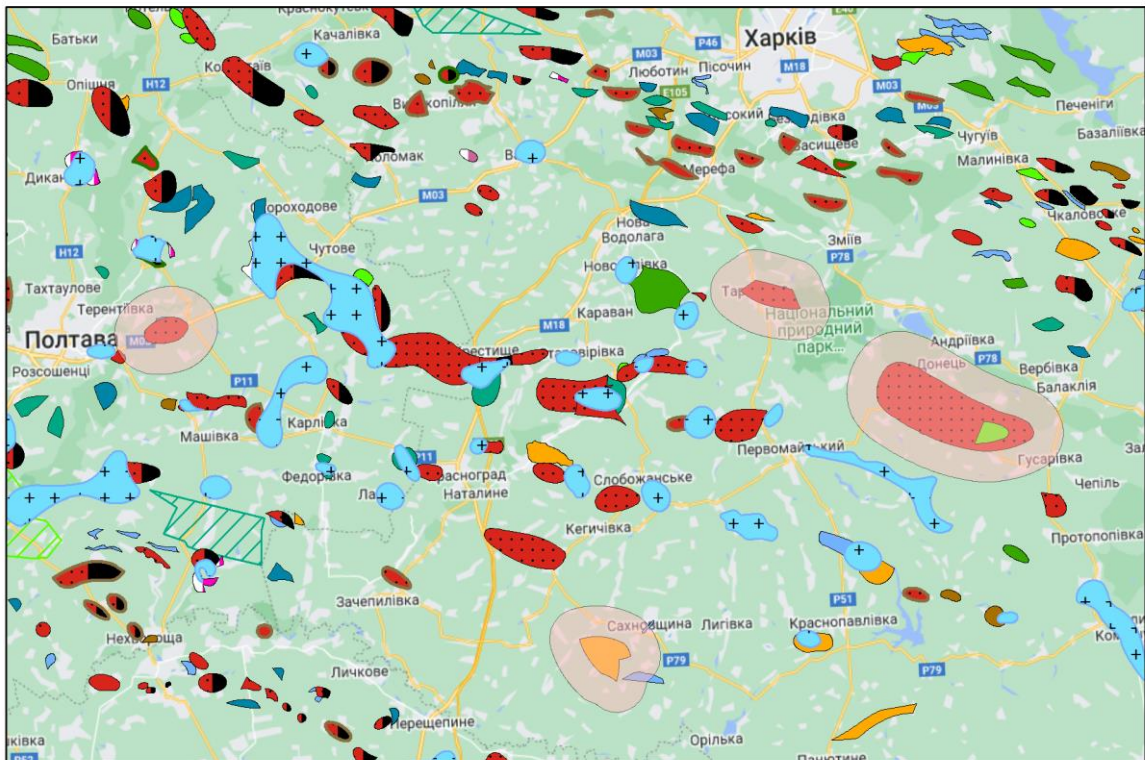


Рисунок 2.1. Карта розташування площ приосьової зони ДДЗ, що розглянуті в роботі

## 2.1. Основні особливості традиційних і нетрадиційних порід-колекторів ДДЗ

До традиційних покладів вуглеводнів відносять такі, що залягають в піщаних, піщано-глинистих та карбонатних породах з гарними фільтраційно-ємнісними властивостями в структурних чи літологічних пастках, з яких видобуток проводиться без додаткових затрат.

Що стосується нетрадиційних покладів вуглеводнів, то вони поділяються на:

- материнські породи, куди входять глинисто-піщані, глинисто-карбонатні чи карбонатні породи та вугілля;
- магматичні та метаморфічні породи;
- ущільнені теригенні та карбонатні породи, вилучення вуглеводнів з яких вимагає додаткової стимуляції (інтенсифікації), що призводить до збільшення

використання різноманітних інженерних технологій, що в свою чергу збільшує економічні витрати.

При аналізі історії видобутку та опробування піщаних інтервалів, насичених вуглеводнями, встановлено, що при коефіцієнті проникності менше за 0,1 мД без додаткової стимуляції не можливо отримати промисловий приплив. Спираючись на дане твердження, в Сполучених Штатах Америки в 1978 видано Акт газового курсу (United States Gas Policy Act), в якому охарактеризовано ущільнені породи-колектори (tight gas formation) як такі, де коефіцієнт проникності в пластових умовах менше 0,1 мД (Kazemi, 1982). В Україні тематикою дослідження покладів газу ущільнених пісковиків займалися Карпенко О.М., Михайлов В.А., Кашуба Г.О. та інші (Вакарчук et al., 2013; Ковшиков et al., 2018). Враховуючи, що промисловий приплив визначається багатьма геологічними факторами, що впливають на економічні витрати, зокрема, вартість вуглеводнів, розвиток технологій, а також вартість побудови інфраструктури для транспортування та переробки вуглеводнів, визначення “ущільнені породи-колектори” є більш економічним та покликаним зменшити рентні платежі для видобутку.

На даний час існує дві різні теорії, за допомогою яких характеризують ущільнені породи-колектори, в залежності від вибору якої в значній мірі відрізняється підхід до розвідки покладів, а також загальні світові ресурси газу ущільнених колекторів (Aguilera & Harding, 2008). Однією з теорій, що характеризує геологічні фактори, за якими породи-колектори відносять до ущільнених, є теорія газу центрально-басейнового типу (Law, 2002), а іншою – акумуляція газу в низькопроникних ущільнених пісковиках в пастках традиційного типу (Shanley et al., 2004). Схематичне зображення нафтогазової системи традиційних та нетрадиційних покладів показано на рисунку 2.2.

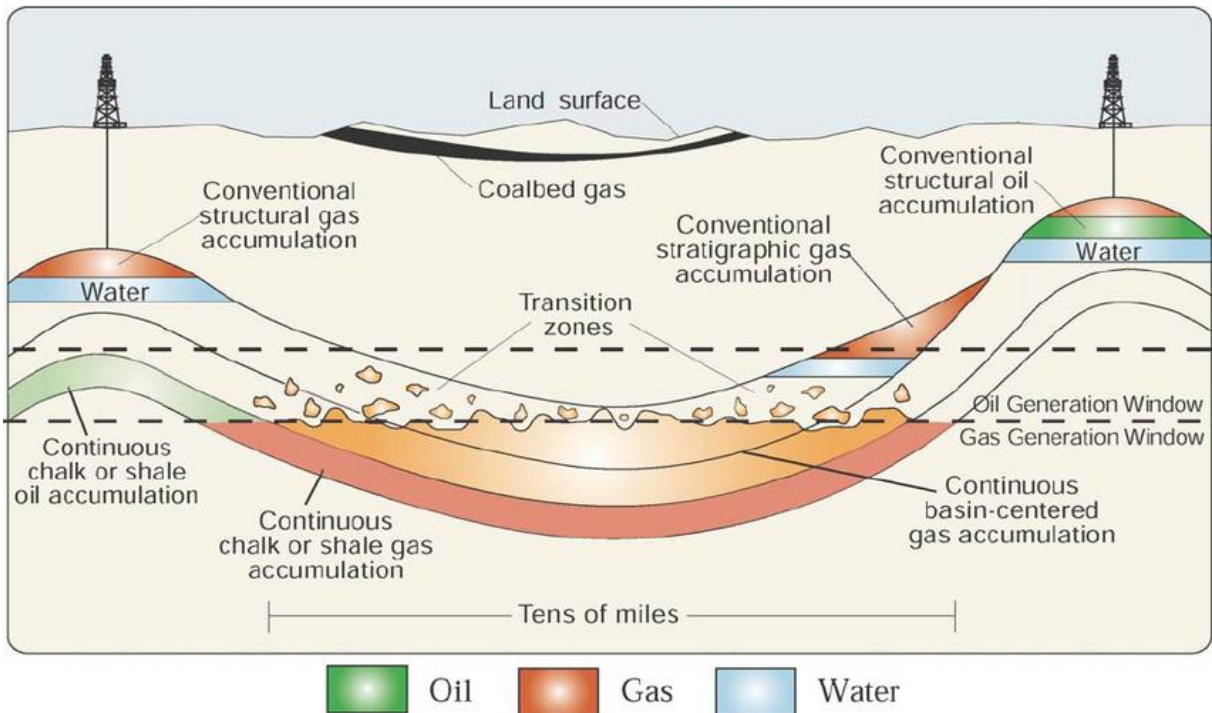


Рисунок 2.2. Схематичне зображення нафтогазової системи покладів традиційного та нетрадиційного типів (Schenk & Pollastro, 2002) :

coalbed gas – метан вугільних пластів; conventional structural gas/oil accumulation – традиційна структурна пастка з газом/нафтою; conventional stratigraphic gas accumulation – традиційна стратиграфічна пастка з газом; gas/oil generation window – “вікно” (зона) генерації газу/нафти; continuous basin-centered gas accumulation – пастка газу центрально-басейнового типу

Згідно ряду досліджень (Camp, 2008; Law & Spencer, 1989) для того, щоб віднести нафтогазову систему до газу центрально-басейного типу необхідно виконання трьох геологічних факторів:

- 1) значне регіональне розповсюдження - десятки кілометрів в радіусі;
- 2) низький коефіцієнт проникності - менше 0,1 мД;
- 3) аномальні пластові тиски, аномально високі чи аномально низькі;
- 4) наявність газу в пластах;
- 5) відсутність газо-водяного контакту.

Також однією з важливих характеристик покладів газу центрально-басейнового типу є те, що формування пастки відбувається за рахунок капілярних сил в покладі.

В роботі (Shanley, 2004) на прикладі басейну Greater River, запропонована теорія за якою частина покладів газу ущільнених колекторів знаходиться в пастках структурного чи літологічного типу, що й відрізняє даний тип покладів від газу центрально-басейнового типу. Однією з особливостей даного типу покладів окрім наявності традиційної пастки є система вуглеводнів, в якій акумуляція газу відбувається за рахунок абсорбції.

Особливості покладів газу ущільнених колекторів східної частини приосьової зони ДДЗ розглядалися автором в співавторстві в роботах (Олійник, Антонюк, & Безродна, 2020; Олійник, Антонюк, Безродна, et al., 2020). В наведених творах досліджено літологічні особливості будови ущільнених порід-колекторів, зв'язок між петрофізичними параметрами та вплив літологічних особливостей на колекторські властивості.

Результати вивчення покладів газу в ущільнених колекторах верхнього та середнього карбону Східної частини Дніпровського-Донецької западини, що проведені в публікаціях поданих вище, а також характеристика покладів нетрадиційного типу, дає змогу віднести низькопористі пісковики верхнього та середнього карбону приосьової зони ДДЗ саме до ущільнених пластів колекторів. В породах-колекторах даного типу газ потрапляє в процесі міграції в пастку та утримується там за рахунок капілярних сил. Важливим є наявність пастки (структурної чи стратиграфічної) для утримування вуглеводнів в покладі. Ризиком даного типу покладу є наявність значної частини капілярно зв'язаної води, яка вивільняється при інтенсифікації інтервалу та створенні градієнту тиску. Наявність значної частини капілярно зв'язаної води пояснюється низькими колекторськими властивостями порід за рахунок специфіки будови пустотного простору. Тобто, при малому радіусі каналів фільтрації, або малому радіусі гирла пустот створюються капілярні сили, що заважають витіснити воду вуглеводнями в процесі міграції.

Для відокремлення продуктивних та ущільнених порід на практиці використовується встановлення граничного значення коефіцієнту пористості ( $K_p$ ). Варто зазначити, що граничне значення пористості враховує фільтраційні властивості інтервалу та вказує при якому найнижчому (критичному)  $K_p$  можливо

отримати промисловий приплив флюїду. Є декілька підходів для визначення граничного значення  $K_{п}$ , найбільш точним серед яких є побудова кумулятивних графіків розподілу пористості в інтервалах, з яких отримали приплив після випробування, та «сухих» інтервалів. Іншим підходом до встановлення граничного значення  $K_{п}$  є побудова графіку зв'язку між коефіцієнтом пористості та коефіцієнтами фазової та абсолютної проникності. В частині графіку, де розходяться криві коефіцієнту фазової та абсолютної проникності  $K_{п}$  є граничним. Даний підхід базується на інформації, що в ущільнених чи щільних породах коефіцієнт фазової проникності близький чи дорівнює нулю (рис.2.3).

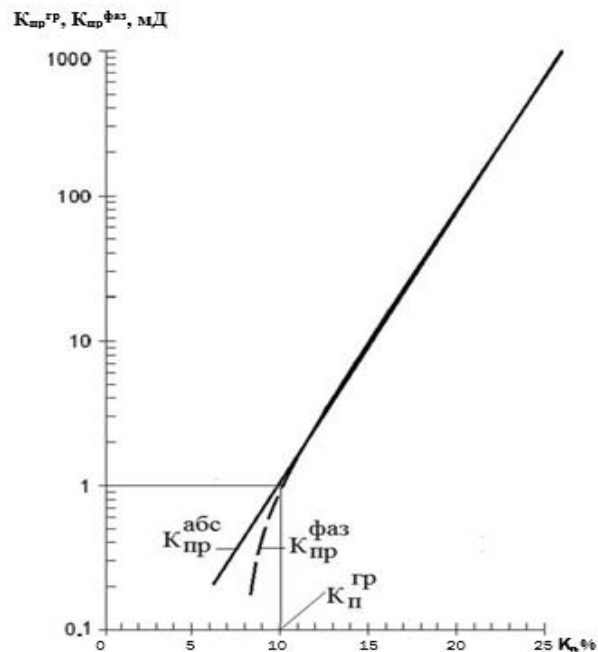


Рисунок 2.3. Зіставлення коефіцієнтів відкритої пористості та абсолютної і фазової проникностей (Ковшиков et al., 2018). ( $K_{п}$ ,  $K_{пгр}$  - коефіцієнти відкритої та граничної пористостей, відповідно;  $K_{пр, абс}$ ,  $K_{пр, фаз}$  - коефіцієнти абсолютної та фазової проникностей відповідно)

Найменш точним, проте, застосовуваним на практиці підходом до встановлення граничного значення пористості є встановлення граничного значення проникності. Для Дніпровсько-Донецької западині для традиційних порід-колекторів класично приймається граничне значенням коефіцієнта проникності в 1 мД. Дане

значення базується на більш ніж сімдесятирічній історії розробки покладів вуглеводнів в ДДЗ, а також на особливостях фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, глибині залягання та взаємодії пластових флюїдів з породами.

Проаналізувавши граничні значення коефіцієнту пористості для продуктивних пластів з родовищ, що розташовані в різних частинах ДДЗ, середнє граничне значення пористості для московських відкладів становить 10,5 % (згідно таблиці 2.1.).

Таблиця 2.1. Граничні петрофізичні параметри для відкладів московського ярусу декількох родовищ Дніпровсько-Донецької западини (Ковшиков et al., 2018).

Назва родовища	Вік	Інтервал досліджень, м	$K_{п гр}, \%$	$K_{г, част. од.}$	$K_{пр}, 10^{-15} м^2$
Борисівське	C <sub>2m</sub>	1870 – 2100	10,0		
Вишневе	C <sub>2m</sub>	2950 – 3100	11,0	0,5	1,0 – 1,1
Волохівське	C <sub>2m</sub>	2800 – 3000	10,5		
Максальське	C <sub>2m</sub>	1750 – 2150	10,5	0,55	0,47
Вільхівське	C <sub>2m</sub>	560 – 1180	13,5		
Марківське	C <sub>2m</sub> -C <sub>2b</sub>	580 – 1700	11,0-12,5		
Кружилівське	C <sub>2m</sub> -C <sub>2b</sub>	500 – 1900	12,0		
Зайцівське	M-2	1400 – 1414	10,5-11,5	0,6	1
Вергунське	M-3	680 – 1102	12,0	0,5	1
	M-4		12,5	0,5	1
	M-5 - M-6		11,5	0,57	1

Що стосується виокремлення перспективних ущільнених інтервалів від щільних на практиці використовуються результати притоку вуглеводнів після проведення інтенсифікації, а також аналіз кривих капілярного тиску (найбільш коректним та практичним методом в ущільнених та низькопористих породах є ртутна порометрія).

## 2.2. Характеристика перспективних відкладів верхнього та середнього карбону центральної частини приосьової зони ДДЗ

Одним з об'єктів дослідження в даній роботі є Східно-Полтавське родовище, яке в *тектонічному відношенні* розташоване в приосьовій зоні ДДЗ, практично на межі північно-західної і південно-східної частин центру грабена, де кристалічний фундамент залягає на глибинах 10,5-12 км. Згідно нафтогазоносного районування родовище приурочене до Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району та знаходиться на межі з Машівсько-Шебелинським.

В осадовому комплексі Східно-Полтавська структура представляє собою пологу брахіантиклінальну складку субширотного простягання з асиметричними крилами (Абанькін & Купчик, 2018).

Згідно *стратиграфічного* вивчення відклади *московського ярусу* залягають на підстилаючих їх башкирських без видимої стратиграфічної перерви. Розріз складений чергуванням аргілітів та пачок пісковиків з прошарками алевролітів і поодинокими прошарками вапняків та доломітів. Відклади об'єднані в літологічні пачки від М-7 до М-1, а розкрита товщина відкладів московського ярусу складає 70-781 м.

Верхньокам'яновугільні відклади *касимвського ярусу* незгідно залягають на відкладах московського ярусу і складені чергуванням потужних пачок пісковиків і глин, алевролітів, зустрічаються малопотужні прошарки вапняків. Інтерес в плані продуктивності викликають тільки відклади нижньої частини ярусу – горизонти К-5 та К-6.

Загальна потужність відкладів верхнього відділу кам'яновугільної системи складає 612-1124 м.

Згідно *умов осадконакопичення* особливості будови кам'яновугільних відкладів відображають короткострокові трансгресивно-регресивні цикли, контрольовані тектонічними та евстатичними коливаннями рівня моря (Dvorjanin et al., 1996). В районі Східно-Полтавського родовища спостерігається перехідне флювіо-дельтоїдне середовище з локальними коливаннями рівня моря, які

визначають перехідну зону від річкових русел до пляжів, сформованих під впливом хвильових потоків та гирлових барів між касимівськими та московськими стратиграфічними зонами.

Найглибшим продуктивним горизонтом, пробуреним на Східно-Полтавському родовищі, є московський ярус кам'яновугільного періоду. Даний горизонт характеризується наявністю глинистих пластів, які перешаровуються з пісковиками і демонструють цикли з тенденцією як до зменшення, так і до збільшення розміру зерен вгору по розрізу, що пов'язується з мілководними морськими трансгресіями та регресіями річково-дельтового середовища.

Касимівські відклади демонструють серію трансгресивно-регресивних циклів дельтових пісковиків та глин, які під впливом флювіальних процесів, вгору по розрізу стають більш бриловими та переходять у пісковики (Schlumberger, 2020).

В межах родовища *продуктивними* є відклади касимівського та московського ярусів, що складаються з продуктивних горизонтів К-5 – М-7. Варто зазначити, що відклади касимівського ярусу та верхньої частини московського (горизонт М-1) характеризуються як традиційні породи-колектори, а горизонти М-2 ÷ М-7 московського ярусу є ущільненими. За рахунок даної особливості наведені горизонти варто розглядати окремо.

Для характеристики *літологічних особливостей* продуктивних пластів Східно-Полтавського родовища проведено аналіз результатів лабораторного вивчення кернового матеріалу. В процесі пошуково-розвідувального буріння з продуктивної частини розрізу свердловин відібрано 335,15 м кернового матеріалу, а з газонасиченої – 113,4 м.

При аналізі *макропетрографічного* опису кернового матеріалу касимівських відкладів, проведеного в лабораторії УкрНДІгаз (Лизанець et al., 2019), відмічається, що породи-колектори представлені світло-сірими різнозернистими пісковиками (рис. 2.4) з розміром зерен від дрібно-середньозернистого до крупнозернистого.



Рисунок 2.4. Фотодокументація керового матеріалу касимівського ярусу, представленого пісковиками з чітко помітною шаруватою текстурою

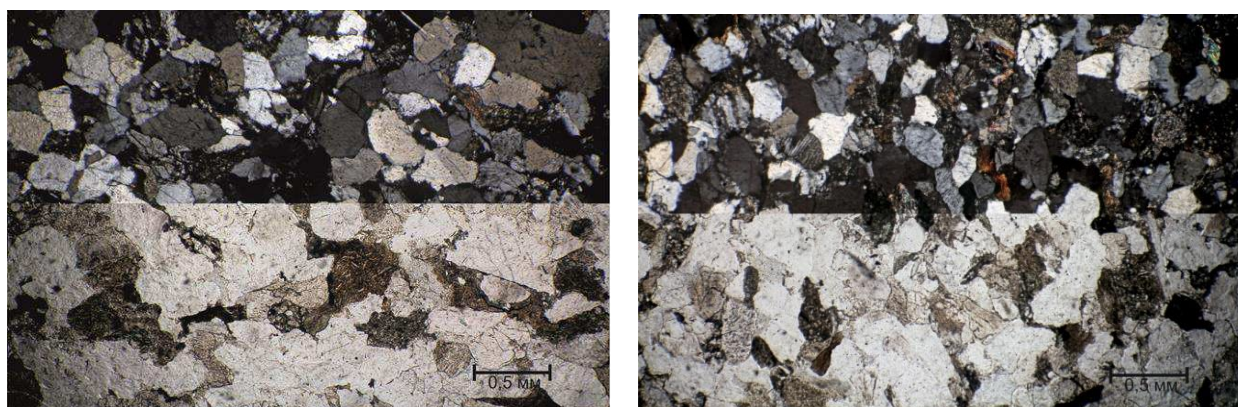
За ступенем цементації породи – середньозцементовані, з переважно глинистим, в деяких ділянках глинисто-карбонатним цементом. Текстура переважно косошарувата, орієнтована під кутом  $70-90^\circ$  до осі керну, шаруватість утворена за рахунок зміни зернистості та наявності тонких прошарків, збагачених вуглисто-глинистим матеріалом, в деяких кернах текстура практично не проявлена. У породах відзначаються звивисті прошарки вуглистої речовини та сплюснені вуглефіковані

залишки, а також дрібна галька та уламки, складені темно-сірим алевритовим аргілітом.

За аналізом *мікроскопічних* досліджень пісковики касимівського ярусу являють собою кварцову грауваку з основним контактним регенераційно-кварцовим цементом, з другим по значенню - поровим серицит-гідрослюдисто-кварцовим цементом, також в незначному ступені присутній поровий каолінітовий цемент, або ж поровий кальцитовий цемент.

Структура пісковиків псамітова, текстура – мікрошарувата, зерна кварцу та луски слюди більш-менш витягнуті в одному напрямку.

Кластична частина за складом наступна: кварц ~ 65 %, польові шпати ~5 %, слюди та вуглисті частки ~3 %, уламки порід ~ 27 % (рис.2.5).



а)

б)

Рисунок 2.5. Мікрофотографія шліфів пісковиків касимівського ярусу:

а) середньозернистого, б) дрібнозернистого

Кварцові зерна містять газово-рідинні включення та пилюваті частки по межах зерен, усі зерна мають регенераційні облямівки.

Уламки порід представлені мікрокварцитами, кременями, ефузивними породами і граніто-гнейсами зі значними вторинними змінами та зернами глинистих і алевритових порід. А в деяких пропластках уламки порід переважно кварцового складу також мають регенераційні облямівки.

Польові шпати мають інтерференційне забарвлення у сірих кольорах, полісинтетичні двійники, спайність у одному напрямку. Більшість зерен змінені - пелітизовані та серицитізовані, подекуди відмічаються зерна, що заміщуються карбонатами.

Слюди представлені мусковітом, луски слюди дуже змінені: гідратовані мають яскраві кольори інтерференції, досить часто зонального характеру – від центру до країв, здебільшого деформовані (стиснуті іншими зернами).

Вуглисті частки непрозорі або напівпрозорі бурого кольору, у відбитому світлі білі або жовтуваті, заповнюють проміжки між зернами, деформовані, не мають збереженої клітинної структури.

Цемент складний, переважно контактний регенераційно-кварцовий, контактуючи зерна кварцу зростаються, утворюючи зубчасті контакти та інколи ділянки з структурою, подібною до гранобластової. Другий за значенням цемент – поровий серицит-гідрослюдисто-кварцовий. Також відзначаються нечисленні пори з різним заповненням - каолінітом (характерні темно-сірі інтерференційні кольори, лускуваті і таблитчасті форми, віялоподібні та вермікулітоподібні зростки), з кальцитом та антигенним плагіоклазом (одиночні пори).

Окрім цього на детальних мікрофотографіях помітне ущільнення та часткове розчинення пісковиків, отже вони піддалися вторинним змінам (рис.2.6).

Породи-колектори *московського ярусу* за *макроописом* – пісковики світло-сірого до сірого кольору, різнозернисті від дрібнозернистих до грубо-крупнозернистих, переважно, середньозернисті. Ступінь цементації – середній до високого. Цемент – переважно, контактний регенераційно-кварцовий, другий за визначенням глинистий (каолініт-гідрослюдистий), частково, карбонатно-глинистий. Текстура шарувата, шаруватість коса та косохвиляста, орієнтована під кутами 75-90° до осі керна, підкреслюється листуватими, зрідка тонкими прошарками, що збагачені вуглисто-слюдисто-глинистим матеріалом. Міцність породи середня, ділянками легко розламується в субгоризонтальному напрямку по прихованим тріщинкам.



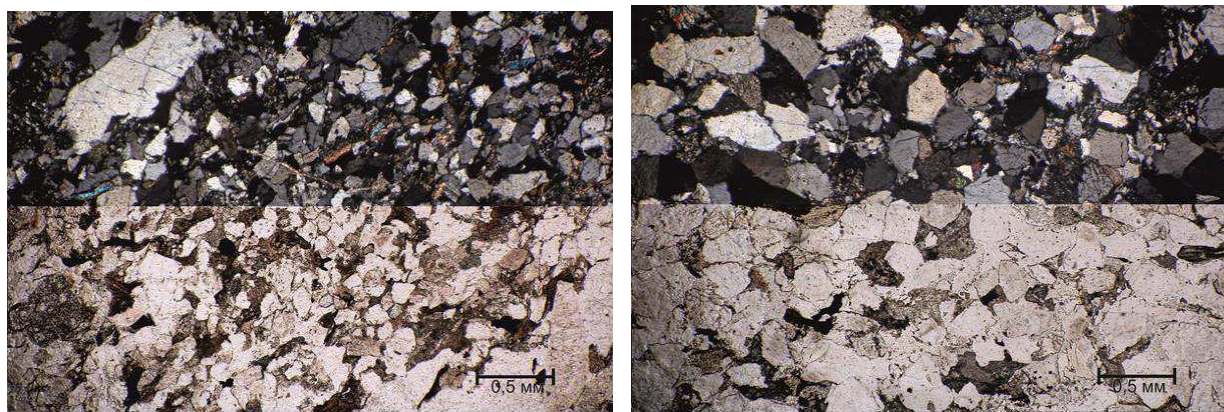
Рисунок 2.6. Фотодокументація кернавого матеріалу московського ярусу, представленого пісковиками з чітко помітною шаруватою текстурою (Лизанець et al., 2019)

За мікроскопічними дослідженнями пісковики різнозернисті – від дрібнозернистих до крупнозернистих (рис. 2.7).

За складом: пісковики – це кварцова граувакка, цемент – контактний регенераційно-кварцовий, другий за значенням – плівково-поровий серицит-гідрослюдисто-кварцовий, в незначному ступені присутній поровий каолінітовий цемент, або ж поровий карбонатний цемент.

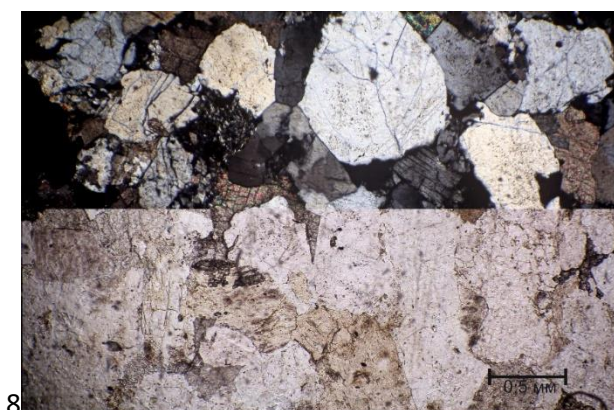
Структура псамітова, текстура безладна.

Кластична частина за складом наступна: кварц ~ 83 %, польові шпати ~ 5 %, уламки порід ~ 10 %, слюди ~ 2%.



а)

б)



в)

в)

Рисунок 2.7. Мікрофотографії дрібно- (а), середньо- (б) та крупнозернистих (в) пісковиків московського ярусу

Кварцові зерна частіше з нормальним згасанням (але, досить розповсюджене і хвилясте, і хмароподібне), містять газово-рідинні включення та пилюваті частки по контуру зерен, усі зерна мають регенераційні облямівки.

Польові шпати мають інтерференційне забарвлення у сірих кольорах, полісинтетичні двійники, інколи так звану мікроклінову решітку, помітна спайність. Більшість зерен зі слідами перетворень до повної зміни зерна – пелітизація та серицитизація.

Уламки порід представлені мікрокварцитами, кременями, ефузивними породами і граніто-гнейсами зі значними вторинними змінами та зернами глинистих і алевритових порід.

В незначній кількості в інтервалі присутні слюди, які представлені переважно мусковітом. Луски слюди дуже змінені: гідратовані, мають яскраві кольори інтерференції, досить часто зонального характеру – від центру до країв, здебільшого деформовані (стиснуті іншими зернами).

Вуглисті частки – непрозорі або напівпрозорі бурого кольору, у відбитому світлі білі або жовтуваті, заповнюють проміжки між зернами, деформовані, не мають збереженої клітинної структури. Цемент складний, переважно поровий каолініт-серицит-гідрослюдистовий частково карбонатний, карбонат в незначному супіні кородує уламкові зерна. Другий за значенням цемент контактний регенераційно-кварцовий, контактуючи зерна кварцу зростаються, утворюючи зубчасті контакти та інколи ділянки з структурою подібною до гранобластової.

При аналізі матеріалів кернавого дослідження особлива увага приділялася наявності *тріщинуватості* (особливо природньої) в пісковиках, так як такі інтервали можуть мати покращені колекторські властивості.

В керні горизонту М-1 спостерігається інтенсивна тріщинуватість через кілька сантиметрів в горизонтальному та вертикальному напрямках звивистої та прямої форми, що розколює кернавий матеріал на дрібні шматки. Окрім цього, спостерігається горизонтальна тріщинуватість через 10-50 см.

У пісковіку горизонту М-2 відзначаються, в основному, вертикальні тріщини, по яким зразки керну розколоті на дрібні штуфи. Також наявні горизонтальні тріщини через 50-100 см.

В горизонті М-4 тріщинуватість розподілена по шару нерівномірно, але тріщини присутні по всьому шару. Переважає близький до горизонтального напрямок розповсюдження тріщин. Наявні як зібрані в групи по 5-15-20 штук, так і поодинокі тріщини. Поблизу тріщин спостерігається зменшення ступеню цементації до слабкого. Спостерігаються як приховані тріщини так і відкриті (рис.2.8), по яких помітно просочування бурового розчину на всю глибину керну. Розповсюджена тріщинуватість як в дрібнозернистих, так і в крупнозернистих пісковиках.

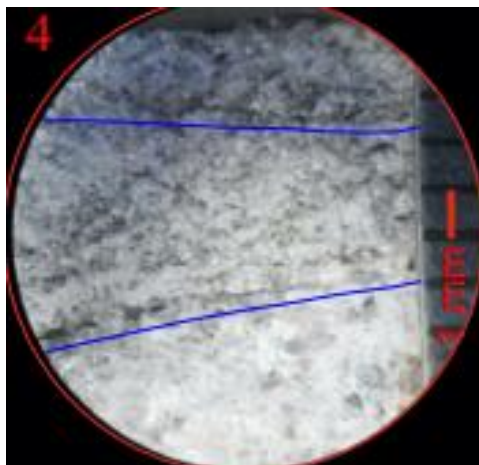


Рисунок 2.8. Фотодокументація відкритих ділянок тріщин товщиною 0,2-0,3 мм в керні пісковуку

Вплив описаної на керновому матеріалі тріщинуватості на колекторські властивості буде досліджено протягом класифікації перспективних порід та прогнозуванні коефіцієнта проникності.

Згідно аналізу коефіцієнтів пористості та проникності (рис. 2.9. та 2.10. відповідно), керновим матеріалом представлено як щільні та ущільнені пісковики, так і традиційні породи-колектори,  $K_{п,в}$  змінюється в пісковиках від 1 до 14,5 % (в глинистих породах від 0,2 %),  $K_{пр}$  в межах 0,03 до 115 мД.

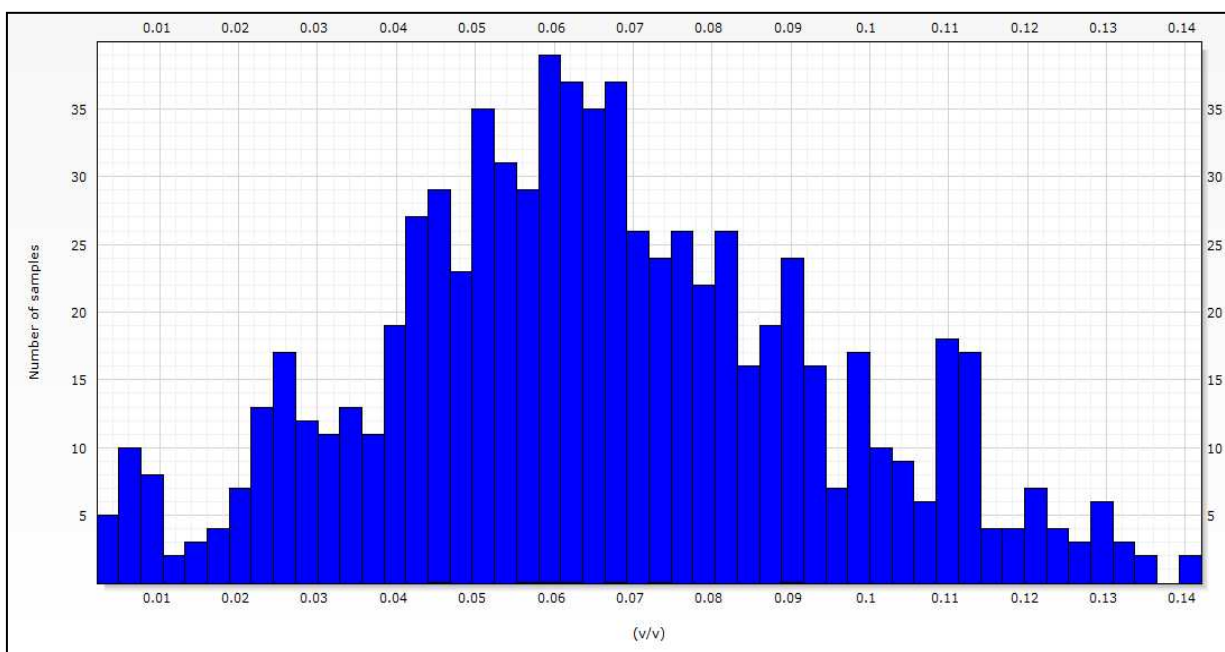


Рисунок 2.9. Гістограма розподілу коефіцієнту пористості в керновому матеріалі касимівських та московських відкладів

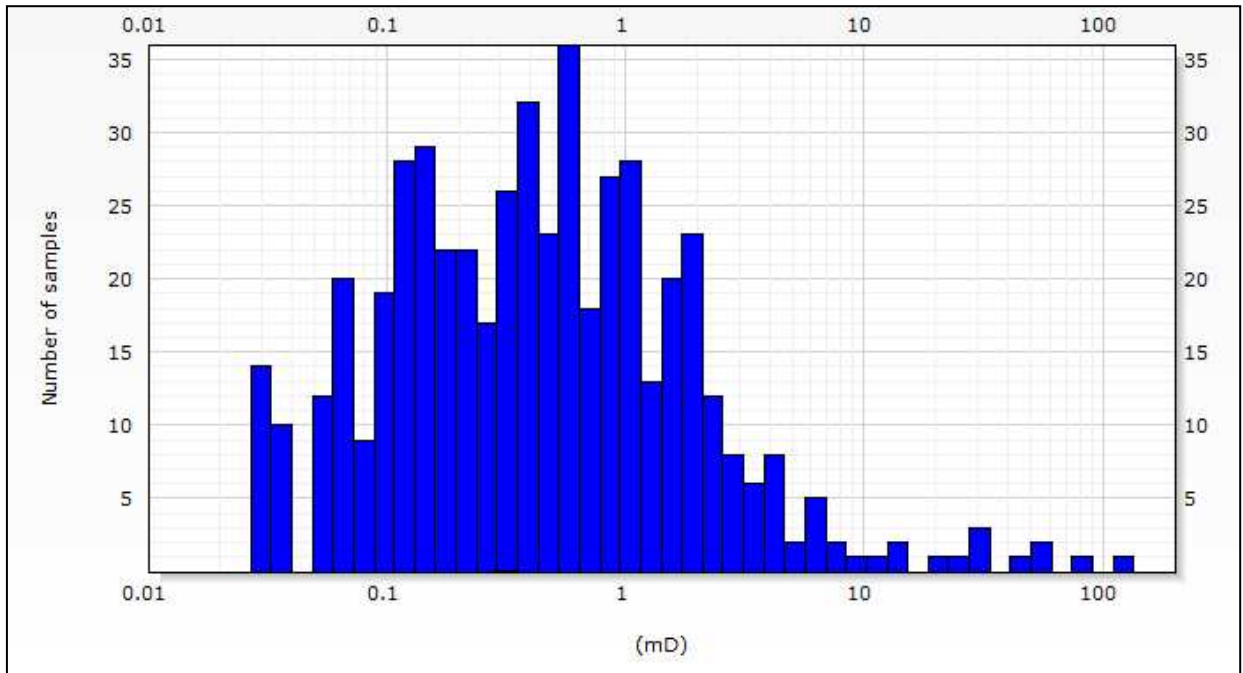


Рисунок 2.10. Гістограма розподілу коефіцієнту проникності в керновому матеріалі касимівських та московських відкладів

Згідно з підрахунком запасів Східно-Полтавського родовища граничні значення коефіцієнту пористості для касимівських та московських відкладів становлять 9 та 7 % відповідно. Проте, при побудові кореляційних залежностей коефіцієнтів пористості та проникності за керновим матеріалом, зроблених автором, по шести свердловинах, отриманих в останні роки, граничні значення дещо відрізняються.

Для 75 зразків касимівського ярусу автором побудовано стійкий кореляційний зв'язок (рис. 2.11) між коефіцієнтами пористості та проникності ( $R^2 = 0,8$ ), що описується рівнянням:

$$\ln K_{np} = 25,68 * K_{n,e} - 2,46 .$$

При значенні коефіцієнта проникності 1 мД коефіцієнт відкритої пористості становить 9,5 %.

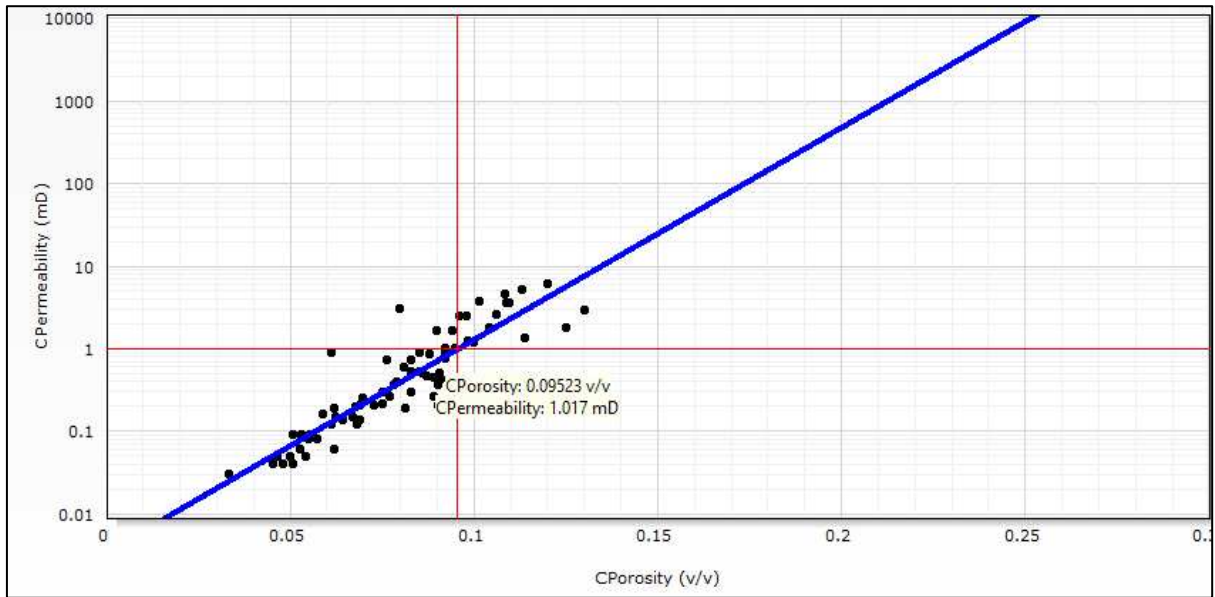


Рисунок 2.11. Кореляційний зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності для касимівських відкладів

Що стосується відкладів московського ярусу для підтвердження граничного значення пористості та прогнозування фільтраційних властивостей використано результати петрофізичного дослідження 289 зразків (Лизанець et al., 2019). Між коефіцієнтами пористості та проникності автором встановлено тісний кореляційний зв'язок ( $R^2 = 0,73$ ):

$$\ln K_{np} = 18,12 * K_{n,g} - 1,71.$$

Побудова взаємозв'язків між коефіцієнтами пористості та проникності для відкладів верхнього та середнього карбону при використанні кернового матеріалу, отриманого в останні роки, показала (рис. 2.12), що для касимівських та московських відкладів граничне значення пористості при коефіцієнті проникності 1 мД становить 9,5 %. Отримане граничне значення пористості є вищим, ніж в підрахунку запасів, проте, близьким до середнього граничного для московських відкладів ДДЗ, яке становить 10,5 %. Тому автором в даній роботі буде використано значення коефіцієнта пористості 9,5 % для розмежування традиційних та ущільнених порід колекторів московського ярусу для Східно-Полтавського родовища.

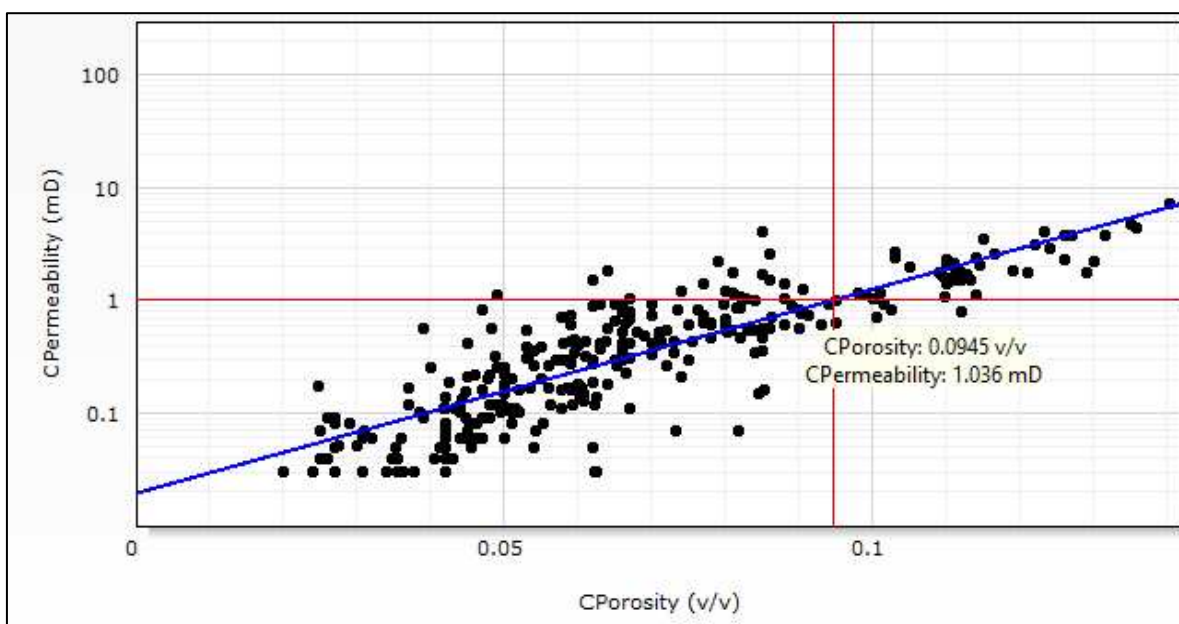


Рисунок 2.12. Кореляційний зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності для московських відкладів

## 2.2. Характеристика перспективних відкладів московського ярусу південної частини приосьової зони ДДЗ

Однією з перспективних в газоносному відношенні та й досі не повністю дослідженою є південно-східна частина приосьової зони ДДЗ, що й стало причиною інтересу в даній роботі до однієї з ділянок наведеної зони, а саме Сахновщинської площі.

Згідно з існуючим структурно-тектонічним районуванням ДДЗ Сахновщинська площа розташована у межах північної частини обширної південно-прибортової-приосьової монокліналі і належить до Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного району. Територія досліджень відноситься до складно побудованих ділянок ДДЗ з проявом активного сольового діапїризму, результати якого зафіксовані свердловинами та геофізичними дослідженнями. У межах території досліджень виявлено Краснопавлівський соляний шток з передтріасовим рівнем підйому девонської солі. Проте, варто зазначити, що солянокупольна тектоніка не бере участі в формуванні пасток вуглеводнів в досліджуваних в даній роботі площах.

У межах Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного району відкрито значну кількість родовищ вуглеводнів (ВВ) (Кобзівське, Кегичівське, Західно-Соснівське, Червоноярське, Ланнівське, Кегичівське, Західно-Старовірівське, Миролобівське та ін.), де не отримано їх промислові припливи з відкладів середнього карбону, а одержано прямі ознаки нафтогазоносності, у вигляді непромислових припливів вуглеводнів, припливів мінералізованої води з розчиненим газом, «розгазувань» промивних розчинів, припливів пластової води з плівкою нафти, ознаки наявності вуглеводневих сполук у керні за лабораторними визначеннями та візуальним описом - це все свідчить про значний потенціал території досліджень щодо пошуків родовищ вуглеводнів.

Згідно цього в *нафтогазовому* відношенні інтерес представляють відклади верхнього та середнього карбону, та за результатами попередніх досліджень та інтерпретації каротажних даних буде розглянуто руслові відклади московського ярусу.

*Стратиграфічні* дослідження показали, що московський ярус на території дослідження розповсюджений у повному обсязі. Товщина відкладів значно зменшується з південного-сходу на північний-захід та при переході від приосьової частини западини до прибортової та бортової частин. Відклади московського ярусу представлені глинистими та піщано-глинистими породами з рідкими прошарками вапняків. У розрізі піщані різновиди переважають над глинистими. Строкате забарвлення порід збільшується знизу до гори. Фауністично ці відклади охарактеризовані значно гірше, ніж нижче залягаючі відклади башкирського ярусу, та містять рідкі форми пелеципод та форамініфер. У східній частині западини в розрізі присутні добре витримані вугільні шари, що свідчить про наявність стійких субконтинентальних фаціальних умов цього району. У московський час на території досліджень існував режим інтенсивного ритмічного осадонакопичення з чергуванням морських, прибережно-морських, заливно-лагунних і, в меншій мірі, заплавних обстановок. Інтенсивний прогин обумовив накопичення теригенних товщ значної потужності з прошарками вапняків.

Літологічно відклади представлені пісковиками, алевролітами, сланцями, аргілітами, вапняками та прошарками вугілля. У приосьовій частині западини товщина московських відкладів змінюється від 390 м до 855 м, в зоні південних мобільних схилів – від 40 до 1140 м, в південній прибортовій зоні – від 90 до 865 м. У ДДЗ московський ярус розглядається в обсязі аналогів свит Донбасу:  $C_2^5$  (вище вапняку K6),  $C_2^6$ ,  $C_2^7$  та  $C_3^1$  (до вапняку N3).

Свита  $C_2^5$  складена переважно аргілітами та алевролітами з прошарками та шарами пісковиків. Пісковики алювіальні в південній прибортовій зоні – частіше дельтового та заплавного генезису. Вони сірі, світло-сірі, зелені та різнозернисті. Кількість пісковиків збільшується з південного-сходу на північний-схід. Товщина свити в зоні центрального грабену 70-100 м, в південно-східній частині 130-170 м. До пісковиків приурочені поклади нафти та газу (регіонально продуктивні горизонти М-7, М-6).

Свита  $C_2^6$  складена перешаруванням алевролітів та аргілітів з рідкими прошарками вапняків та вугілля малої товщини. Пісковики складають 30-40 % розрізу. Вони сірі, світло-сірі, частіше з зеленим відтінком, дрібно- та середньозернисті. Товщина свити в зоні центрального грабену 60-80 м, в південно-східній частині 100-120 м. До пісковиків приурочені поклади нафти та газу (регіонально продуктивні горизонти М-5, М-4).

Свита  $C_2^7$  порівняно з нижчезалягаючими відкладами, характеризується більш морським генезисом. Свита представлена перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, серед яких зустрічаються тонкі прошарки вапняків з морською фауною. Пісковики в розрізі свити складають 25-35 %. Вони сірі світло-сірі, дрібно- та середньозернисті. Товщина свити в зоні центрального грабену 250-360 м, в південно-східній частині 150-190 м. До пісковиків приурочені поклади нафти та газу (регіонально продуктивні гор. М-3, М-2).

Свита  $C_3^1$  складена перешаруванням сірих, темно-сірих аргілітів, алевролітів, вапняків та лінзовидних пісковиків. Товщина свити в зоні центрального грабену 190-220 м, в південно-східній частині 110-140 м.

Згідно з існуючим *структурно-тектонічним* районуванням ДДЗ в тектонічному відношенні Сахновщинська площа розташована в межах північної частини обширної монокліналі приосьової поздовжньої зони ДДЗ.

За аналізом макроопису кернавого матеріалу з свердловин ділянки дослідження перспективні в нафтогазовому відношенні відклади московського ярусу представлені світло-сірими різнозернистими пісковиками (рис. 2.13). В основній масі пісковики – дрібнозернисті до грубо-крупнозернистих.



Рисунок 2.13. Фотодокументація кернавого матеріалу московського ярусу, представленого пісковиками з чітко помітною шаруватою текстурою

Цемент пісковиків – переважно глинистий, косошарувата текстура в одному напрямку орієнтована під кутом  $65-80^\circ$  до осі керну. В деяких шарах зустрічаються залишки вуглефікованої деревини товщиною до 4 см та діаметром близько 1,7 см. В частині кернавого матеріалу на свіжих зламах відчувається запах вуглеводнів.

Окрім цього проведено аналіз петрографічного опису шліфів, проведеного в комплексній лабораторії досліджень керну УкрНДІгаз (Лизанець et al., 2019), згідно якого переважна частина порід представлена дрібно-тонкозернистим пісковиком з розміром зерен від 0,096 до 1,152 мм (рис. 2.14). Структура пісковиків псамітова, текстура масивна. Контакти зерен конформні, інкорпораційні. Цемент регенераційно-кварцовий, карбонатний та глинистий. Регенераційно-кварцовий

цемент розподілений як у вигляді класичних облямівок, так і у вигляді новоутворених зерен, які заповнюють інтерстиції. Карбонатний цемент розподілений у вигляді відкритого порового острівного кальцитдоломітового агрегату. Глинистий цемент представлений гідрослюдами та, подекуди, хлоритом.

Детальний мінеральний склад пісковиків представлений в таблиці 2.2.

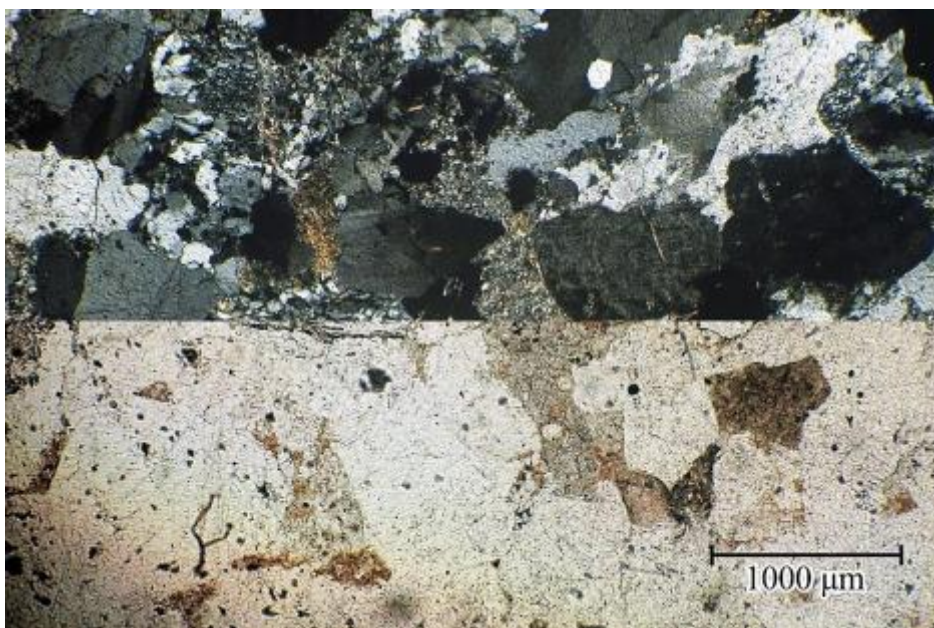


Рисунок 2.14. Мікрофотографія шліфа дрібно-тонкозернистого пісковика.

Варто зазначити, що досліджувані при мікропетрографічному аналізі пісковики є низькопористими та низькопроникними з високим вмістом цементу (від 13 до 28 %), що й впливає на їх погані колекторські властивості.

Таблиця 2.2. Мінеральний склад зразків пісковиків московського ярусу

Мінеральний склад уламкової частини						
<b>Кварц</b>	<b>Монокристалічний</b>	59,51	67,31	58,30	57,49	53,92
	<b>Полікристалічний</b>					
<b>Польові шпати</b>	<b>Плагіоклази</b>	0,84	0,83	0,60	0,31	0,75
	<b>Кремій</b>	15,40	15,69	19,69	7,81	22,65
<b>Уламки порід</b>	<b>Аргіліт</b>					
	<b>Інші осадові породи</b>					

	<b>Вулканічні</b>					
	<b>Інтрузивні</b>					
	<b>Метаморфічні</b>					
<b>Слюди</b>	<b>Біотит</b>	3,93	1,85	3,78	5,55	4,22
	<b>Мусковіт</b>					
<b>Акцесорні мінерали</b>	<b>Важкі мінерали</b>	3,38	1,09	1,25	1,22	1,13
<b>Усього уламкової частини:</b>	<b>83,06</b>	<b>86,77</b>	<b>83,62</b>	<b>72,38</b>	<b>82,67</b>	
<b>Мінеральний склад цементу</b>						
<b>Аутигенні мінерали</b>						
<b>Глинисті мінерали</b>	<b>Пірит</b>	-	-	-	-	-
<b>Гідрослюди (Ілліт)</b>	2,30	1,50	2,71	3,70	3,55	
<b>Хлорити</b>	0,52	0,66	0,52	0,55	0,57	
<b>Кварц</b>	<b>Облямівок</b>	4,83	5,67	2,50	3,35	4,71
<b>Інтерстицій</b>	2,00	1,10	1,90	1,69	1,79	
<b>Карбонати</b>	<b>Кальцит</b>	7,29	4,30	8,75	18,33	6,71
<b>Доломіт</b>						
<b>Усього цементу:</b>		<b>16,94</b>	<b>13,23</b>	<b>16,38</b>	<b>27,62</b>	<b>17,33</b>

Аналіз колекторських властивостей показав, що піднятий з московського ярусу керновий матеріал представлений низькопористими та низькопроникними пісковиками (рис. 2.15, 2.16) з  $K_{пв} - 2 \div 7,5 \%$  та  $K_{пр} - 0,007 \div 0,34$  мД. Враховуючи такі низькі колекторські властивості, що виміряні на керні, можна припустити, що перспективний розріз не охарактеризований керновим матеріалом, а лише його ущільнена частина.

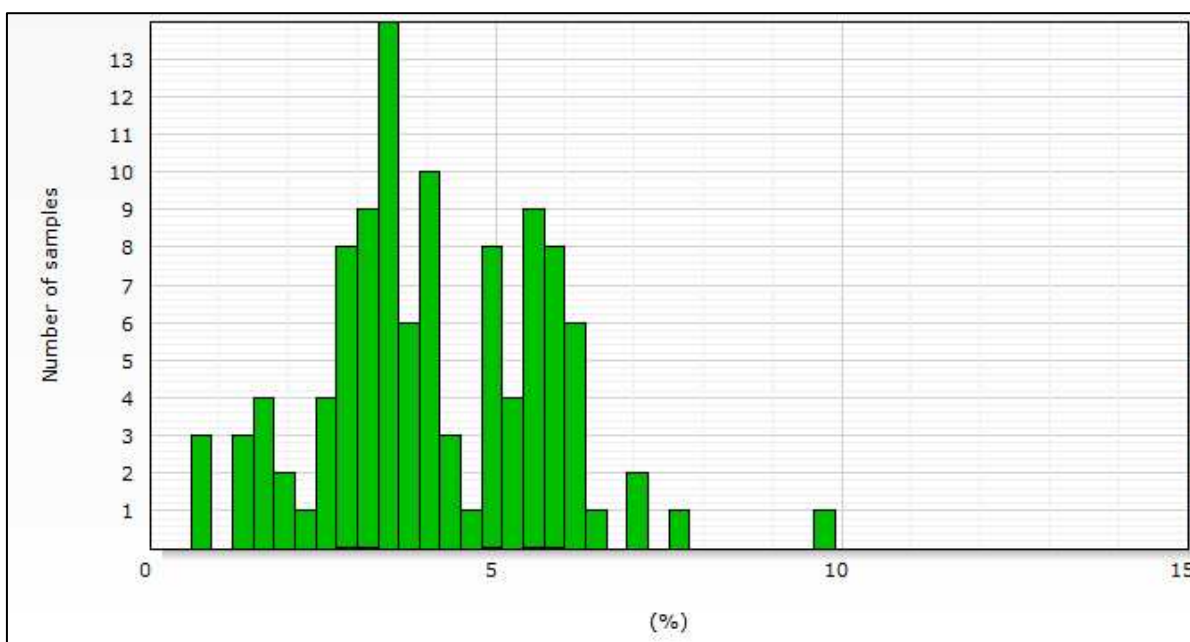


Рисунок 2.15. Гістограма розподілу коефіцієнту пористості в керовому матеріалі московських відкладів

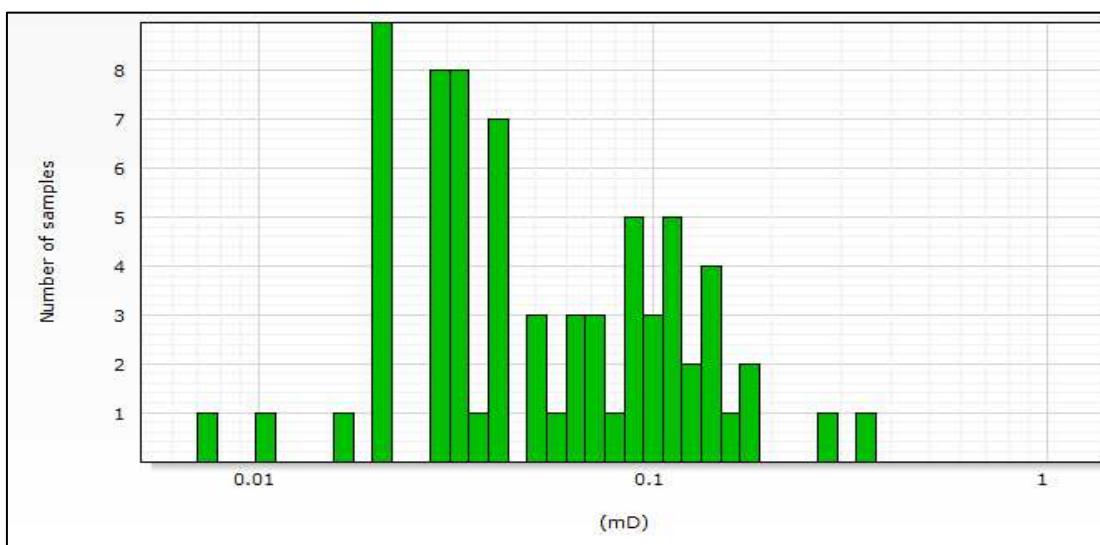


Рисунок 2.16. Гістограма розподілу коефіцієнту проникності в керовому матеріалі московських відкладів

Варто зазначити, що промислового видобутку газу на площі не ведеться, тому наразі не підтверджено граничні значення петрофізичних параметрів. При побудові залежності між коефіцієнтами пористості та проникності (рис. 2.17) автором отримано нестійку кореляційну залежність з доволі низьким ступенем детермінації – 0,49:

$$\ln K_{np} = 0,19 * K_{n,e} - 2,18.$$

Низьку кореляцію можна пояснити неточностями в процесі вимірювання, а також низькими колекторськими властивостями досліджуваної колекції зразків.

Що стосується теоретичного граничного значення коефіцієнта пористості, то при  $K_{np} = 1$  мД він становить  $K_{п,в} = 11,5 \%$  (рис.2.17). Варто зазначити, що отримане граничне значення коефіцієнта пористості є не підтвердженим, проте доволі близьким до середнього граничного значення по московському ярусу ДДЗ.

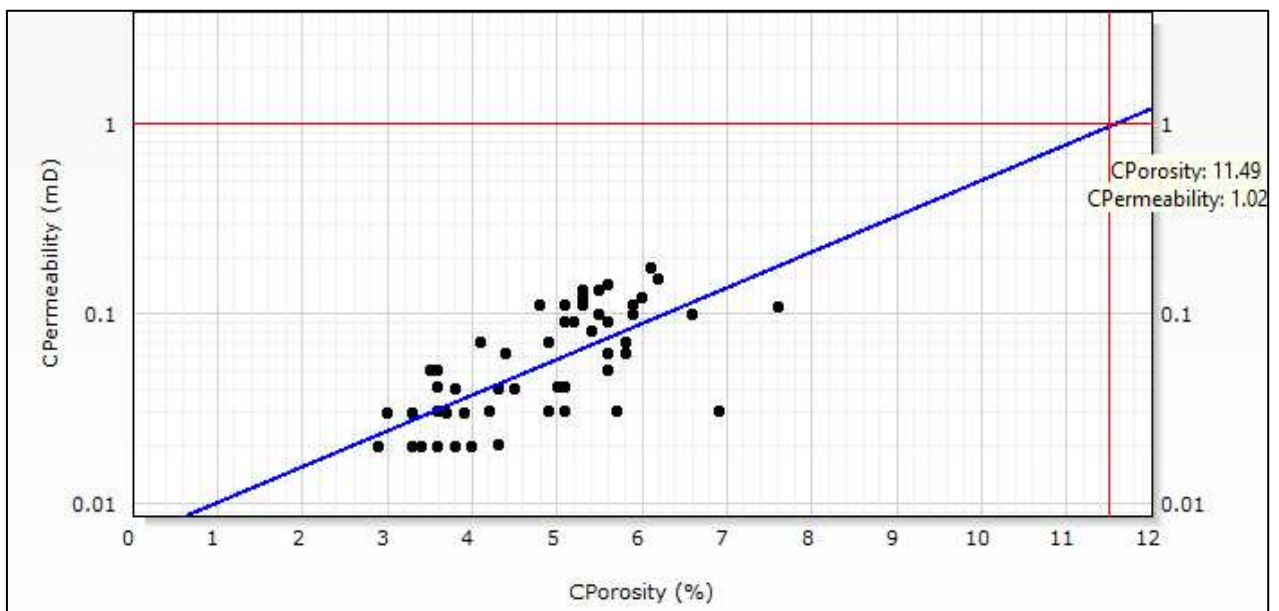


Рисунок 2.17. Кореляційний зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності для касимівських відкладів

### 2.3. Характеристика перспективних відкладів касимівського та московського ярусів центральної частини приосьової зони ДДЗ

Однією з перспективних зон на пошуки вуглеводнів в глибокозалягаючих відкладах верхнього та середнього карбону є Шебелинська площа.

В межах площі пробурено декілька пошукових свердловин на відклади середнього карбону. В західній частині площі св. №№701, 701-біс, в південно-східній частині структури – св. №№ 702, 703, 704 глибиною 5770 м, 5500 м та 5800 м

відповідно. Перераховані свердловини бурилися з метою виявлення в глибокозалягаючих висококатагенезованих відкладах середнього і нижнього карбону нафтогазових вторинних резервуарів з дилатансогенними породами-колекторами та оцінки перспектив їх нафтогазоносності. Проте, в процесі буріння та опробування перерахованих свердловин відбувалися ускладнення та аварії, що й вплинуло негативно на результати випробування та не довело на даний час промислово нафтогазоносність даних відкладів (Вольченкова, А. В. Захватаєва, 2014; Кривуля et al., 2016).

Розріз Шебелинської площі представлений потужною товщею палеозойських, мезозойських та кайнозойських відкладів. Товща московського ярусу літологічно складена піщано-глинистими відкладами, в розрізі яких переважають пісковики, а також наявні аргіліти з прошарками алевролітів.

Згідно *тектонічного* районування Шебелинська площа розташована в приосьовій частині південного сходу ДДЗ у межах Шебелинсько-Машівської депресії. Шебелинська горст-антикліналь являє собою антиклінальну складку у відкладах нижнього карбону-пермі, обмежену з півдня та з півночі центриклінально нахиленими підкидами, по яких структура підкинута відносно оточуючих її прогинів: на півдні – Гусарівського та Північно-Олексіївського, на півночі – Східно-Шебелинського. Описувана горст-антикліналь ускладнена низкою різноспрямованих, неузгоджених та узгоджених скидів. Крім того, в присклепінній частині зафіксовано криптодіапір девонської солі, формування якого прийшлося на нижньосерпухівський час. Наявність діапіру підтверджена даними сейсмозв'язки, а також безпосередньо даними буріння свердловин: свердловини №500 та №700 розкрили його в нижньосерпухівських відкладах відповідно на глибинах 5394 м та 5668 м.

Лабораторні дослідження керна матеріалу, що піднятий в розвідувальних свердловинах Шебелинської площі з московського ярусу, проводилися в лабораторіях УкрНДІгаз, ННІ “Інститут геології” КНУ імені Тараса Шевченка, а також Core Lab.

Згідно аналізу петрографічного опису, перспективні відклади московського ярусу представлені світло-сірим, різнозернистим – від крупно-середньо до дрібно-середньозернистого пісковика (рис. 2.18). Цемент, в основному, глинистий, в незначній ступені карбонатно-глинистий. Породи міцно-середньо зцементовані. Текстура пісковиків косохвилястошарувата і перехресно-коса. Шаруватість фіксується по листуватих прошарках вуглисто-слюдистого матеріалу, орієнтованих під кутом  $85-70^{\circ}$  до осі керну, міцність породи середня. Склад пісковиків мезоміктовий: кварцу  $\sim 75\%$ , уламки польового шпату  $\sim 25\%$ . Цемент складає  $\sim 15\%$  від маси породи.

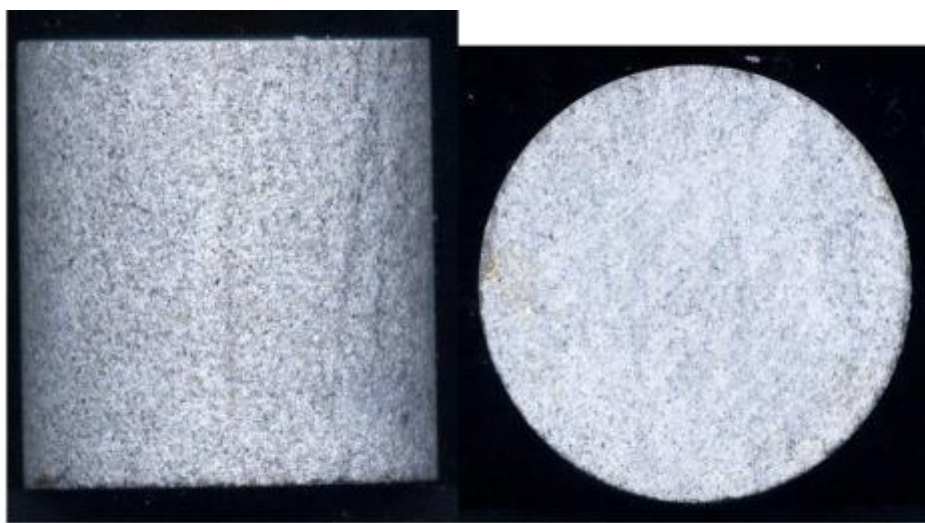


Рисунок 2.18. Фотодокументація зразка керну пісковика з московського ярусу св. 701-біс Шебелинська

Варто зазначити, що на двох зразках кернового матеріалу проведено дослідження методом скануючої електронної мікроскопії. Наведені дослідження показали, що пісковики мають помірно/помірно-добру відсортованість зерен дрібного та середнього розміру. Породи в значній мірі ущільнені. Спостерігаються поширені міжкристалічні/матричні глинисті мінерали, як правило, морфологічно невизначені, локально матові, переважно змішаного складу, з помітними заповненнями пустот. Наявні зерна ілліту та багатих на залізо глинистих мінералів вистилають поверхню зерен кварцу та закупорюють пустоти.

На свіжих сколах кернового матеріалу відмічається слабкий та швидкозникаючий запах вуглеводнів.

Загальна пористість низька (7,5 %), переважає мікропористість, пов'язана з глинистими мінералами. Міжзернові пустоти звужуються/закупорюються глинами. З'єднання між пустотами дуже погане через велику кількість глинистих мінералів, що й пояснює низьку проникність (0,6 мД) (рис. 2.19).

Для розуміння фільтраційно-ємнісних властивостей пісковиків, що підняті з московського ярусу з пошукових свердловин побудовано гістограми розподілу коефіцієнтів пористості та проникності. Вивчення петрофізичних властивостей зразків пісковиків Шебелинської площі коротко проведено в роботі (Антонюк & Безродна, 2017).

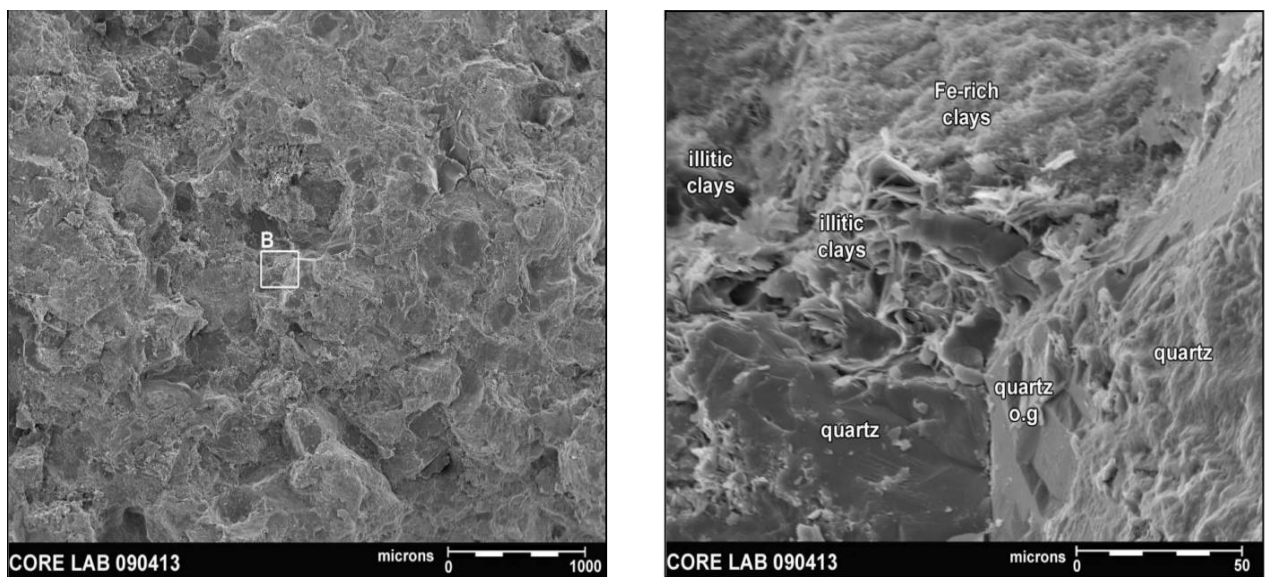


Рисунок 2.19. Зображення скануючої електронної мікроскопії зразка пісковика московського ярусу Шебелинської площі

Пісковики характеризуються низькою пористістю, менше 10 % (рис. 2.20) в межах 1,3 ÷ 9,5 %, та є низькопроникними (рис. 2.21),  $K_{пр} < 1$  мД, в межах 0,003 ÷ 1,3 мД (останні на думку автора є механічно пошкодженими).

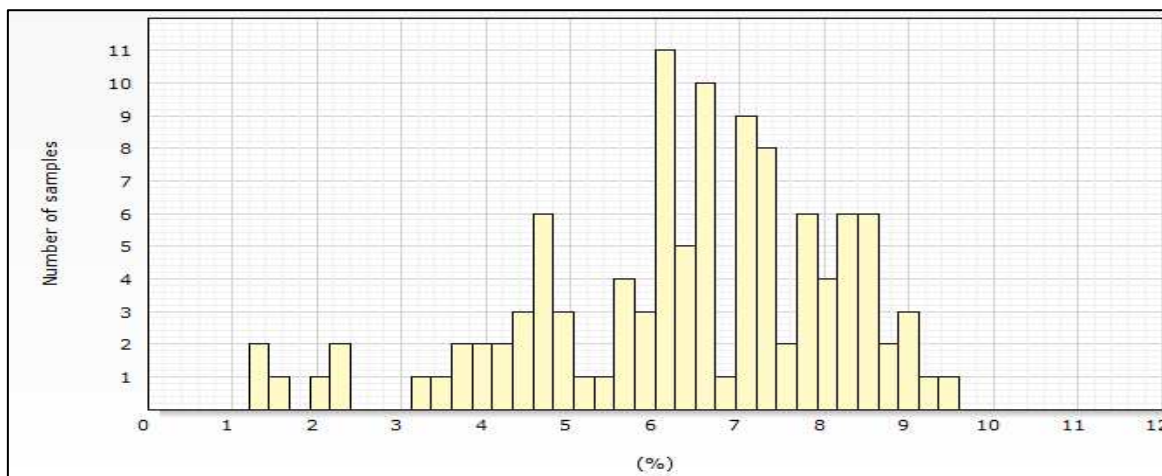


Рисунок 2.20. Гістограма розподілу коефіцієнту пористості в кернавому матеріалі московських відкладів

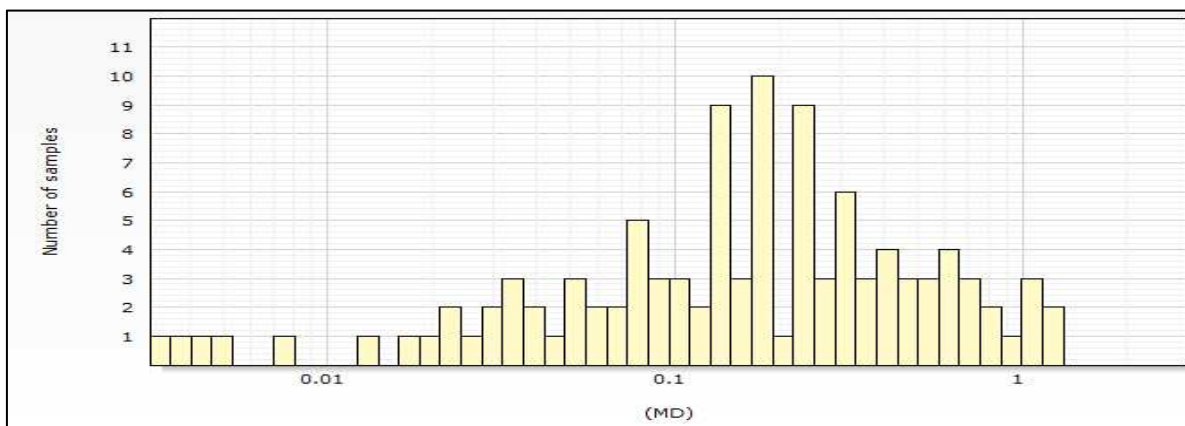


Рисунок 2.21. Гістограма розподілу коефіцієнту проникності в кернавому матеріалі московських відкладів

Як вже відмічалось, промислова розробка з відкладів московського ярусу Шебелинської площі на даний момент не проводиться, тому граничні значення петрофізичних параметрів невідомі. За кореляційною залежністю між коефіцієнтами пористості та проникності (рис. 2.22) для 108 зразків пісковика отримано при  $K_{пр} = 1 \text{ мД} - K_{п,в} = 9,5 \%$ , що дорівнює теоретичному граничному значенню пористості для московських відкладів Східно-Полтавського родовища, отриманого автором.

Побудований кореляційний зв'язок (рис. 2.22) описується рівнянням з добрим ступенем детермінації ( $R^2 = 0,66$ ):

$$\ln K_{np} = 0,26 * K_{n,s} - 2,46 .$$

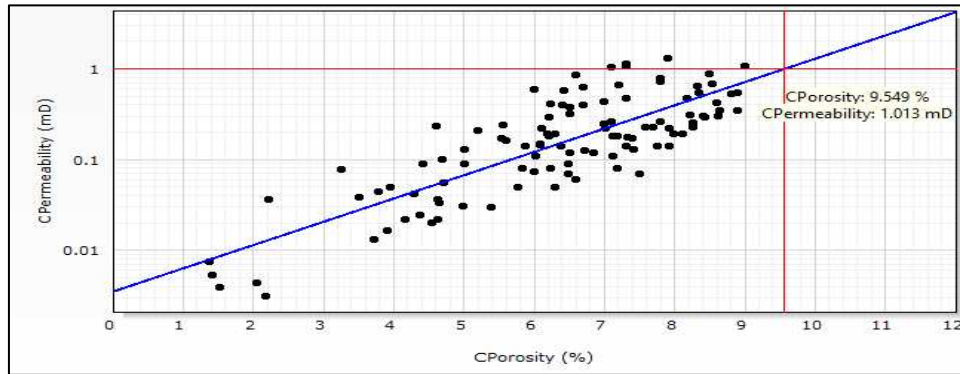


Рисунок 2.22. Кореляційний зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності для відкладів московського ярусу Шебелинської площі

Також, у співавторстві, в роботах (Bezrodna, Antoniuk, & Shynkarenko, 2018; Безродна et al., 2019) при використанні лабораторних петрофізичних досліджень, досліджено анізотропію фільтраційних та електричних властивостей ущільнених пісковиків середнього карбону Західно-Шебелинської площі. Використано результати визначення коефіцієнта абсолютної газової проникності та питомого електричного опору 24 циліндричних зразків керну що вирізані з повнорозмірного керну паралельно та перпендикулярно до осі свердловини.

Визначено коефіцієнти анізотропії (табл.2.3) проникності ( $I_A$ ) та питомого електричного опору за рівняннями ( $\lambda$ ):

$$I_A = \frac{K_{np,\Gamma}}{K_{np,B}}$$

де  $K_{np,\Gamma}$  та  $K_{np,B}$  – коефіцієнт проникності, що виміряний в горизонтальному та вертикальному напрямках відповідно:

$$\lambda = \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_\Gamma}}$$

$\rho_B$  та  $\rho_\Gamma$  – питомий електричний опір виміряний у вертикальному та горизонтальному напрямках відповідно.

Таблиця 2.3. Результати визначення коефіцієнта анізотропії зразків Західно-Шебелинської площі (Безродна et al., 2019).

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

Встановлено, що в вибірці зразків зберігається класична залежність, в пісковиках покращенні фільтраційні властивості в напрямку нашарування. Лише в двох зразках (№№3 і 15) відмічається збільшення  $K_{пр}$  та зменшення  $\lambda$  у вертикальному напрямку, що говорить про наявність вертикальних тріщин.

Згідно аналізу літолого-петрофізичних особливостей порід висвітлених керном та результатами даного дослідження, природа анізотропних властивостей досліджених зразків полягає в наявності значної кількості слюдистих мінералів (в деяких породах до 30 %) та шаруватості, що орієнтована під кутом 75-85° до осі керну, а також тріщинуватості вздовж нашарування.

Окрім цього, за результатами вимірювання коефіцієнта проникності в горизонтальному та вертикальному напрямках побудовано кореляційні залежності між даними параметрами.

При використанні лише параметрів  $K_{пр,г}$  та  $K_{пр,в}$  зв'язок між параметрами не є стійким, коефіцієнт детермінації становить ( $R^2$ ) 0,46 (Рис.2.23):

$$K_{пр,в} = 0,4363 \times K_{пр,г}^{0,84}$$

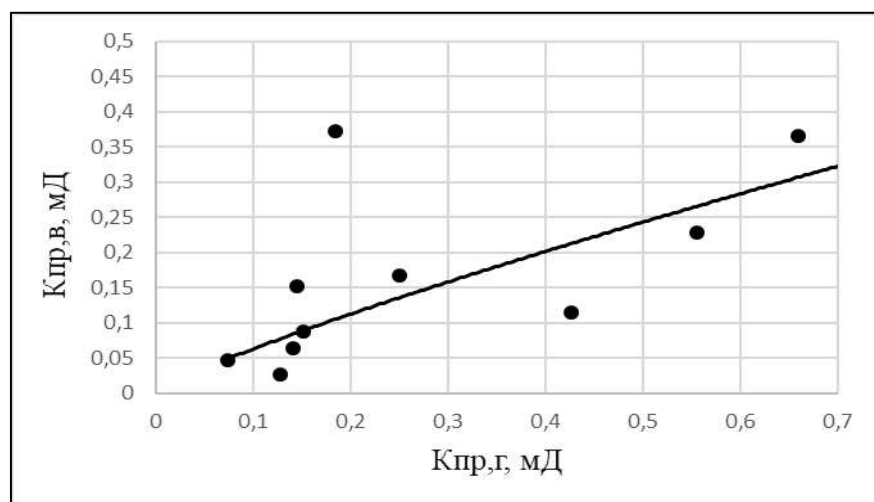


Рисунок 2.23. Зв'язок між коефіцієнтом вертикальної та горизонтальної проникності в зразках керну Західно-Шебелинської площі

Для підвищення результативності прогнозування  $K_{пр,в}$  включено в залежність параметр ємнісних властивостей, а саме коефіцієнт ефективної пористості через параметр середній гідравлічний радіус ( $r_h$ ), який розраховується як:

$$r_h = \sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}}.$$

Отримано рівняння для прогнозування коефіцієнту вертикальної проникності через фільтраційно-ємнісні властивості для відкладів середнього карбону приосьової зони ДДЗ, що вимірюються при стандартному аналізі керну (Рис.2.24):

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

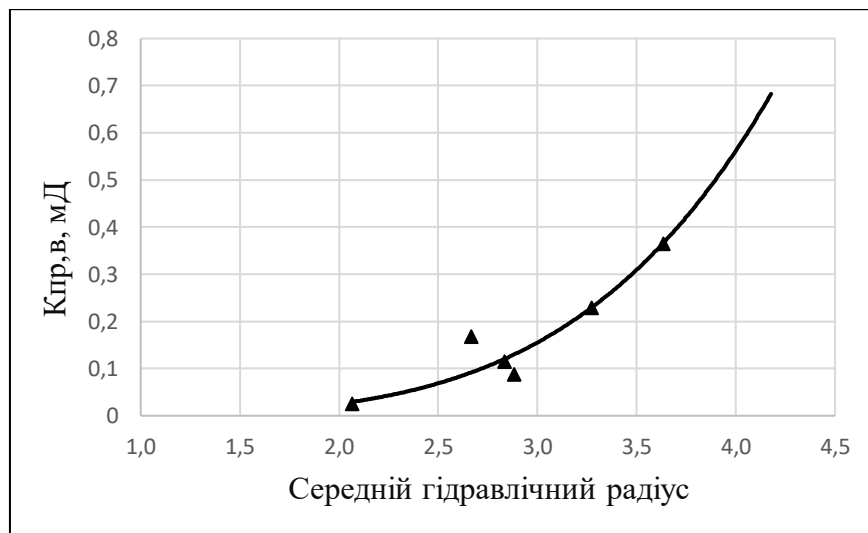


Рисунок 2.24. Зв'язок між коефіцієнтом вертикальної проникності та середнім гідравлічним радіусом зразків керну Західно-Шебелинської площі

Згідно з макропетрографічним описом, в основному, **тріщинуватість** в керновому матеріалі відсутня. Проте, в рідких випадках присутні: поодинокі субгоризонтальні тріщини, по яким керновий матеріал розколюється; подекуди зустрічаються різноорієнтовані голкоподібні відкриті тріщини (0,1÷0,5 мм); відзначається одиночні тріщини, що заповнені кальцитом чи кварцом.

Проаналізована в даному розділі геологічна та петрографічна інформація показала літологічні різновиди порід, що складають відклади верхнього та

середнього карбону, що в свою чергу допоможе при статистичній класифікації порід за каротажними даними. Окрім цього, проаналізовані літологічні особливості з вивчення кернового матеріалу допоможуть при прогнозуванні фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів та при побудові емпіричних рівнянь.

Варто зазначити, що вплив тріщинуватості, яка коротко описана в даному розділі з вивчення кернового матеріалу, буде розглянуто власне при прогнозуванні фільтраційно-ємнісних властивостей та класифікації порід-колекторів. Проте, варто зазначити, що без використання свердловинних іміджерів практично не можливо визначити природу утворення тріщин (механічні чи природні), а можливим є зробити лише припущення.

### ***Висновки до другого розділу***

Відклади верхнього та середнього карбону приосьової зони ДДЗ представляють значну зацікавленість в нафтогазовому відношенні. На жаль, ступінь розвіданих запасів, з яких ведеться промисловий видобуток в даних відкладах, не значний, проте інтерес до вивчення не зникає.

При аналізі літологічної та петрофізичної інформації з відкладів верхнього та середнього карбону встановлено, що:

1. Досліджувані породи-пісковики в значній мірі є ущільненими та піддавалися вторинним змінам, на що вказує наявність у складі регенераційно-кварцового цементу. Регенераційно-кварцовий - основний тип цементу у відкладах верхнього та середнього карбону центральної частини приосьової зони ДДЗ, другим за значенням є поровий серицит-гідрослюдисто-кварцовий цемент. Відмічаються в різній мірі пористості, що заповнені каолінітом, або ж кальцитом. Глинисті мінерали закупорюють міжзернові пористості та гирла пористості, що в свою чергу в значній мірі зменшує колекторські властивості. Наявність регенераційно-кварцового цементу зменшує вплив флюїду на пружні властивості порід;

2. За проаналізованому матеріалом кернових досліджень центральної частини приосьової зони ДДЗ відмічені горизонтальні тріщини природного походження з товщиною відкритої частини тріщини 0,1 – 0,3 мм. Наявність природної тріщинуватості покращує, в першу чергу, фільтраційні властивості, що й відображається при класифікації за якістю порід-колекторів;

3. Майже в усіх кернах наявна шаруватість, що спричинено, в основному, зміною зернистості мінералів та наявністю тонких прошарків збагачених вуглисто-глинистим матеріалом, що свою чергу може впливати на анізотропію петрофізичних властивостей.

4. Автором отримано теоретичні граничні значення коефіцієнту пористості для ущільнених порід-колекторів московського ярусу ДДЗ, а саме: для

Східно-Полтавського родовища – 9,5 %, для Сахновщинської площі – 11,5 % та 9,5 % – для Шебелинської площі.

### **РОЗДІЛ 3. ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧ ПРОГНОЗУВАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТА КАРОТАЖНИХ КРИВИХ З ВИКОРИСТАННЯМ АЛГОРИТМУ ШТУЧНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ**

В останні два десятиліття доволі популярними в науці та промисловості стало використання різноманітних статистичних підходів, експертних систем та штучних нейронних мереж. Це пов'язано з розвитком апаратного та програмного забезпечення, наявності значних масивів даних, що необхідно структурувати, та опрацювати для подальшого використання. Значне використання алгоритми штучних нейронних мереж (АШНМ) знайшли в задачах нафтогазової промисловості та, особливо, в петрофізичних та каротажних дослідженнях.

Хоча закордоном застосування АШНМ в петрофізичних дослідженнях є доволі поширеними, особливо при реконструкції та прогнозуванні каротажних кривих, петрофізичних параметрів та літологічного складу, а також класифікації порід, проте в вітчизняній практиці використання даних алгоритмів є доволі обмеженим та представлене в основному в публікаціях Башкірова Г.Л., Карпенка О.М., Федака І.О., Ковалю Я.М. та інш. (Karpenko, 2018; Карпенко et al., 2010; Федак & Коваль, 2020), а також виробничих звітах (Schlumberger, 2020).

На думку автора обмежене застосування АШНМ в вітчизняній практиці пов'язане з рядом питань, а саме:

- невисока якість каротажних матеріалів, що потребують значної обробки перед застосування даних алгоритмів;
- побудова петрофізичних моделей родовища для задач тривимірного геологічного та гідро-динамічного моделювання стала популярною, в основному, в останні кілька років, а алгоритми нейронних мереж гарно проявляють себе якраз при значному наборі вхідних даних;
- на противагу рівнянням регресії, будь то лінійної, множинної чи степеневій, неможливо побачити наочно графічне чи математичне представлення нейронних мереж.

Враховуючи вищесказане задачею, що вирішується в даному розділі, є обґрунтувати використання та довести практичність та результативність АШНМ в задачах реконструкції каротажних кривих, прогнозуванні кривих та петрофізичних властивостей, а також класифікації порід розрізу свердловин. Для вирішення поставлених задач використаний комплекс каротажних кривих вітчизняного, а також більш розширений комплекс іноземного програмного забезпечення, а також петрофізичний аналіз кернавого матеріалу.

Нейронні мережі являються серією алгоритмів та програмних засобів, основною задачею яких є розпізнавати взаємозв'язків в наборі даних за допомогою процесу, що імітує діяльність людського мозку.

В даній роботі використовуються алгоритм нейронних мереж, що реалізований в модулі K.mod програмного забезпечення Techlog від Schlumberger. В наведеному модулі реалізований тип нейронних мереж – технологія багат шарового перцептрону (Multi-layer perceptron (MLP)). Особливістю даної технології є наявність не менше трьох шарів (вхідного, прихованого та вихідного) (рис.3.1), а також те, що навчання проводиться за методом зворотного поширення похибки. Основна ідея наведеного методу полягає в тому, що сигнал похибки поширюється від виходу з нейронної мережі до її входу, тобто в зворотному напрямку від прямого поширення. Використання багат шарових ШНМ дозволяє вирішувати не тільки лінійні задачі, а й нетипові, нелінійні та складні.

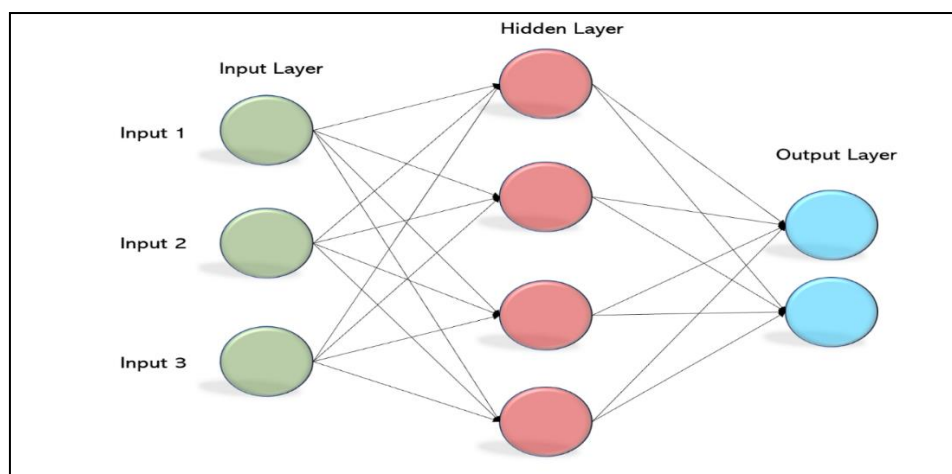


Рисунок 3.1. Архітектура багат шарового перцептрону.

Основними випадками використання MLP є виконання наступних задач: класифікація, розпізнавання, прогнозування та апроксимація.

### 3.1. Реконструкція каротажних кривих з використанням АШНМ

Реконструкція каротажних кривих доволі важливий крок в процесі обробки та інтерпретації. При записі відбувається вплив свердловинних умов на запис каротажних зондів, а саме: на значення фізичних параметрів зондів мають вплив:

- розмивання стінок стовбуру свердловини,
- затяжки приборів в зоні каверн та, в результаті, втрата контакту між зондом та свердловиною;
- використання неоптимального типу бурового розчину;
- несправність приладів.

В результаті цього отримані каротажні криві не відповідають фізичним властивостям розрізу, що в подальшому ускладнює поточкову петрофізичну інтерпретацію, статистичний аналіз (куди входить виділення зон петрофацій), ув'язку каротажних та сейсмічних даних і побудову моделей рок-фізики. Тому найпершим кроком при оцінці якості каротажних кривих є виділення зони розмиву, або ж нерівностей стовбуру свердловини за кавернометрією, або ж за кривою  $\Delta\rho$  (поправка в криву об'ємної густини).

Зазвичай, зони з розмитим стовбуром свердловини позначаються, як Bad Hole Flag (BH\_FLAG) та характеризують інтервали, в яких виміряні фізичні властивості не відповідають таким інтервалам в даному геологічному середовищі.

На рисунку 3.2 зображено планшет з каротажними діаграмами та виділеними інтервалами розмитого стовбуру. Інтервали розмитого стовбуру винесені в другому треку – BH\_FL\_BS; в третьому – кавернометрія (BS – номінальний діаметр стовбуру, CALI – діаметр стовбуру); в четвертому – криві ГК та вмісту водню позначені GR та NPHI, відповідно; в п'ятому треку криві електрометрії; в шостому показано інтервальний час проходження повздожньої та попеченої хвилі DTCSO та DTSH, відповідно; в шостому – розрахована крива коефіцієнту глинистості.

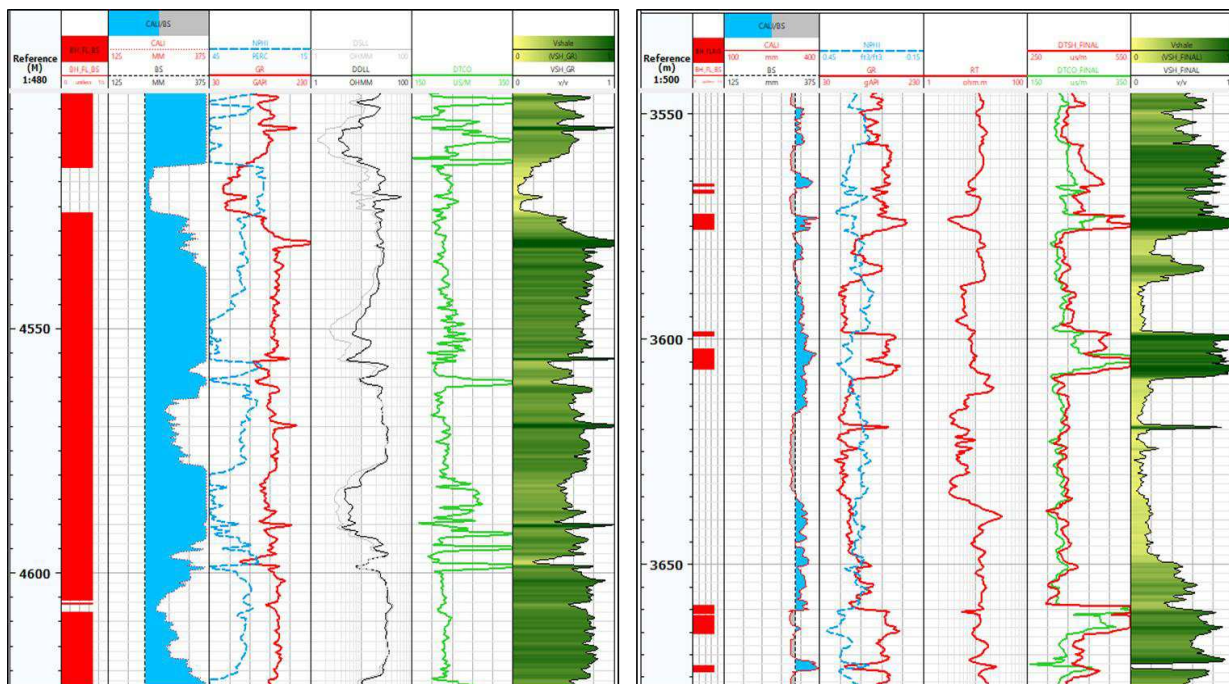


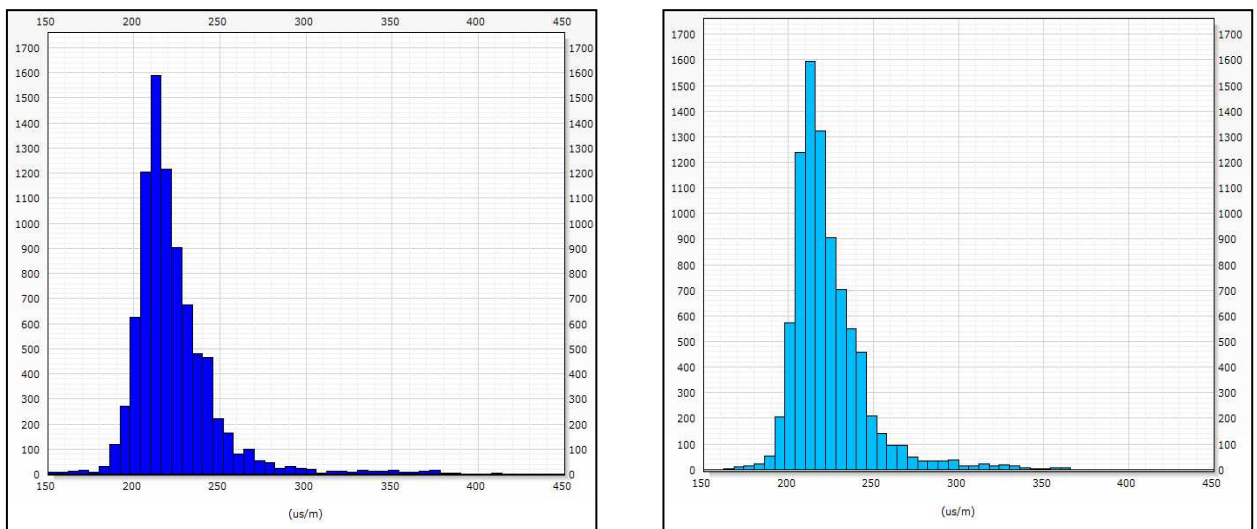
Рисунок 3.2. Фрагмент планшетів з каротажними діаграмами та виділеними зонами розмитого стовбуру в розрізі московського ярусу свердловин Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного району

Найчастіше розмитий стовбур впливає на методи з невеликою глибиною дослідження: радіоактивні (особливо літо-щільнісний та нейтронний каротаж), акустичні та електричні (з малою довжиною зонда). Наприклад, на рис.3.2 продемонстровано значно розмитий інтервал 4580-4583 м, що вплинуло на покази не лише ННК та АК, а й електричних методів.

Варто зазначити, що важливим моментом при обробці каротажних кривих є аналіз всієї наявної інформації та розуміння розрізу свердловини, тому що пікові значення можуть бути викликані літологічними особливостями, наприклад, наявністю пропластків вугілля.

Одними з найпростіших та найшвидших рішень для редагування каротажних кривих, що реалізовані в сучасному програмному забезпеченні, є: очистка від викидів та піків (despiking) та інтерполяція, а також різні варіації згладжування (напр. Гаусівське, медіанне).

Проте, використання вищеназваних підходів не завжди в значній мірі покращує результативність інтерпретації. На рисунку 3.2 в треках № 7 та 8 винесено криву інтервального часу проходження повздовжньої хвилі, а також згладжену криву з використанням Гаусівського підходу через 1,5 м. Аналізуючи результат (рис.3.3), стає зрозумілим, що застосування лише згладжування кардинально не змінює результату, а пікові значення з 400 мкс/м зменшуються до 300-320 мкс/м.



Інтервальний час проходження повздовжньої хвилі. мкс/м

Рисунок 3.3. Гістограми розподілу інтервального часу проходження повздовжньої хвилі, необробленої (ліворуч) та після згладжування Гаусівським методом (праворуч)

В роботах (Alzate et al., 2014; Parapuram et al., 2018; Zhang et al., 2018) продемонстровано використання алгоритму нейронних мереж для задач прогнозування та реконструкції каротажних кривих. Результати показали високий ступінь достовірності при прогнозування акустичних кривих та геомеханічних властивостей.

Для успішного прогнозування будь-яких параметрів необхідно розуміти їхній зв'язок з іншими наявними параметрами. Для цієї задачі найкраще підходить побудова графіків залежностей між каротажними кривими. Проте, необхідно розуміти, що чим більш складний розріз, тобто наявні не тільки піщані та глинисті

інтервали, а й вугілля та карбонати, тим менш стійкою буде залежність між каротажними кривими (якщо не розділити розріз на окремі літотипи, або ж стратиграфію).

В даній роботі автором проведено прогнозування кривої інтервального часу проходження повздожньої хвилі у відкладах середнього карбону свердловин Машівського-Шебелинського та Глинсько-Солохівського нафтогазоносних районів з використанням алгоритму штучних нейронних мереж та програмного забезпечення Techlog.

Першим кроком в прогнозуванні є підготовка каротажних даних, а саме детальна ув'язка кривих за глибиною та виділення інтервалів розмиву стовбуру за кавернометрією. Далі автором проаналізовано, які з каротажних кривих піддаються найменшому впливу розмивів, для включення в навчальний процес алгоритму нейронних мереж.

Розглянемо два випадки, перший – зі значним розмивом стовбуру, а в другому розмиви є незначними та менше впливають на запис каротажних приборів.

В умовах значного розмиву стовбуру свердловини для реконструкції кривих інтервального часу проходження повздожньої хвилі, як показує практика, варто використовувати криві гамма каротажу та питомого електричного опору з великим радіусом дослідження. Крива ГК дозволяє розділити інтервал на глинисті пласти, які й розмиваються під час буріння, та на інші літотипи. Питомий електричний опір не лише використовується для визначення насичення інтервалів, а й для виділення різних літотипів.

Архітектура НМ наступна (рис.3.4):

- перший шар з вхідними даними;
- другий та третій – навчальні шари, в яких й відбувається пошук зв'язку між вхідними даними та результуючими;
- четвертий шар – дані для яких проводиться навчання/прогнозування.

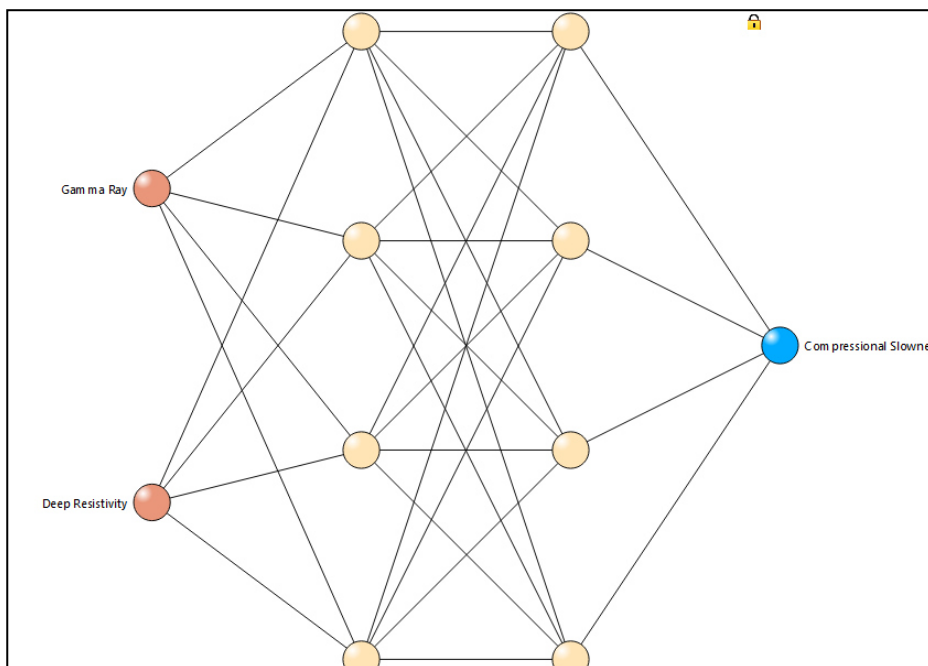


Рисунок 3.4. Архітектура нейронної мережі для реконструкції/прогнозування кривої інтервального часу проходження повздожньої хвилі

При використанні нейронних мереж аналізується крива зміни похибки в залежності від кількості циклів навчання (рис.3.5). Важливим при навчанні нейронних мереж є не допуск перенавантаження або перенавчання, що проявляється у випадку коли застосована ШМН є занадто потужною для виконання задачі. В результаті нейронна мережа запам'ятовує дані, включаючи шуми в них, а не розпізнає основну тенденцію в наборі даних.

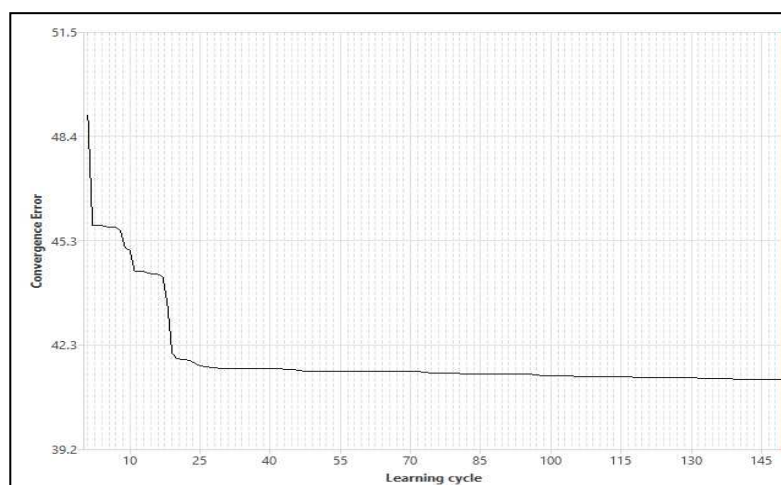


Рисунок 3.5. Крива зміни похибки розрахунку від кількості циклів проведення навчання нейронної мережі на навчальному наборі даних

З рис.3.5 показано, що після більш як 25 циклів навчання, результат є фактично незмінним. Вибір найбільш оптимальної кількості циклів навчання проводиться в аналізі похибок навчальної вибірки та вибірки, на якій застосовуються результати навчання. У випадку реконструкції кривої за АШНМ в одній свердловині даний крок не є настільки важливий, як при прогнозуванні відсутніх кривих в декількох свердловинах.

У випадку значно розмитого стовбуру результат реконструкції кривої DT за АШНМ є не цілком задовільний (рис.3.6).

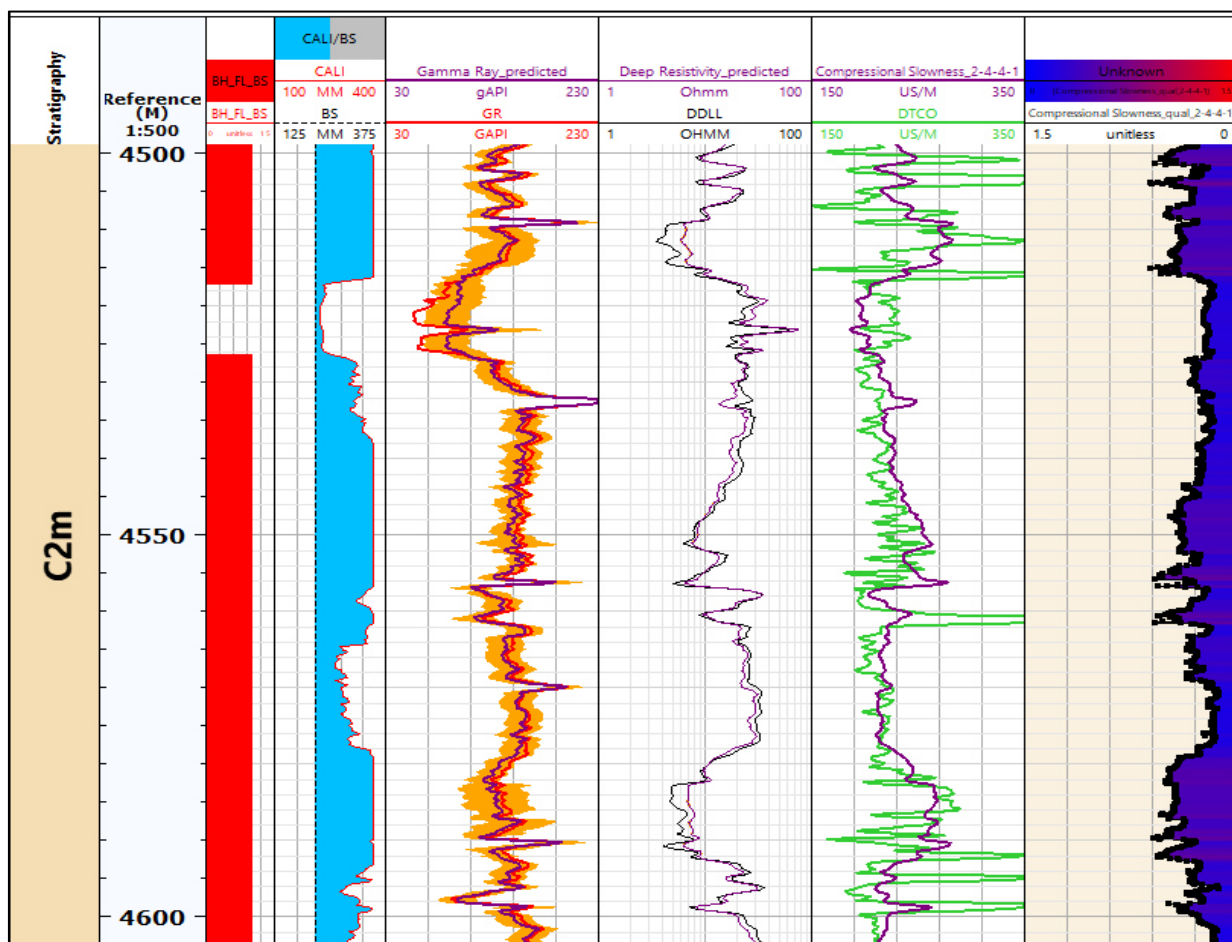


Рисунок 3.6. Фрагмент планшету з вхідними каротажними діаграмами та реконструйованою кривою інтервального часу проходження повздовжньої хвилі в свердловині Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного району зі значним розмивом стовбуру. Трек №7 записана (салатовим кольором) та реконструйована (фіолетова) крива DT

Хоча, крива DT не має значної кількості піків, проте не в повній мірі відображає фізичні властивості геологічного середовища. Це в першу чергу пояснюється, тим

що найбільший радіус дослідження мають прилади вимірювання питомого електричного опору, на покази яких розмив стовбуру в даному випадку впливає в значній мірі. Тому, при вирішенні цієї задачі реконструйовану криву DT не варто використовувати в петрофізичній інтерпретації та моделюванні фізики порід.

Реконструкція кривих в умовах значно розмитого стовбуру може проводитися з використанням тренду зміни даної кривої з глибиною в глинистих пластах, а також шляхом використання компонетного складу, тобто власне вже після петрофізичної інтерпретації.

Розглянемо випадок прогнозування кривої DT в свердловині з наявними незначними розмивами стовбуру. Архітектура НМ є такою ж, як і на рис. 3.4.

В результаті навчання НМ отримано модель прогнозування кривої інтервального часу проходження повздовжньої хвилі, що відповідає оригінальній, записаній при каротажних роботах в інтервалах глинистих пластів (де наявні основні розмиви стовбуру), а також в інтервалах ущільнених пластів-колекторів (рис.3.7). Правильно реконструювати криву DT навпроти пластів вугілля заданою нейронною мережею є неможливим, за рахунок фізичних властивостей даних пластів, для характеристики яких недостатньо кривих ГК та питомого електричного опору (варто додати для таких випадків криву вмісту водню). Інтервали вапняків, або ж карбонатизації є малочисельними тому, натренувати НМ з наведеного комплексу не вдасться.

Для глинистих інтервалів різниця між змодельованою АШНМ та записаною при каротажних дослідженнях становить 3-6%. При включенні в модель прогнозування кривої вмісту водню, реконструкція в інтервалах пісковиків показує високу достовірність, а саме різниця у вихідній та вхідних кривих DT складає 2-7%.

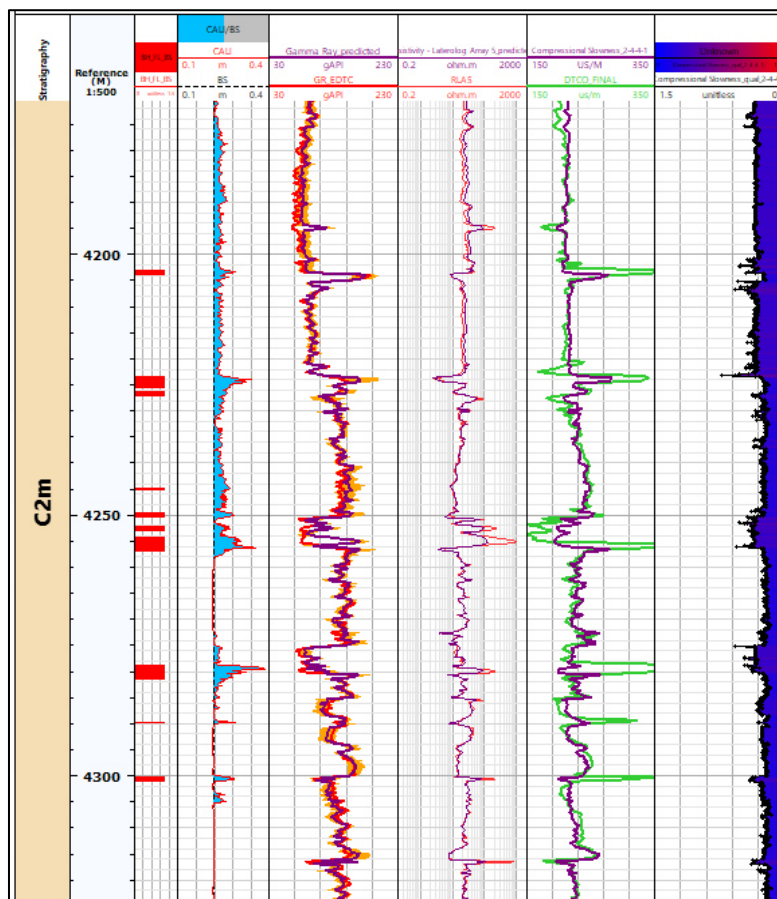


Рисунок 3.7. Фрагмент планшету з вхідними каротажними діаграмами та реконструйованою кривою інтервального часу проходження повздовжньої хвилі. Трек №7 записана (салатовим кольором) та реконструйована (фіолетова) крива DT свердловини Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного району

Що стосується задачі прогнозування DT навпроти глинистих інтервалів, навчена НМ в повній мірі справляється з даною задачею, при відсутності впливу розмиву стовбуру на електричні методи.

Оцінити вплив вхідних даних на результуючу модель можливо при оцінці карти варіативності, що утворюється шляхом аналізу оберненого поширення похибки.

На карті варіативності зображено кластери, для яких характерні однотипні покази кривих, а також однотипний вплив кривих на результуючу модель. Отже при виборі будь якого з кластерів можливим є виділити на планшеті однотипний інтервал та зрозуміти вагу вхідних даних в ньому. Також для розуміння створеної нейронної моделі варто відобразити спрогнозовані шляхом оберненого поширення похибки вхідні каротажні криві.

На рис. 3.8 наведена карта варіативності з виділеними інтервалами, де крива питомого електричного опору (чорного кольору) робить основний внесок в навчання НМ (3.8, а) та планшеті виділені інтервали пісковиків та вапняків (3.8, б).

Аналізуючи навчену для реконструкції кривої ДТ нейронну мережу, встановлено, що в інтервалах глинистих порід вплив кривих ГК та питомого електричного опору є фактично однаковим (верхня частина карти варіаграм, рис.3.8); в інтервалах пісковиків та вапняків найбільший вплив на результуючу модель робить крива питомого електричного опору (нижня частина карти варіаграм, рис.3.8).

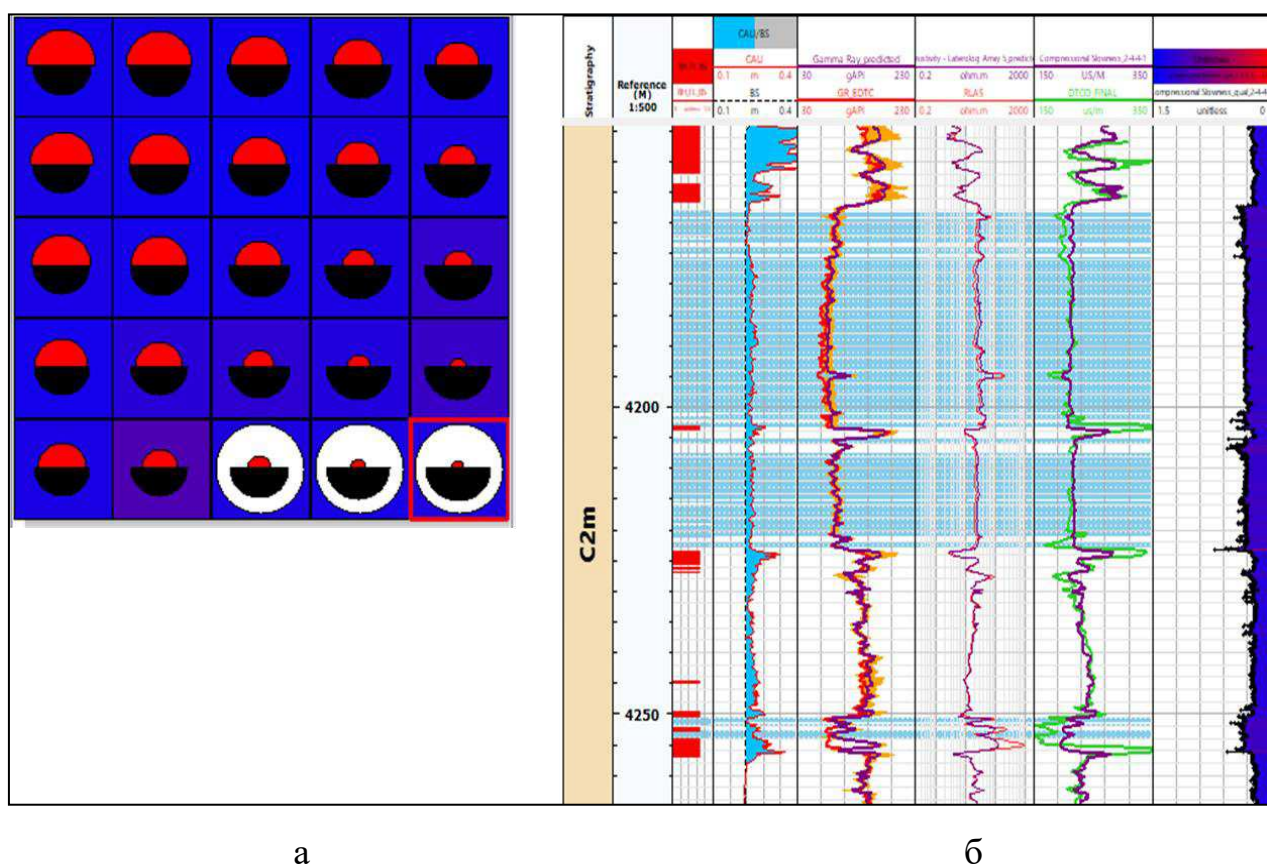


Рисунок 3.8. Оцінка впливу вхідних даних на результуючу модель при використанні АШНМ:

а - карта варіативності, б - планшет каротажних даних

Що стосується прогнозування кривої ДТ в інтервалах порід-колекторів, варто зазначити, що комплекс вхідних кривих повинен включати методи оцінки пористості, в випадку ДДЗ, це нейтронні методи та крива вмісту водню. Результат

навчання чи прогнозування залежить від насичення інтервалів, а також впливу газу на вхідні криві, та потужність інтервалів пісковиків в інтервалі прогнозу.

Показаний підхід реконструкції та прогнозування шляхом навчання нейронної мережі можна застосовувати не лише до кривої інтервального часу проходження повздожньої хвилі, а й до кривих інтервального часу поперечної проходження хвилі та об'ємної густини.

Актуальність цього доводиться тим, що наведені криві записані в незначній кількості свердловин ДДЗ та є основою дослідження фізики порід та кількісної сейсмічної інтерпретації. Окрім цього наведений алгоритм ефективний для ув'язки каротажних та сейсмічних даних, беручи до уваги, що є значна кількість свердловин з наявним комплексом радіоактивних та електричних методів.

### **3.2. Прогнозування літології порід розрізу свердловин з використання алгоритму нейронних мереж**

Визначення літології та компонентного складу порід – доволі важливий крок, особливо, при побудові петрофізичних моделей, визначенні петрофізичних параметрів та прогнозуванні відсутніх каротажних кривих.

Для отримання якісної літологічної та мінералогічних характеристик розрізу необхідно використовувати результати кернових досліджень з використання рентгеноструктурного аналізу в поєднанні з результатами спектрометричних каротажних досліджень (наприклад прилад Pulsar від Schlumberger). Проте наведені дослідження є достатньо дорогавартісними та проводяться в рідких випадках (особливо на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії розробки).

При прогнозуванні літології та мінералогічного складу в свердловинах, де відсутні додаткові кернові чи каротажні дослідження, а також для розподілу літологічних характеристик порід розрізу в значній кількості свердловин (що проводиться при побудові петрофізичних моделей родовища) можуть бути використані АШНМ. В роботах (Cvetković et al., 2009; Silva et al., 2013; Wang & Zhang, 2008) показано, що використання алгоритмів нейронних мереж дозволяє

спрогнозувати літологічні особливості як теригенних, так і складних карбонатних розрізів при використанні кернової та каротажної інформації.

На думку автора застосування АШНМ для прогнозування літології розрізу, враховуючи специфіку вітчизняних даних, варто використовувати при детерміністичній петрофізичній інтерпретації. Даний тип інтерпретації проводиться покроковим розрахунком глинистості, визначенні літології, для правильного вибору параметрів матриці при розрахунку пористості, визначенні пористості, насичення та компонентного складу порід. В даному випадку при визначенні літології можуть бути неточності, так як різні породи мають близькі за значеннями фізичні властивості, наприклад, мергель та пісковик, або ж ідентифікація пластів вугілля в умовах розмитого стовбуру. Тому проводиться вручну коригування літології розрізу, а використання НМ дозволить пришвидшити даний процес при наявності значної кількості свердловин.

При прогнозуванні літології вхідний шар архітектури нейронної мережі складають каротажні криві, з використанням яких власне й відбувається в основному розділення розрізу на літотипи, а саме: радіоактивні (ГК, ННК), акустична (АК) та крива питомого електричного опору. На виході задається крива з попередньо визначеними та відкоригованими літотипами (рис.3.9).

Для прикладу автором використано три свердловини, дві з яких навчальні, тобто вже попередньо визначена крива літології, та одну свердловину, де застосовується натренована нейронна мережа. Варто відмітити, що при будь якій процедурі прогнозування, де використовуються на вході непетрофізичні властивості, а каротажні криві, останні необхідно нормалізувати, тобто привести до однакових умов вимірювання.

При використанні нейронної мережі навчено модель, за допомогою якої в одновікових та однотипних відкладах, а саме середнього карбону, з високим ступенем достовірності розділено розріз свердловини на літотипи (рис.3.10).

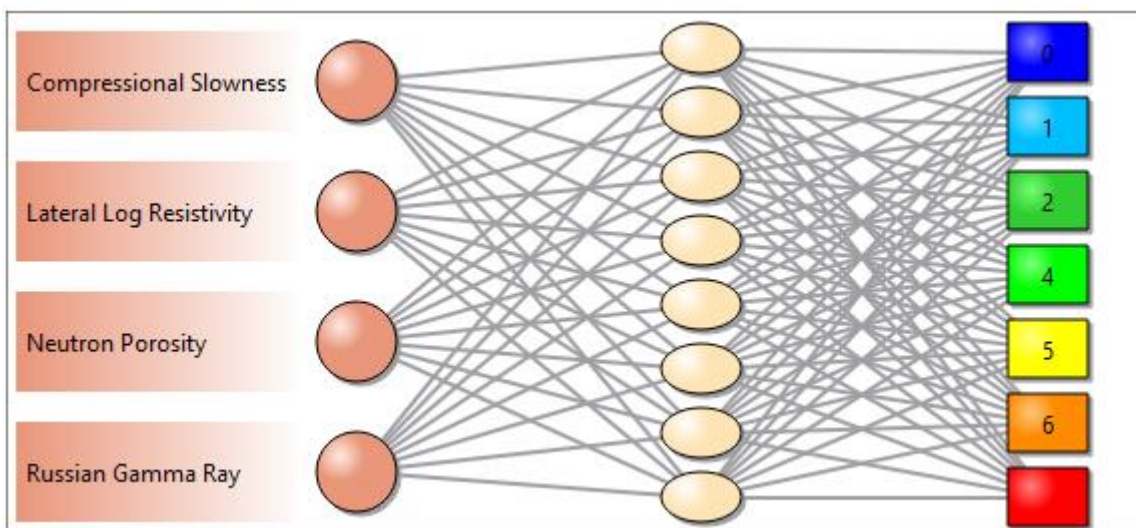


Рисунок 3.9. Архітектура нейронної мережі для прогнозування літології розрізу

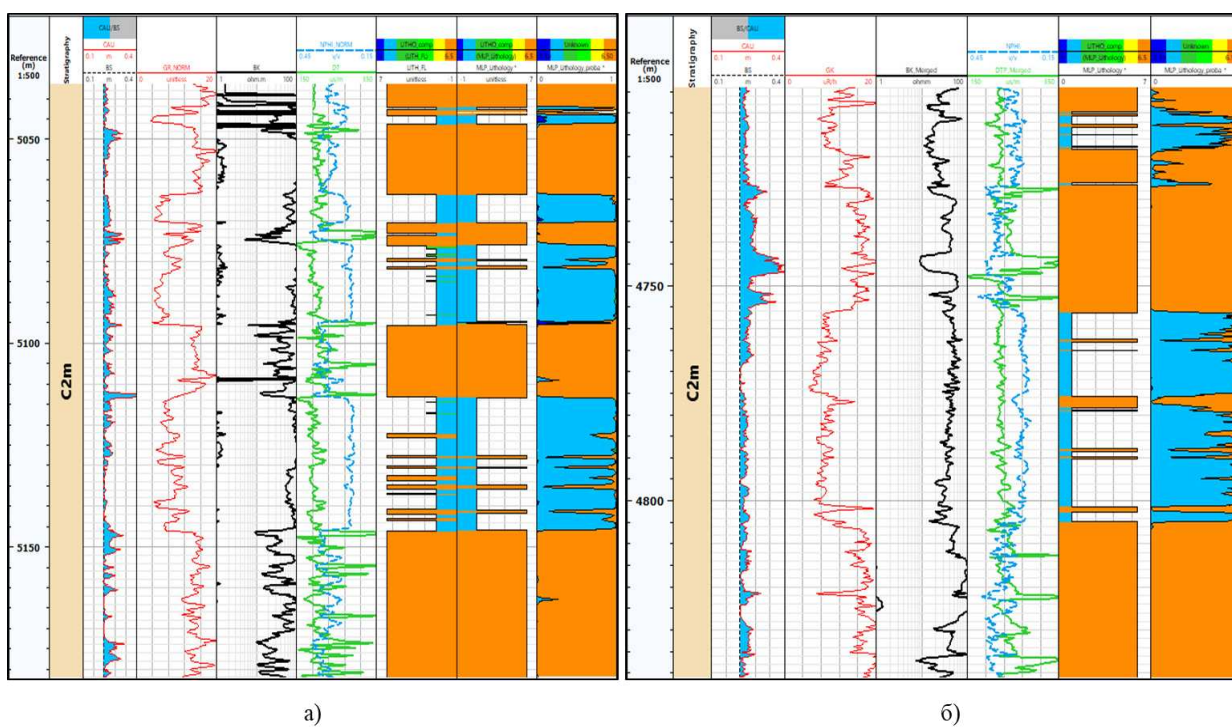


Рисунок 3.10. Фрагмент планшету з вхідними каротажними діаграмами та спрогнозованою: літологічною колонкою (8 трек), а також компонентним складом (трек 9), навчальної свердловини (а) та свердловини, в якій використано модель НМ (б) Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району

Основну частину розрізу інтервалу досліджень складають глинисті породи та пласти ущільнених пісковиків, також наявні пропластки вугілля та вапняків, на які й розділено розріз. Окрім літології розрізу при використанні АШНМ ПЗ Techlog результатом є і компонентний склад порід. Проте, на думку автора, даний компонентний склад порід не в повній мірі відповідає реальному геологічному середовищу, та є значно спрощеним. Це проявляється в тому, що піщаниста, або ж глиниста компонента в природі не може займати 100% породи.

Крім того, за таким самим підходом можливо проводити прогнозування інших блочних кривих на різних етапах петрофізичної інтерпретації. Наприклад, класифікації порід за фільтраційними властивостями, коли в одній з свердловин проведено значну кількість спеціальних кернових досліджень (методи визначення залишкового водонасичення), або ж свердловинні дослідження методом ЯМР при подальшому розповсюдженні створеної блокової кривої класифікації на сусідні свердловини.

### **3.3. Прогнозування коефіцієнту проникності з використанням алгоритму нейронних мереж**

Однією з переваг нейронних мереж є створення нелінійних моделей в складних та багатокомпонентних системах. Як описано в Розділі 1, серед петрофізичних параметрів найскладніше прогнозувати коефіцієнт проникності резервуару, так як є безліч факторів, які практично не можливо врахувати на даному етапі розвитку каротажних приладів, а саме: розмір гирла пустот, звивистість каналів фільтрації зв'язок між окремими пустотами, тип пустотного простору, наявність вторинних пустот та інші. В ряді публікацій показано ефективність використання алгоритму нейронних мереж для прогнозування коефіцієнта проникності (Ahmadi et al., 2013; Cuddy, 2000; Karimpouli et al., 2010).

Якщо враховувати необхідність визначення проникності в різних літотипах розрізу, то основою для даного прогнозування є якісні результати дослідження керну, зокрема, керновий матеріал повинен бути відібраний та досліджений не лише

в продуктивному інтервалі, а й в різній ступені глинистих та карбонатних, а також ущільнених пропластках. Окрім цього, якщо прогнозувати проникність на площі, де бурилися свердловини в різні роки з відбором керну, важливо щоб при дослідженнях дотримувалися приблизно однакових технологій до вимірювання, тому що це може спричинити різноманітні неузгодження.

Для опробування підходу до прогнозування проникності з використанням АШНМ для порід Дніпровсько-Донецької западини, автором використано результати кернавого дослідження, що включають вимірювання коефіцієнта абсолютної проникності, а також комплекс каротажних даних для трьох свердловин.

Архітектура нейронної мережі має наступний вигляд:

- вхідний шар – каротажні криві, що відображають зміну літології та петрофізичних властивостей, а саме: АК, ГК, та ННК;
- проміжний шар в якому проводиться навчання моделі розрахунку та визначення похибки моделювання;
- вихідним шаром є крива коефіцієнту проникності, що навчається на кернавих даних (рис.3.11).

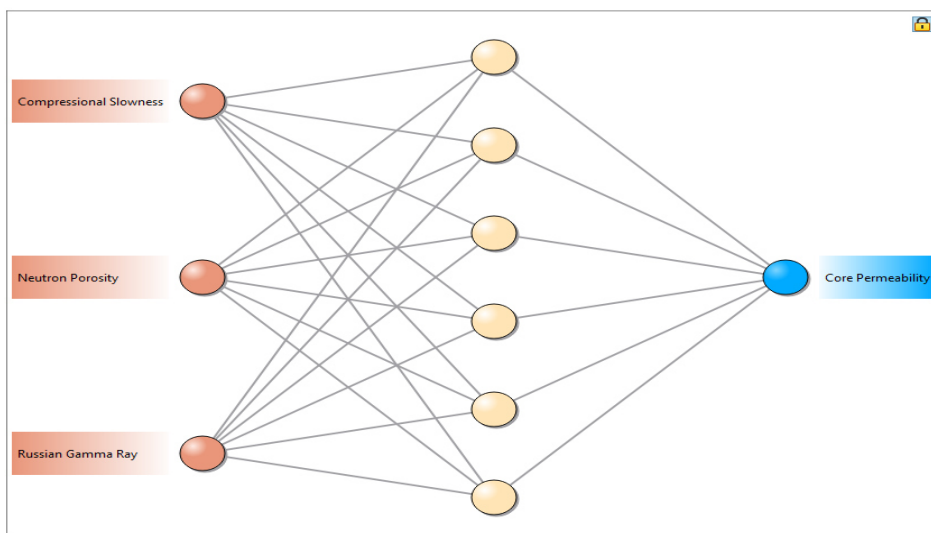


Рисунок 3.11. Архітектура нейронної мережі для прогнозування коефіцієнту проникності

Створена нейронна мережа дозволяє зрозуміти, що найбільшу вагу на результуючу модель складає крива інтервального часу проходження повздовжньої хвилі, особливо це відчутно в інтервалі пісковиків. Що стосується глинистих пластів – вплив кривої ГК близький до АК, а також збільшується внесок кривої ННК в результуючу модель.

При побудові кореляційної залежності між зпрогнозованим з використанням нейронної мережі коефіцієнтом проникності ( $K_{пр,ШНМ}$ ) та вимірним  $K_{пр}$  на керні (рис.3.12) отримано кореляцію ( $R^2 = 0.56$ ), що описується рівнянням:

$$\ln K_{пр,ШНМ} = 0,56 * \ln K_{пр} + 0,22 .$$

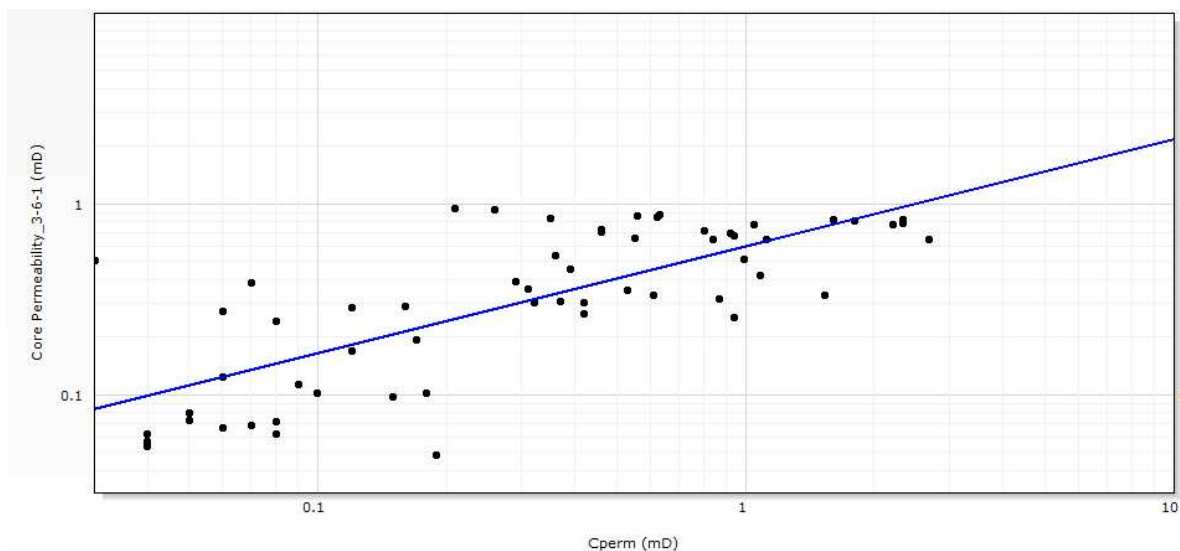


Рисунок 3.12. Графік залежності між коефіцієнтами пористості вимірним на керні та зпрогнозованим з використанням АШНМ

Невисокий ступінь кореляції (0,56) автором пояснюється наступним:

- невелика кількість зразків для підтвердження результату (59 зразків);
- незначний діапазон зміни коефіцієнта проникності 0,03 – 2,6 мД;
- досліджений керном представляє ущільнені інтервали;
- каротажні криві недостатньо диференційовані, щоб відобразити незначний діапазон зміни фільтраційних властивостей в однорідному інтервалі.

Проте, поточною змодельована крива коефіцієнта проникності в інтервалах касимівського та московського ярусу (рис.3.13) на якісному рівні показує гарну відповідність зміні літології, де покращені фільтраційні властивості відповідають підвищеним значенням пористості в інтервалах пісковиків.

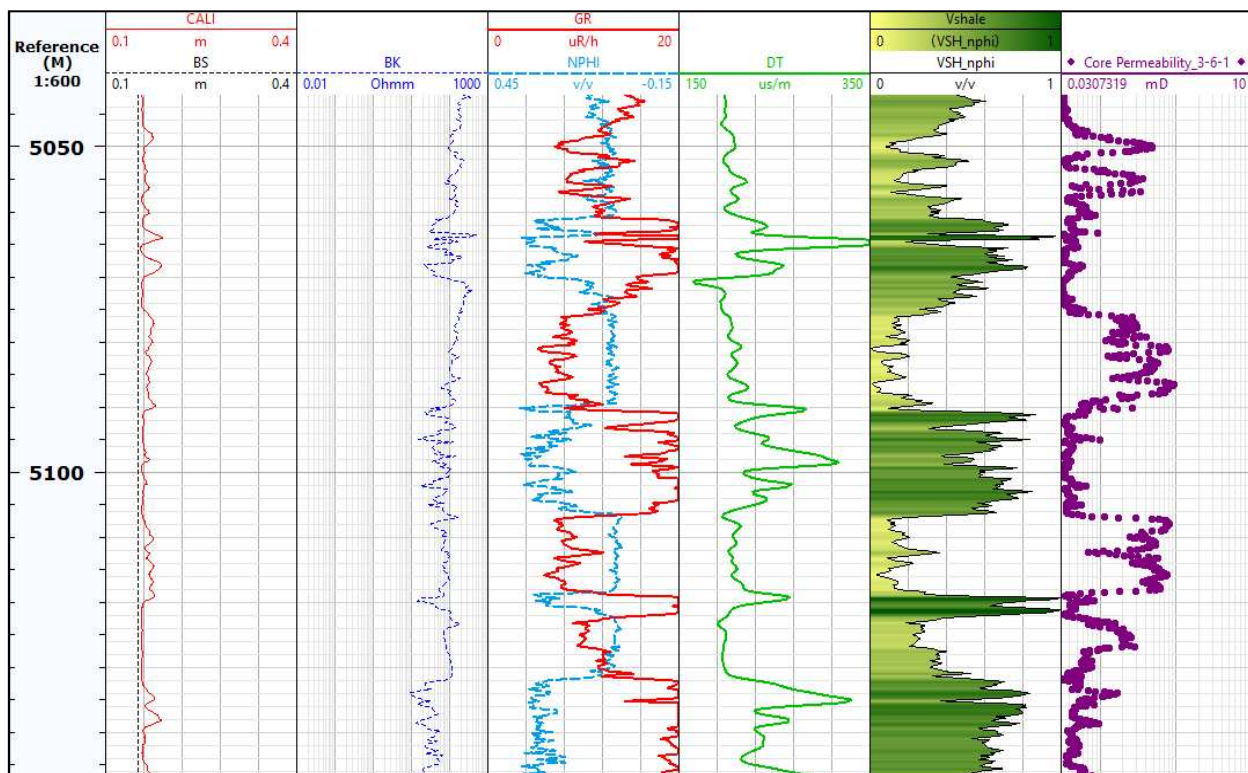


Рисунок 3.13. Фрагмент планшету з записаними каротажними діаграмами та розрахованими значеннями коефіцієнту об'ємної глинистості та змодельованою кривою коефіцієнту проникності в свердловині Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району

В даному розділі автором використано для задач прогнозування каротажних кривих та петрофізичних властивостей, а також класифікації порід розрізу алгоритм штучних нейронних мереж. Хоча даний алгоритм широко застосовується не лише в наукових дослідженнях, а й в промисловості, існують обмеження, що обумовлені якістю даних та повнотою покриття навчальної змінної.

Для задачі прогнозування вибрано каротажну криву інтервального часу проходження поперечної хвилі. У випадку значних розмивів стовбуру свердловини, де каверни впливають на електричні методи з великою горизонтальною роздільною

здатністю, вихідна крива не в повній мірі відповідає геологічному середовищу. Для таких випадків прогнозування проводиться при використанні трендів, або ж компонентного складу порід. Щодо випадку при відсутності значних каверн комплекс гамма-методу та питомого електричного опору з великою точністю реконструює та прогнозує криву інтервального часу проходження повздовжньої хвилі, винятком є лише малопотужні пропластки вугілля та вапняку. Також встановлено, що основний внесок в модель навчання та прогнозування в інтервалах пісковиків, вапняків робить крива питомого електричного опору, а в глинистих пластах вплив наведених методів приблизно однаковий. Враховуючи наведені результати, варто зазначити що підхід використання алгоритму штучних нейронних мереж є швидким та ефективним підходом до реконструкції або ж прогнозування каротажних кривих. Окрім кривої DT таким самим чином можливо прогнозувати криві об'ємної густини та інтервального часу проходження поперечної хвилі. Областю застосування є підготовка каротажних даних до поточної петрофізичної інтерпретації та робота з сейсмічними даними.

При прогнозуванні блокових кривих алгоритм штучних нейронних мереж дозволяє з високою достовірністю та ефективністю відновити та спрогнозувати літологічну колонку, що дозволяє при петрофізичній інтерпретації заощадити час при виділенні різних літотипів.

Прогнозування проникності є доволі складним процесом в поточної петрофізичній інтерпретації. Хоча, отримані результати відповідають зміні літології розрізу та ємнісним властивостям, проте, коефіцієнт кореляції між керновими та спрогнозованими даними є нестійким ( $R^2 = 0.56$ ). На думку автора більша результативність може бути отримана шляхом виділення однотипних за фільтраційними властивостями інтервалів та використання регресії в межах даного інтервалу.

### *Висновки до третього розділу*

Даний розділ присвячений тематиці вирішення петрофізичних задач шляхом використання машинного навчання, а саме алгоритму штучних нейронних мереж. Автором проаналізовано можливості використання ШНМ при прогнозі каротажних кривих та петрофізичних параметрів, обґрунтовано архітектуру ШНМ при вирішенні поставлених задач, а також проведено навчання нейронних мереж за даними комплексу каротажних даних, а також лабораторних петрофізичних досліджень. Встановлено, що:

1. При реконструкції чи прогнозуванні кривої інтервального часу проходження повздовжньої хвилі комплекс з використання гама методу та питомого електричного опору АШНМ дозволяє отримати стійкий результат. Для глинистих інтервалів різниця між змодельованою та записаною кривими складає 3-6%, для інтервалів пісковика 2-7%;

2. Основний вплив в навчальну модель АШНМ в інтервалі пісковиків робить крива питомого електричного опору, в той час як в глинистих інтервалах вплив вхідних даних однаковий. Отже з використанням радіоактивного комплексу та кривих питомого електричного опору можна спрогнозувати криву інтервального часу проходження повздовжньої хвилі в свердловинах, пробурених до 70-80-х років минулого століття, та використати в задачах розвідки покладів вуглеводнів при комплексуванні з сейсмічними даними;

3. Прогнозування коефіцієнту проникності методом АШНМ за каротажними та керновими даними дало нестійкий результат ( $R^2 = 0,56$ ). Це пов'язано з відсутністю значної вибірки кернових досліджень, а також зі складністю детальної ув'язки каротажних та кернових даних. Тому, для даної задачі краще використовувати підхід класифікації розрізу за фільтраційними властивостями та прогнозування проникності в межах кожної з груп або мінімізувати вказані недоліки вибірки даних.

## РОЗДІЛ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ТА ВИДІЛЕННЯ ІНТЕРВАЛІВ З ПОКРАЩЕНИМИ КОЛЕКТОРСЬКИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ ПРИ ВИКОРИСТАННІ КЛАСИФІКАЦІЇ ПОРІД ЗА ПЕТРОФІЗИЧНИМИ ТА КАРОТАЖНИМИ ДАНИМИ

Прогнозування зон з покращеними колекторськими властивостями та визначення проникності інтервалів - шлях до ефективної розвідки та розробки покладів вуглеводнів. Як зазначено в Розділі 1, класифікація порід розрізу на однотипні пропластки за літолого-петрофізичними властивостями та особливостями, дозволяє з більшою точністю прогнозувати петрофізичні параметри, виділяти зони з покращеними колекторськими властивостями, знайти зв'язок між умовами осадконакопичення, літологією, катагенетичними та діагенетичними змінами в породах, з петрофізичними та колекторськими властивостями.

### 4.1. Методика прогнозування проникності шляхом типізації порід-колекторів на окремі фільтраційні одиниці

Після аналізу літературних джерел, що проведений в Розділі 1, автором для прогнозування проникності проведено класифікацію порід-колекторів для традиційних та ущільнених порід-колекторів касимівського та московського ярусу приосьової зони ДДЗ, за фільтраційно-ємнісними властивостями з використанням методики гідравлічної одиниці потоку флюїду, розробленої Amaefule з колегами (Amaefule et al., 1993), яка практично не використовується на теренах України.

Основою методики гідравлічної одиниці потоку флюїду (Hydraulic flow unit (HFU)) є використання модифікованого рівняння Козені-Кармана:

$$k = \left( \frac{1}{K_T S_{Vgr}^2} \right) \left( \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \right).$$

Методика HFU включає розрахунок індексу якості породи-колектора (RQI), що виведений з рівняння Козені-Кармана, відповідно тому і включає розподіл пустот та зерен мінералів в породі, розмір гирла пустот та інші мікропараметри будови

пустотного простору, що впливають на фільтраційно-ємнісні властивості. Рівняння RQI має вигляд:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}},$$

де  $k$  – коефіцієнт пористості,  $\phi_v$  – коефіцієнт відритої пористості.

Поєднання індексу якості порід-колекторів разом з об'ємом пустотного простору дозволяє об'єднати геологічні атрибути текстури, структури та мінералогії порід з особливістю пустотного простору в єдиний параметр – індикатор зони фільтрації (Flow zone indicator (FZI)):

$$FZI = RQI / \left( \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right),$$

де RQI – індекс якості колектору,  $\phi_v$  – коефіцієнт відритої пористості.

Зазначається, що при наявності аутигенних глинистих мінералів, які вистилають пустоти, закупорюють їх та їхнє гирло, при поганій відсортованості та дрібному розмірі зерен мінералів пісковики матимуть високу питому поверхню пустот, а також звивистість пустот буде високою, що викличе відповідно низький індикатор зони фільтрації (Tiab & Donaldson, 2015).

Для вирішення задачі прогнозування проникності шляхом типізації порід за фільтраційно-ємнісними властивостями та для врахування літологічних особливостей порід використано: результати стандартного та спеціального аналізу керну, а саме результати вимірювання коефіцієнтів пористості та проникності, визначення коефіцієнту залишкового водонасичення методами центрифугування та ртутної порометрії, а також аналіз результатів мікроскопічних досліджень.

#### **4.2. Прогнозування коефіцієнта проникності при класифікації порід центральної частини приосьової зони ДДЗ**

Автором проведено прогнозування коефіцієнту проникності порід-колекторів приосьової зони ДДЗ на прикладі пісковиків московського і касимівського ярусів Східно-Полтавського родовища.

При прогнозуванні проникності пісковиків Східно-Полтавського родовища використано дві вибірки даних,

- перша – з підрахунку запасів по родовищу (Абанькін & Купчик, 2018), містила виміри петрофізичних властивостей 2135 зразків, відібраних в різні роки, основна частина яких без детальної прив'язки до глибини;

- друга вибірка даних включала 505 зразків (Лизанець et al., 2019) зі спеціальними керновими дослідженнями та ув'язкою до каротажних даних.

Аналіз петрофізичних властивостей набору кернових даних першої вибірки показав, що  $K_{п,в} = 1 \div 18 \%$ , а  $K_{пр} = 0,01 \div 106$  мД, зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності є не стійким ( $R^2 = 0,36$ ).

Для прогнозування проникності у випадку відсутності стійкого кореляційного зв'язку автором використано підхід виділення однотипних гідравлічних одиниць. Для цього використано методи аналізу кернових даних, що реалізовано в програмному модулі SCAL (Special core analysis) в ПЗ Techlog та Rock Typing в ПЗ Interactive Petrophysics.

Найпершим у виділенні однотипних інтервалів є розрахунок унікальних фільтраційних параметрів (RQI, FZI) та графічне їх представлення у вигляді графіків та гістограм.

Гістограма розподілу індикатора зони фільтрації дозволила розділити перший набір кернових даних на 5 груп (рис.4.1.). Значення FZI змінюється в межах від 0,01 до 200.

На думку автора до першої та п'ятої груп входять зразки з некоректно виміряними петрофізичними параметрами, а також механічно розтріскані зразки. Наведені дві групи складають 5 зразків, тому використовувати для аналізу їх не варто.

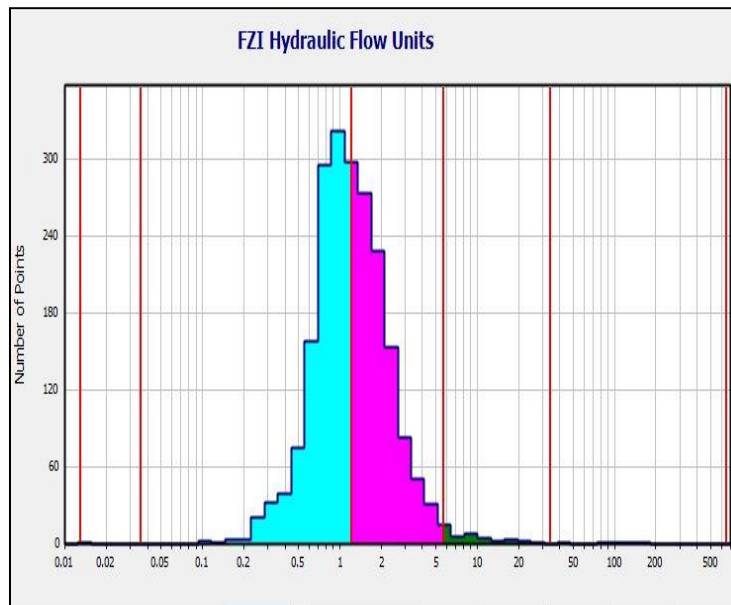


Рисунок 4.1. Гістограма розподілу параметру FZI з виділеними однотипними групами порід

Виділення однотипних інтервалів за гідравлічними особливостями дало змогу отримати стійкі рівняння кореляції між коефіцієнтом пористості та проникності для кожної з груп:

- група 2 налічує 1106 зразків, FZI змінюється в межах  $0,036 \div 1,2$  з середнім значенням 0,75; рівняння кореляції для визначення коефіцієнта проникності наступне:

$$K_{np} = \phi^3 \left( \frac{0,758}{0,0314 * (1 - K_{n,e})} \right)^2, R^2 = 0,56;$$

- групу 3 складають 971 зразок, FZI =  $1,2 \div 5,7$ , середнє значення – 1,9, рівняння кореляції:

$$K_{np} = \phi^3 \left( \frac{1,925}{0,0314 * (1 - K_{n,e})} \right)^2, R^2 = 0,75;$$

- в четверту групу входить 37 зразків, а FZI становить  $5,7 \div 35$  з середнім 9,5, зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності описується рівнянням:

$$K_{np} = \phi^3 \left( \frac{9,5}{0,0314 * (1 - K_{n,e})} \right)^2, R^2 = 0,8.$$

Графіки кореляції між коефіцієнтами пористості та проникності (напр. рис.4.2) дозволяють побачити, що при однаковій пористості зразки можуть мати різну проникність, на що впливає мінеральний склад, структурні та текстурні особливості порід, вторинні зміни в породах, а також тектонічний режим в площі, а також тип пустотного простору.

Для виділених груп притаманні близькі літолого-петрофізичні особливості і, швидше за все, однаковий тип пустотного простору, тому вдалося отримати тісний зв'язок між об'ємом пустотного простору та фільтраційними властивостями і, відповідно, стійкі рівняння для прогнозування проникності на основі пористості.

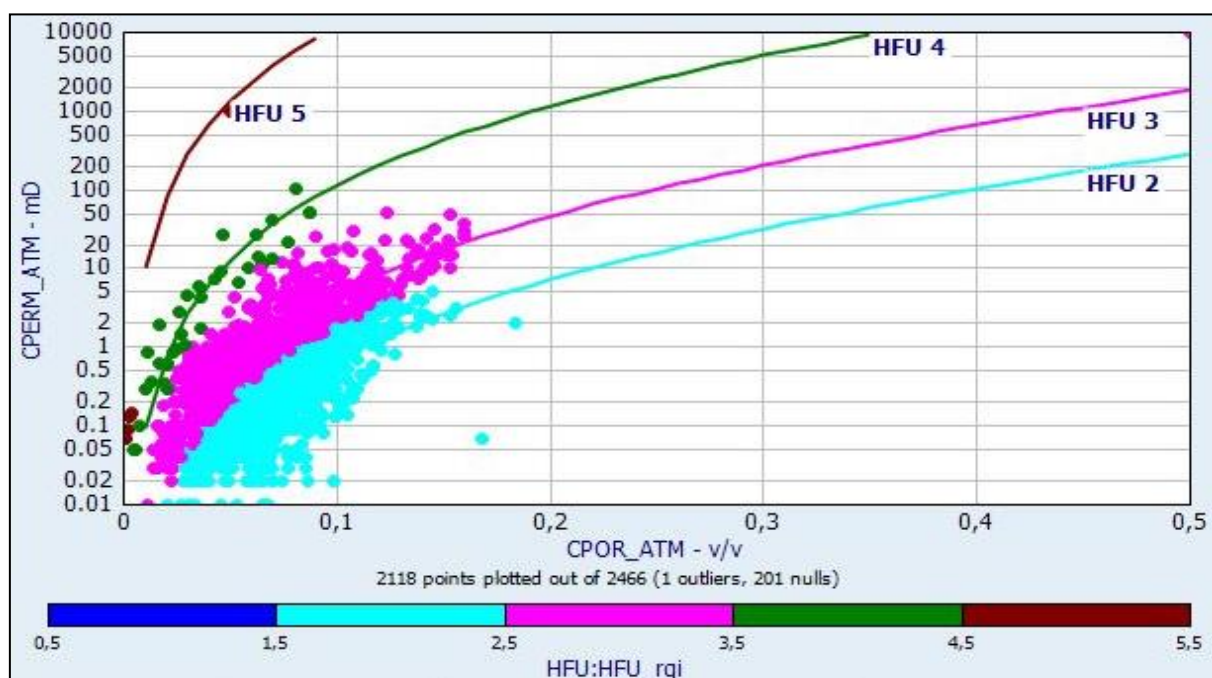


Рисунок 4.2. Графік залежності між коефіцієнтами пористості та проникності з винесеним розподілом на групи (HFU)

Автор вважає, що для четвертої групи характерні вторинні природні чи механічні зміни в керні, в результаті чого при невисокій пористості пісковики мають високу проникність (наприклад, при  $K_{п,в} = 5\%$  –  $K_{пр} = 10$  мД, що є нетиповим для наведених в роботі порід).

Для більш повної характеристики виділених фільтраційних одиниць проведено додаткове вивчення та класифікацію порід на вибірці даних № 2, де було проведено окрім стандартних, спеціальні кернові дослідження.

В аналізуємій вибірці порід відсутні явно тріщинуваті зразки, а також такі, в яких проникність нижче 0,01 мД, що ускладнює дослідження. Гістограма розподілу значення параметра FZI не має випадкових значень та значних викидів, а параметр змінюється від 0,3 до 7,=. Автором виділено три групи порід (рис.4.3).

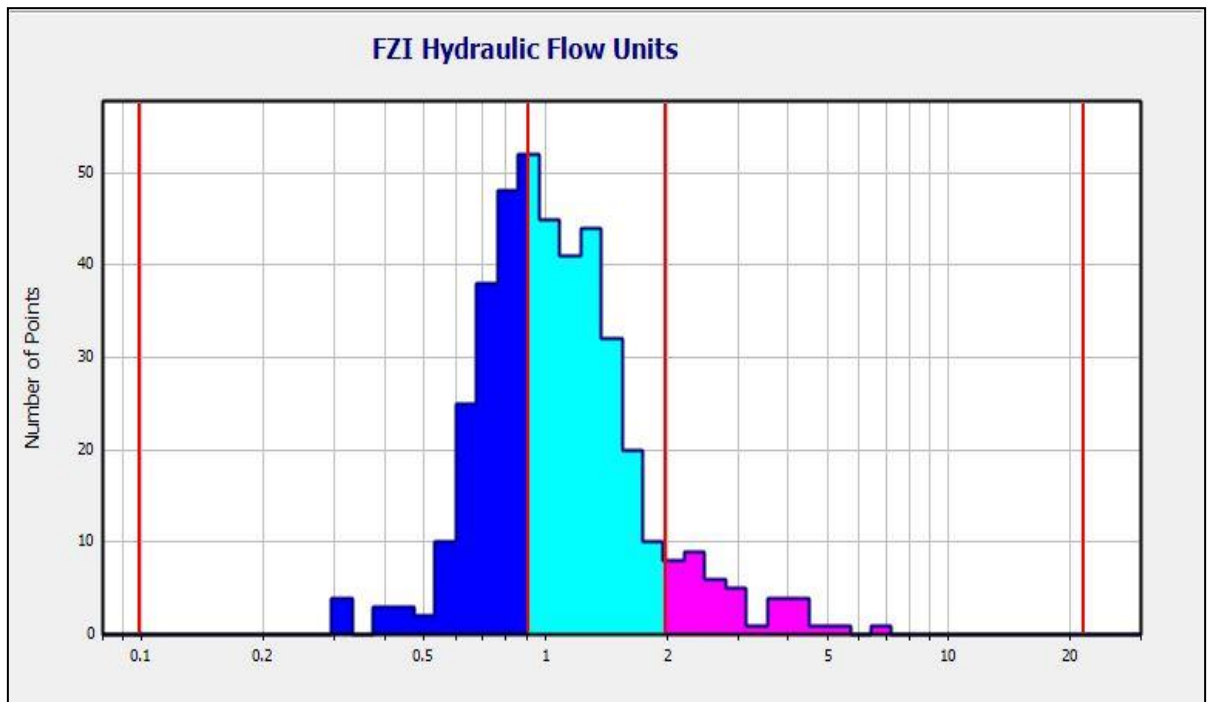


Рисунок 4.3. Гістограма розподілу параметру FZI з виділеними однотипними групами порід

Для виділених груп побудовано кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості та проникності (рис.4.4), а виділені групи характеризуються наступними властивостями та рівняннями регресії:

- 1 група – FZI = 0,09 ÷ 0,912, середнє – 0,7:

$$K_{np} = \phi^3 \left( \frac{0,782}{0,0314 * (1 - K_{n,e})} \right)^2, R^2 = 0,82;$$

- 2 група – FZI = 0,912 ÷ 1,98, середнє – 1,2:

$$K_{np} = \phi^3 \left( \frac{1,35}{0,0314 * (1 - K_{n,e})} \right)^2, R^2 = 0,88;$$

- 3 група – FZI = 1,98 ÷ 21,578, з середнім значенням 2,9:

$$K_{np} = \phi^3 \left( \frac{2,904}{0,0314 * (1 - K_{n,e})} \right)^2, R^2 = 0,89.$$

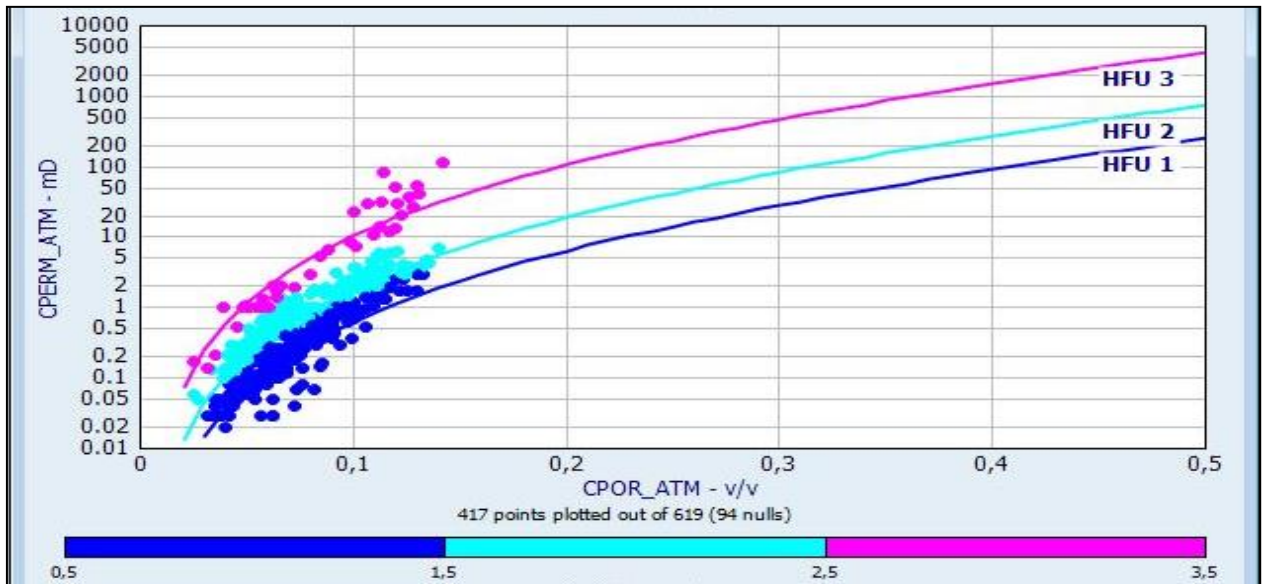


Рисунок 4.4. Графік залежності між коефіцієнтами пористості та проникності з винесеним розподілом на групи (HFU)

На думку автора, отримані кореляційні рівняння дозволяють з високим ступенем достовірності прогнозувати коефіцієнт проникності розрізу. Однак, при застосуванні класифікації порід в комплексі з каротажними діаграмами і розподілі властивостей по покладу, використання трьох груп є не зовсім практичним, з точки зору реалізації. Ще однією з причин розподілу вибірки на дві фільтраційні групи є завищені значення коефіцієнта проникності в низькопористих зразках, що з великою долею ймовірності пов'язано з механічними пошкодженнями при відборі, транспортуванні керну та лабораторних вимірюваннях.

Дві фільтраційні одиниці, що представлені на рис. 4.5 характеризують пісковики з покращеними фільтраційними властивостями, а також менш проникні зразки пісковиків.

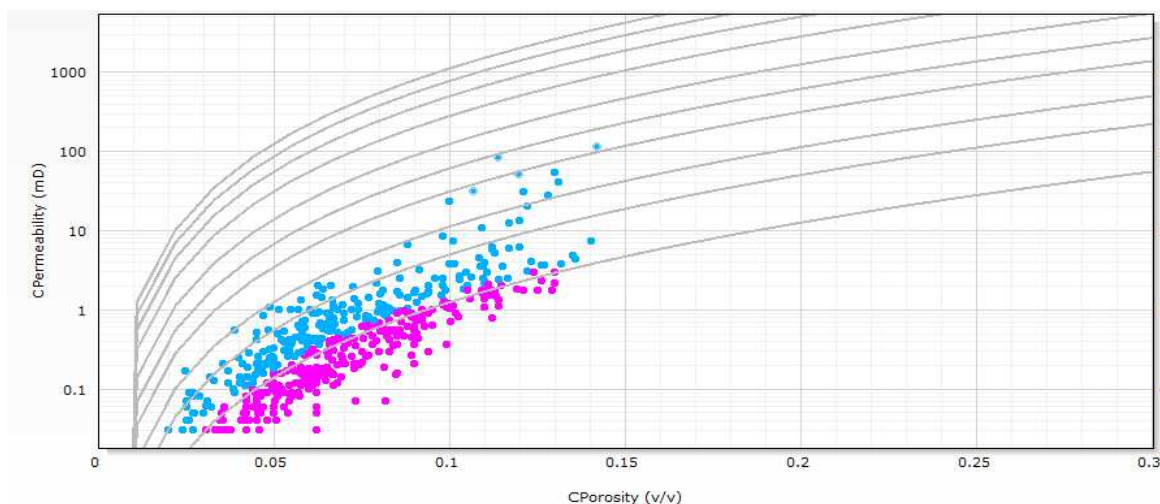


Рисунок 4.5. Графік залежності коефіцієнтів пористості та проникності з виділеними двома фільтраційними одиницями

Група пісковиків з *погіршеними фільтраційними властивостями (I група)* налічує 277 зразків з  $K_{п,в} = 3 \div 13 \%$ , а  $K_{пр} = 0,01 \div 3$  мД.

Пісковики верхньої частини московського ярусу (з наступними середніми значеннями колекторських властивостей:  $K_{п,в} = 7,5 \%$ , а  $K_{пр} = 0,45$  мД) є середньозернистими, олігоміктовими, за складом – плагіоклаз-літокласт-кварцовими (вміст кварцу 84 %). Сортування пісковика середнє, розмір зерен від 0,01 до 0,64 мм, 85 % мають розміри 0,25-0,48 мм, зерна середньо та добре обкочені. Структура псамітова, текстура безладна. В шліфах помітно ущільнення пісковика, а контакти зерен мінералів інкорпораційні та сутурні. Цемент порід поровий каолініт-серицит-гідрослюдистий та карбонатний, другий за значенням цемент - контактний регенераційно-кварцовий.

Зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності для даної групи є стійким ( $R^2 = 0,86$ ), описується рівнянням:

$$\ln K_{пр} = 20,59 * K_{п,в} - 2,01.$$

Така кореляція параметрів характеризує те, що в межах виділеної групи зберігається однакова залежність між збільшенням об'єму пустотного простору, збільшенням розміру пустот та гирла пустот, а відповідно і збільшення фільтраційних властивостей.

Для встановлення особливостей будови пустотного простору зразків та їхнього зв'язку з фільтраційними властивостями автором проаналізовано результати вимірювання коефіцієнту залишкового водонасичення та визначення розподілу пустот за розміром (Лизанець et al., 2019), де авторами наводиться, що розподіл пустот за розмірами для пісковиків чуттєво відрізняється для зразків з різною пористістю (рис.4.6).

Встановлено, що для зразків пісковика з пористістю вище, або близькою до граничної (рис.4.7, а), характерна однотипна будова пустотного простору. Найбільший вміст, близько 35 % від загальної кількості, пустот з діаметром менше 0,3 мкм. Пустоти з діаметром >1 мкм складають близько 40 – 45 % від загального об'єму пустот. В ущільненому зразку, з  $K_{\text{п}} = 6,1 \%$ , основу пустотного простору (приблизно 70%) складають пустоти з діаметром <0,3 мкм.

Дослідження розміру пустот в ущільнених пісковиках при використанні методів ртутної порометрії, скануючої електронної мікроскопії та лабораторного прибору ядерно-магнітного-резонансу, представлено в роботі (Lei et al., 2020), а також поєднано генезис пустот з їхнім розміром:

- міжкристалічні пустоти в зернах мінералів мають розмір менше 0,01 мкм;
- пустоти на поверхні, а також між окремими зернами глинистих мінералів, міжзернові пустоти та пустоти ущільнення мають розмір 0,01 – 10 мкм;
- для пустот розчинення та мікротріщин характерний розмір більше 10 мкм.

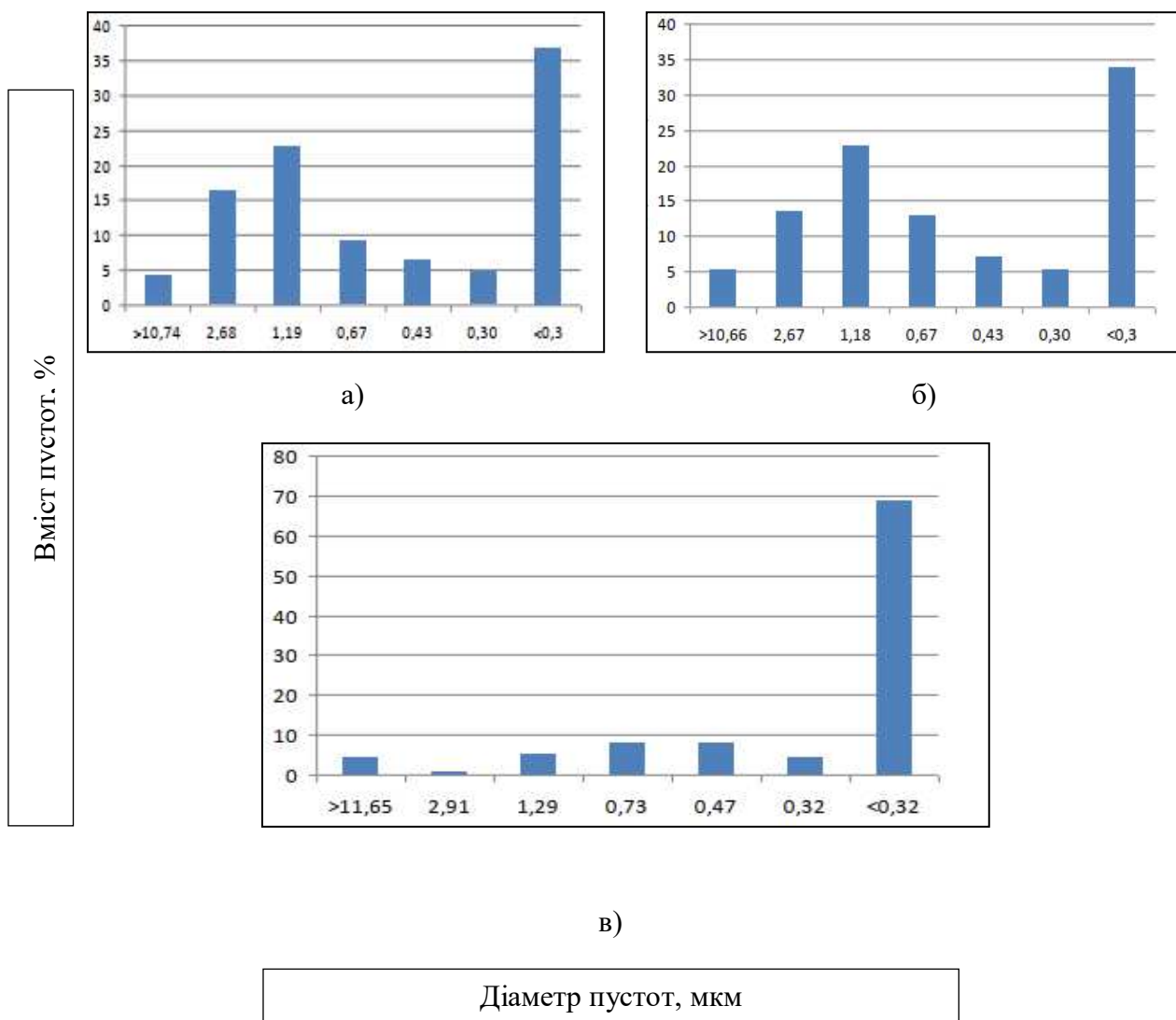


Рисунок 4.6. Розподіл пустот за розміром в пісковиках а) з високою пористістю,  $K_{п} = 12,1 \%$ ,  $K_{пр} = 1,73$  мД; б) з пористістю близькою до граничної  $K_{п} = 8 \%$ ,  $K_{пр} = 1,02$  мД; в) ущільненому з  $K_{п} = 6,1 \%$ ,  $K_{пр} = 0,17$  мД

За діаметром порожнин в пісковиках поділяються на: мікропори – 0,001 – 0,01 мкм, перехідні порожнини – 0,01 – 0,1 мкм мезопори – 0,1 – 1 мкм, макропори 1 – 10 мкм та мікротріщини і порожнини розчинення з діаметром більше 10 мкм.

Згідно наведених класифікацій порожнинний простір зразків-пісковикув Східно-Полтавського родовища з пористістю вище або близькою до граничної складений приблизно в однакових пропорціях мезо- та макропорами, а останні складають менше 5 % від загального об'єму порожнин. Для ущільненого пісковику характерно, що порожнинний простір складається переважно з мезопор.

Група пісковиків Східно-Полтавського родовища з покращеними колекторськими властивостями (II група) налічує 239 зразки з  $K_{п,в} = 2 \div 14 \%$ , а  $K_{пр} = 0,01 \div 115$  мД.

Згідно з аналізом вивчення літологічних особливостей пісковик ( $K_{п} = 8 \%$ ,  $K_{пр} = 0,9$  мД) середньозернистий, олігоміктовий, цемент - контактний регенераційно-кварцовий, другий за значенням – плівково-поровий каолініт-серицит-гідрослюди́стий, в незначному супіні присутній поровий карбонатний цемент. Склад пісковиків наступний: кварц  $\sim 83 \%$ , польові шпати  $\sim 5 \%$ , уламки порід  $\sim 10 \%$ , слюди  $\sim 2\%$ . Сортування пісковика добре, розмір зерен від 0,08 до 1,0 мм, 85 % мають розміри 0,25-0,5 мм, зерна середньо обкочені. Структура псамітова, текстура безладна.

Зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності є стійким ( $R^2 = 0,83$ ) та описується залежністю:

$$\ln K_{пр} = 21,28 * K_{п,в} - 1,6.$$

Аналіз розподілу діаметру пористості пісковиків II групи показав, що для зразка відібраного з продуктивного інтервалу ( $K_{п} = 13,2 \%$ ) майже половину пористості простору складають макропори (49 % від загального об'єму пористості). Як в пісковиках з високою пористістю, так і в зразку з пористістю близькою до граничної, мезо- та мікропори, що утворені, в основному, поміж глинистими мінералами складають 28 % від загального об'єму пористості.

Пористий простір ущільненого зразку пісковика (рис.4.7, в) згідно з інтерпретацією результатів вимірювання коефіцієнта залишкового водонасичення методом центрифугування складений на 45 % мезо- та мікропустотами, а макропустоти займають лише 35 % від загального об'єму, що й пояснює низькі колекторські властивості зразка ( $K_{п} = 7,6 \%$  та  $K_{пр} = 0,83$  мД).

Як показано, використання результатів визначення та аналізу залишкового водонасичення в значній мірі допомагає при аналізі фільтраційних властивостей та встановленні закономірностей їх зв'язку з ємнісними. Варто зазначити, що доволі стійкі емпіричні моделі для прогнозування коефіцієнта проникності отримують при використанні коефіцієнта залишкового водонасичення тому, що наведені

коефіцієнти залежать, в більшій мірі, від розміру пустот та їхнього гирла, а також звивистості каналів фільтрації. Проте, використання даного типу моделей не завжди є практичне. Визначити коефіцієнт залишкового водонасичення при свердловинних дослідженнях можливо лише при використанні приладу ЯМК. Запис приладами ЯМК проводиться, в основному, на етапі розвідки покладів вуглеводнів, а враховуючи, що родовища Дніпровсько-Донецької западини знаходяться на зрілому, або завершальному етапах розробки, наявна незначна кількість подібної інформації.

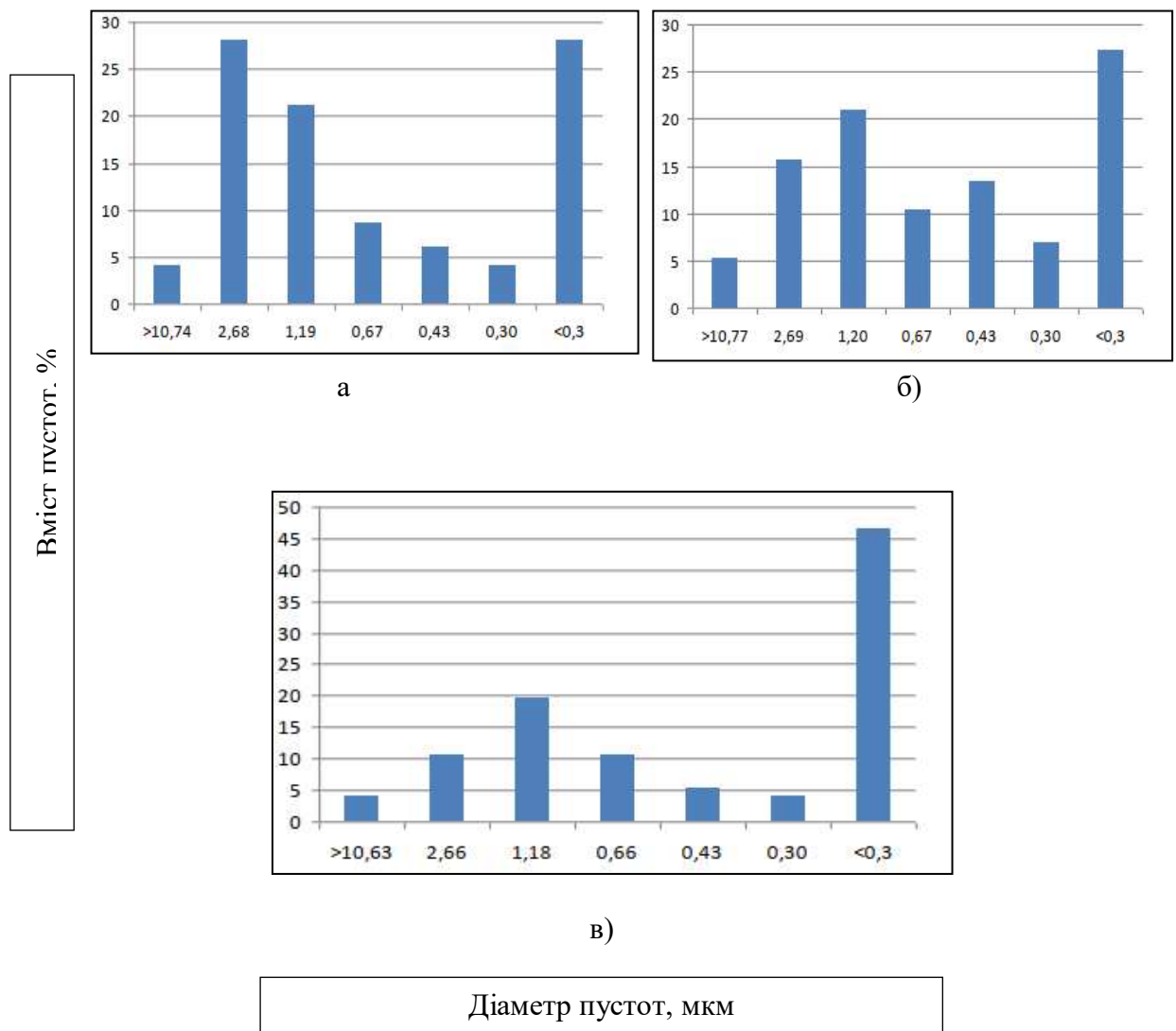


Рисунок 4.7. Розподіл пустот за розміром пісковиках а) з доброю пористістю,  $K_{п} = 13,2\%$ ,  $K_{пр} = 3,79$  мД; б) з пористістю близькою до граничної  $K_{п} = 8,2\%$ ,  $K_{пр} = 1,9$  мД; в) ущільненому з  $K_{п} = 7,6\%$ ,  $K_{пр} = 0,83$  мД.

Коефіцієнт залишкового водонасичення, визначений за даними центрифугування становить: для I групи  $36 \div 70 \%$ , а для II –  $27 \div 47 \%$ .

Автором проведено порівняльний аналіз літологічних особливостей та будови пустотного простору зразків першої та другої груп для встановлення його впливу на фільтраційні властивості.

Для врахування літологічних особливостей використано результати дослідження пісковиків московського ярусу з близькою пористістю (рис.4.6 та 4.8). Для зразка з I групи характерно середній ступінь сортування, розмір зерен від 0,01 до 0,64 мм, з яких 85 % мають розміри  $0,25 \div 0,48$  мм, а  $K_{п,в} = 7,5 \%$ ,  $K_{пр} = 0,45$  мД. Пісок II групи добре відсортований, розмір зерен від 0,08 до 1,0 мм, 85 % їх мають розміри  $0,25 \div 0,5$  мм, зерна середньо обкочені, з  $K_{п} = 8 \%$ ,  $K_{пр} = 0,9$  мД. Отже, при близькій пористості (7,5 та 8 %) пісковики з практично однаковим розміром зерен мінералів, близьким за складом цементом характеризуються коефіцієнтом проникності, що відрізняється в два рази - 0,45 та 0,9 мД відповідно. На думку автора різниця полягає в структурі пустотного простору, що й впливає на фільтраційні властивості.

Окрім цього, автором встановлено, що для порід московського ярусу зберігається класична залежність між розміром зерен мінералів та колекторськими властивостями. Крупнозернистий пісок (глибина відбору 4595 м), в якому 90 % зерен розміром 0,7 – 0,9 мм, має  $K_{п} = 12,6 \%$ , а  $K_{пр} = 3,71$  мД, а для різнозернистого, дрібно-середньозернистого піскового (глибина відбору 4597 м) з середнім розміром зерен  $0,16 \div 3$  мм характерно  $K_{п} = 9 \%$ , та  $K_{пр} = 0,9$  мД, тобто збільшення зернистості та відсортованості зерен вгору по розрізу збільшує колекторські властивості.

Автором встановлено вплив пустотного простору на фільтраційні властивості в двох групах пісковиків. Для зразків першої групи характерно вищий вміст мікро- та мезопустот в порівнянні з другою. В зразках з пористістю вище граничної це 59 % проти 47 %, а в ущільнених – 70 % проти 45 %. Також в ущільнених зразках першої групи 12 % від загальної кількості пустот – це макропустоти, тоді як в другій групі макропустоти складають 35 % загального об'єму. Відповідна різниця в будові

пустотного простору двох груп зразків показана на рис. 4.7 та 4.9. Нажаль, для аналізу наявно лише 17 зразків зі спеціальними керновими дослідженнями, проте наведена тенденція зберігається в усій колекції. В результаті чого, можна сказати, що структура пустотного простору, а саме вміст макропор та пустот ущільнення з мікротріщинами, контролює фільтраційні властивості та розподіл пісковиків на групи за фільтраційно-ємнісними властивостями.

### **4.3. Прогнозування коефіцієнта проникності при класифікації порід приосьової частини південного сходу ДДЗ**

Особливості виділення однотипних за фільтраційними властивостями порід в східній частині Дніпровсько-Донецької западини, проводилося в співавторстві в роботах (Bezrodna, Antoniuk, & Petrokushyn, 2018; Petrokushyn & Antoniuk, 2020), де було побудовано стійкі емпіричні моделі для прогнозування проникності.

Особливий інтерес в останні десятиліття відновився до глибокозалягаючих відкладів карбону Шебелинського родовища (Кривуля et al., 2016), як перспективи нарощення ресурсної бази вуглеводнів. Тому побудова моделей для прогнозування фільтраційних властивостей в подальшому надаватиме додаткову інформацію при побудові геологічних моделей порід-колекторів.

Автором зібрано та проаналізовано результати лабораторного дослідження керового матеріалу, що піднятий з глибоких свердловин №№ 701-біс, 702, 703 та 704 Західно-Шебелинські (Вижва et al., 2012). Побудова емпіричної моделі для прогнозування коефіцієнта проникності проводилася для 108 зразків пісковиків. Встановлено, що зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності є тісним ( $R^2 = 0,67$ ) та описується степеневою залежністю типу:

$$K_{пр} = 0,001 * K_{п,в}^{2,77} .$$

Для вивчення фільтраційних властивостей пісковиків та отримання більш стійких моделей для прогнозування коефіцієнта проникності автором проведено розрахунок індикатора гідравлічного типу колектора (FZI).

Встановлено, що досліджувана вибірка найкраще характеризується двома фільтраційними групами: перша з нижчими колекторськими властивостями налічує 80 зразків, FZI групи в межах  $0,1 \div 1,35$ ; друга група з покращеними колекторськими властивостями складається з 28 зразків, а параметр FZI становить  $0,25 \div 3,14$  (рис.4.8).

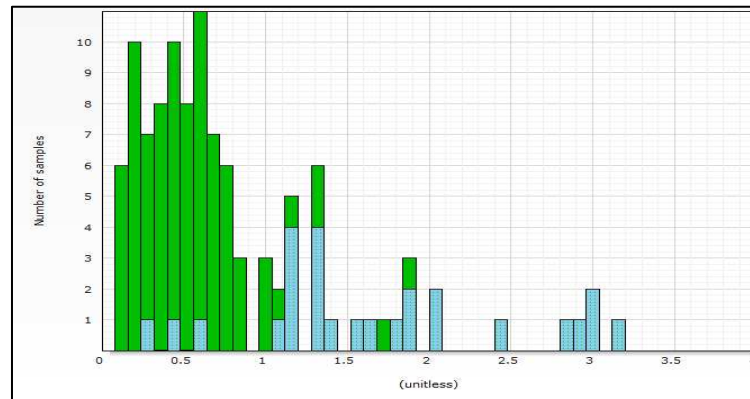


Рисунок 4.8. Гістограма розподілу параметра FZI для зразків Шебелинської площі. Зеленим кольором показано розподіл першої групи, голубим – другої

Автором отримано стійкі моделі для прогнозування коефіцієнта проникності для двох груп з різними фільтраційними властивостями (рис.4.9):

- I група описується рівнянням  $K_{np} = 0,00036 * K_{n,6}^{3,15}$  з  $R^2=0,78$ ;
- II група:  $K_{np} = 0,0022 * K_{n,6}^{2,91}$  з  $R^2=0,95$ .

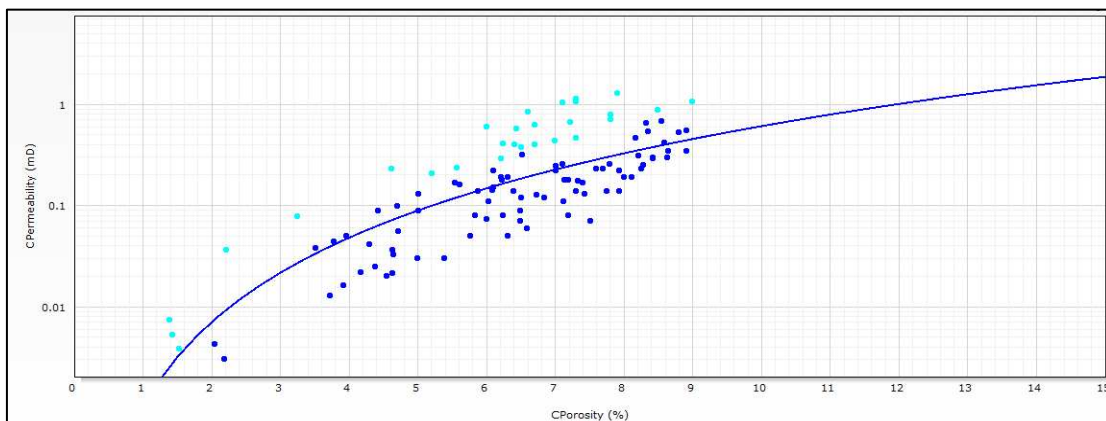


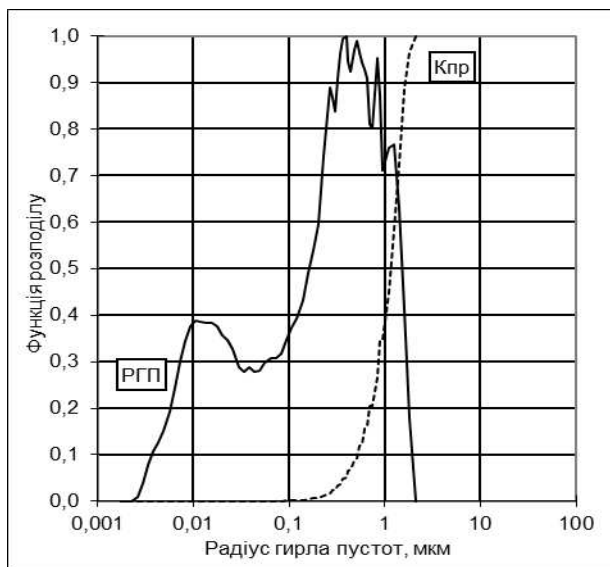
Рисунок 4.9. Зв'язок між коефіцієнтами пористості та проникності з виділеними двома групами зразків з різними фільтраційними властивостями

Для порівняння фільтраційних властивостей в двох виокремлених групах використано результати вимірювання капілярного тиску методом ртутної порометрії на 5 зразках Західно-Шебелинської площі.

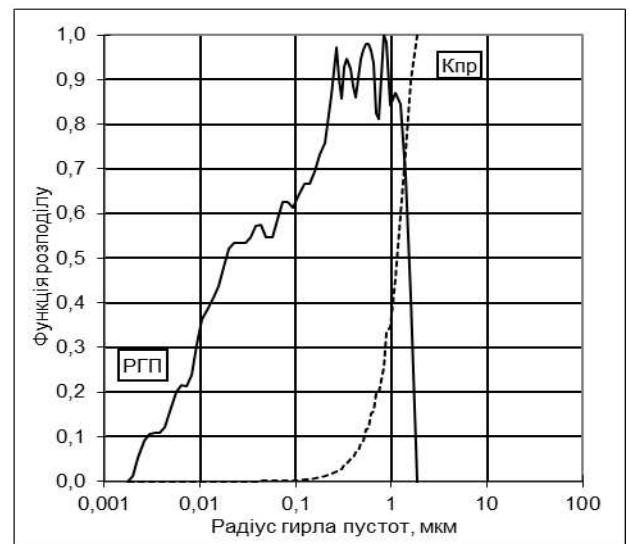
При використанні результатів дослідження методом ртутної порометрії розрахований розмір гирла пустот, що відповідає радіусу кола, що проведений перпендикулярно до шляху потоку флюїду в найвужчій точці каналу фільтрації.

Аналіз колекторських властивостей зразків в двох групах порід проводився при використанні функцій розподілу радіуса гирла пустот та коефіцієнта проникності. Нормалізована функція розподілу радіуса гирла пустот також застосовується при встановленні того, яка з частин пустотного простору контролюється макро- ( $>1,5$  мкм), мезо- (1,5-0,5 мкм) та мікропустотами ( $<0,5$  мкм).

На рис.4.10. відображено функції розподілу гирла пустот пісковиків, зразок з  $K_{п,в} = 8,5$  % та  $K_{пр} = 0,87$  мД, відноситься до групи з меншими колекторськими властивостями (рис.4.10.а), а зразок з  $K_{п,в} = 7,5$  % та  $K_{пр} = 1$  мД, що відноситься до другої групи (рис.4.10.б).



а)



б)

Рисунок 4.10. Функції розподілу радіуса гирла пустот за розміром (РГП) та коефіцієнта проникності ( $K_{пр}$ ) для : а) зразка пісковика групи I; б) зразка пісковика групи II

За рахунок того, що в зразка з другої групи наявна більша кількість пустот з радіусом гирла близьким до мезокапіляру, коефіцієнт проникності є більшим за меншої пористості. Така ж ситуація спостерігається в низькопористих щільних зразках.

Відклади московського ярусу також охарактеризовані керновим матеріалом в південній частині східної частини приосьової зони ДДЗ, проте побудова моделі прогнозування проникності в даній роботі не проводилася. Це пов'язано з тим, що піднятий керновий матеріал відібраний з ущільненої частини розрізу з низькими колекторськими властивостями.

Отже, автором проведено аналіз фільтраційно-ємнісних властивостей пісковиків, відібраних з продуктивних та перспективних інтервалів свердловин Глинсько-Солохівського та Машівсько-Шебелинського нафтогазових районів (НГР), та встановлено розподіл вибірок зразків на групи за фільтраційними особливостями. На прикладі відкладів верхньої частини московського ярусу підтверджено теоретичну інформацію, про те, що на фільтраційно-ємнісні властивості впливає розмір та окатаність зерен мінералів, а також кількість та тип цементу. Також встановлено, що навіть в близьких за мінеральним складом та літологічними особливостями пісковиках при однаковій пористості проникність може відрізнятися в два чи три рази. Проаналізовано структуру пустотного простору, що визначена за лабораторним дослідженнями керну методами центрифугування та ртутної капіляриметрії. В результаті чого встановлено, що при однаковій пористості коефіцієнт проникності вищий в зразках з дещо більшим вмістом мезопустот та мезокакапілярів фільтрації.

#### **4.4. Виділення інтервалів порід з покращеними колекторськими властивостями при використанні їх класифікації за каротажними даними**

Виділення перспективних інтервалів в розрізі свердловин, а також визначення їхнього характеру насичення можливо лише при надійній обробці та інтерпретації каротажних даних, а також інтеграції з ними всієї наявної геолого-петрофізичної інформації.

В даній роботі автором проведено обробку каротажних кривих та визначення літології, петрофізичних параметрів досліджених інтервалів та їхнього насичення для п'яти свердловин з різних частини приосьової 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, або ж реконструкція чи прогнозування кривих з використанням алгоритму штучний нейронних мереж.

В даній роботі інтерпретацію каротажних діаграм проведено двома шляхами – детерміністичним та стохастичним.

Детерміністична петрофізична інтерпретація полягає в покроковому визначенні петрофізичних параметрів з використанням або ж загальноприйнятих рівнянь, або ж побудованих емпіричних рівнянь для даного регіону чи резервуару.

Визначено:

- вміст глинистих мінералів, або ж через коефіцієнт глинистості (в роботі використане рівняння Ларіонова для древніх порід (Larionov, 1969)), або ж через подвійний різницевий параметр по ГК;

- об'єм пустот в породах через коефіцієнти загальної та відкритої пористості, зокрема, в роботі використано

- рівняння Раймера- Ганта-Гарднера (Raymer et al., 1980) за АК.
- через вміст водню в інтервалі (отриманого після перерахунку показів НК);
- рівняння середнього часу за АК;

- визначення насичення інтервалів з використанням електричних методів каротажу та рівняння “подвійної води” (Clavier et al., 1984).

Як вже зазначалося, на сьогодні промисловий видобуток вуглеводнів серед досліджуваних в роботі площ проводиться на Східно-Полтавському родовищі, тому можливим є використання емпіричних рівнянь для визначення петрофізичних параметрів з підрахунку запасів по цьому родовищу (Абанькін & Купчик, 2018). Проте, в роботі використовується результати досліджень більше 400 зразків керну, що ув'язані з каротажними даними, тому інтерпретацію проведено при коригуванні результатів визначення петрофізичних параметрів за загальновідомими рівняннями з врахуванням результатів лабораторних досліджень керну.

Ще одним з підходів до петрофізичної інтерпретації є стохастичний. В даному підході використовується одночасний аналіз показів всіх каротажних приладів, спрощений об'ємний вміст мінералів та флюїдів в інтервалі та значення фізичних параметрів в мінералах та флюїдах (наприклад, інтервальний час проходження повздовжньої хвилі в ілліті або ж в газі тощо). Теоретичне забезпечення та перші результативні матеріали по стохастичній петрофізичній інтерпретації наведені в роботах (Cannon & Coates, 1990; Mayer, 1980; Quirein et al., 1986; Колісніченко et al., 2014). Варто зазначити, що стохастичну інтерпретацію можна проводити за результатами каротажних досліджень як у відкритому, так і закритому стовбурі свердловини.

Методика стохастичної інтерпретації полягає у визначенні фізичних властивостей флюїдів та кожного окремого мінералу, що складає спрощену мінералогічну модель, а також підборі впливу кожної окремої кривої для результуючої моделі, а також допустимого значення невизначеності в даній моделі.

Спираючись на таку інформацію, важливо відмітити, що результати стохастичної інтерпретації залежать від кількості вхідних каротажних кривих; кількості, якості, повноти та диференціації літолого-петрофізичної інформації про породи; а також особистого підходу інтерпретатора (що і є визначальним в проведенні даного типу інтерпретації).

В даній роботі автором використано прийом стохастичної петрофізичної інтерпретації для вітчизняного каротажного комплексу на Східно-Полтавському родовищі та для більш розширеного комплексу на Сахновщинській площі при застосуванні програмного модулю Quanti.Elan програмного забезпечення Techlog.

В якості вхідних каротажних кривих, що визначають мінералогічні особливості розрізу використано акустичні та радіоактивні методи (ГК (або ж спектральний радіоактивний каротаж), ННК, щільнісний (ГГК-Щ) та селективний (ГГК-С, або ж іноземний аналог – фотоелектричний фактор, PEF) каротажні методи. Інформацію про флюїди в моделі визначають криві електричних методів. При наявності в якості вхідних можна застосовувати спеціальні методи, наприклад ЯМК.

Варто зазначити, що при проведенні стохастичної петрофізичної інтерпретації вирішується пряма та обернена задача геофізики. За каротажними кривими та параметрами порід визначається спрощений мінералогічний склад інтервалів, об'єм пустот в інтервалі, а також флюїдні наповнювачі пустотного простору. Окрім цього за створеною геологічною моделлю інтервалу (що характеризує мінерали, пустоти та флюїди) та відомостями про фізичні властивості мінералів та флюїдів, відбувається моделювання показів каротажних кривих.

Також, при наявності інформації про питомий електричний опір промитої та неторкнutoї буровим розчином частин пласта, можливим є утворення двох різних моделей флюїдів-наповнювачів пустотного простору.

Автором проведено стохастичну інтерпретацію матеріалів ГДС відкладів московського ярусу свердловини Східно-Полтавського родовища (рис.4.11). В треках № 3-6 рисунку 4.11 відображено вхідні каротажні криві ГК, вмісту водню, АК та БК, а також утворених за прямою задачею геофізики даних кривих з моделі. Спрощені мінералогічні моделі (компонентний склад), що описують промиту та

неторкнуту частини пласта, фінальну мінералогічну модель та модель без наявної води на поверхні глинистих мінералів показано в треках 7-10. Трек №11 представляє літологічну колонку розрізу. Похибка при моделюванні (вирішенні прямої задачі геофізики) представлена в треку №12. Петрофізичні параметри – коефіцієнти пористості, водонасичення та газонасичення представлені в треках №13-16.

В ході проведення петрофізичної інтерпретації автором встановлено, що використання стохастичного підходу є непрактичним та нерезультативним у випадках:

- обмеженої кількості вхідних даних, тобто за відсутності кривих щільнісного каротажу та фотоелектричного фактору;
- поганої якості вхідних даних;
- у випадку моделювання більше ніж декількох свердловин.

Тому, основним методом інтерпретації (окрім двох свердловин з розширеним комплексом) прийнятий детерміністичний.

Також автором для прогнозування та визначення петрофізичних параметрів проведено розподіл розрізу на окремі однотипні за показами каротажних методів групи.

В літературі термін, що означає однотипні інтервали за показами каротажних приборів, що мають близькі петрофізичні властивості називається електрофації, або ж петрофації (Davis, 2018).

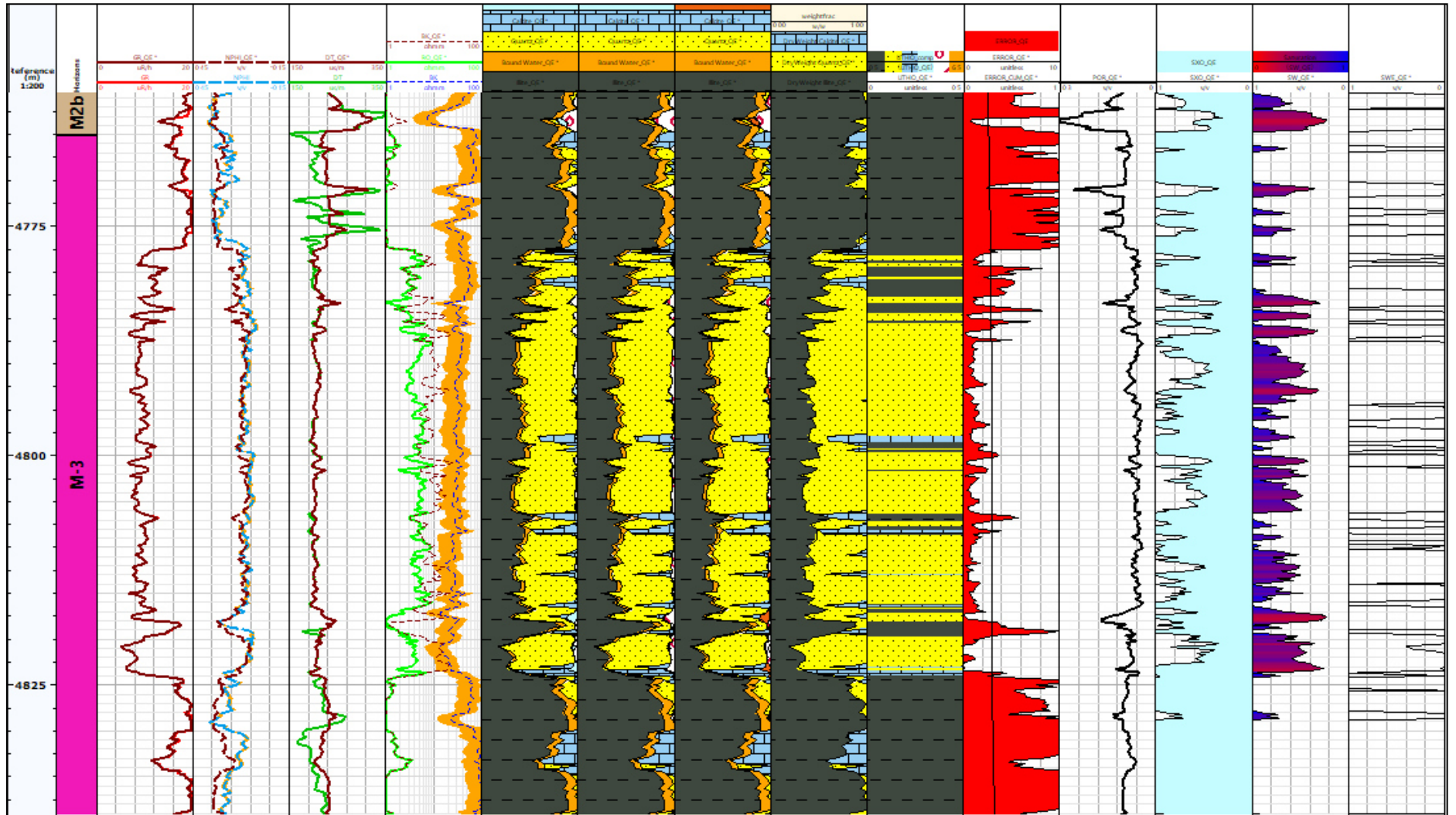


Рисунок 4.11. Планшет з відображеними результатами стохастичної петрофізичної інтерпретації в інтервалі М-3 свердловини Східно-Полтавського родовища

Варто зазначити, що в основі даної класифікації полягають фізичні властивості інтервалів, що відображають мінеральний склад та петрофізичні властивості порід. Виділення окремих петрофацій відбувається з використанням статистичних підходів таких як метод головних компонент, дискримінантний аналіз та кластерний аналіз.

На думку автора найбільш результативним серед статистичних прийомів, що реалізовані в ПЗ Techlog, для задачі виділення однотипних інтервалів з каротажних даних є кластерний аналіз.

Кластерний аналіз являє собою групу статистичних методів, що використовується при класифікації об'єктів в відносно однотипні групи. Даний аналіз проводиться з метою виділення з вхідних даних груп, що можуть піддаватися подальшій інтерпретації, при цьому елементи однієї групи повинні бути максимально схожі між собою, а елементи в різних групах повинні максимально відрізнятися.

Етапи кластерного аналізу є наступними:

- формулювання проблематики, в даній частині роботи це виділення однотипних інтервалів за комплексом каротажних кривих;

- вибір методів кластеризації; базуючись на результатах моделювання автором використаний метод головних компонент;

- вибір кількості кластерів в моделі; враховуючи, що досліджувані відклади літологічно складаються з глинистих пластів, пісковиків, незначних за потужністю пропластків вапняків та вугілля, найкращим чином розріз розділяється на 5, або ж 6 кластерів.

- інтерпретація та профілювання кластерів;

- оцінка достовірності кластеризації.

Проведення класифікації розрізу свердловин на окремі інтервали можливе на декількох етапах петрофізичної інтерпретації: при детерміністичній інтерпретації для встановлення однотипних пропластків (літологічно різних пропластків), для яких визначення петрофізичних параметрів може проводитися за одними і тими ж

рівняннями; або ж при перемасштабуванні петрофізичних властивостей для розподілу по тривимірній геологічній моделі.

Класифікація розрізу на однотипні інтервали за показами каротажних кривих може проводитися без навчання, тобто без використання опорних свердловин, на яких підкориговано та відфільтровано результати, або з навчанням.

Для задач прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей автором проведено інтерпретацію каротажних даних п'яти свердловин з різних частин Дніпровсько-Донецької западини, а саме чотирьох свердловин Східно-Полтавського родовища та однієї зі Сахновщинської площі.

На *Східно-Полтавському родовищі* перспективні інтервали наявні у відкладах касимівського та московського ярусів, згідно з інформацією по родовищу, що висвітлена в Розділі 2 даної роботи, перші являються традиційними покладами газу (включно з горизонтом М-1), а другі – ущільненими.

Згідно розрахунку коефіцієнта глинистості (рис.4.12), хоча розріз і представлений в основному глинистими та заглинизованими породами, проте пісковики з різним ступенем глинистості (до 20 % вмісту глинистих мінералів) складають більше 10 % від загального об'єму порід.

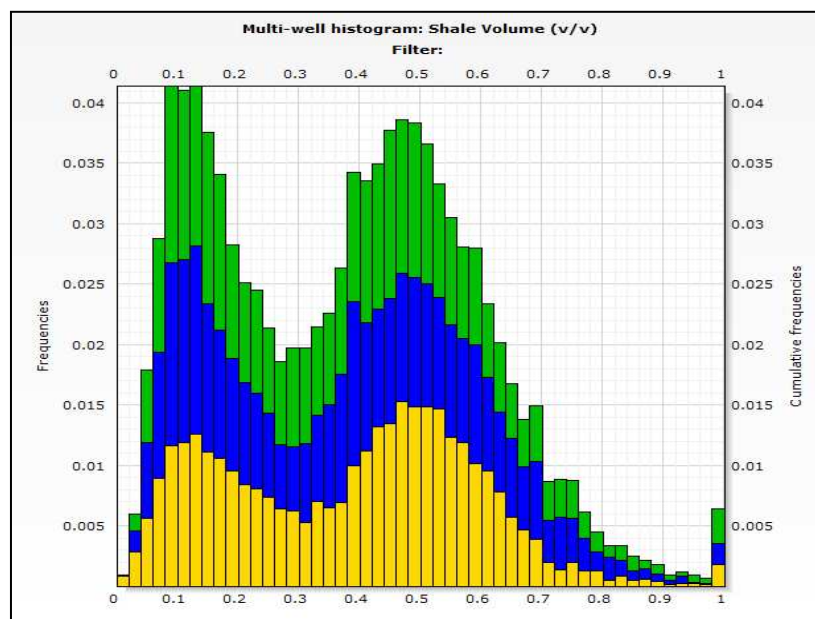


Рисунок 4.12. Гістограма розподілу коефіцієнту глинистості по відкладам касимівського та верхньої частини московського ярусів в свердловинах Глинсько-Солохівської НГР

Коефіцієнт відкритої пористості розраховувався за рівнянням Ганта-Раймера-Гарднера при використанні наступних значень інтервального часу проходження поперечної хвилі в матриці порід та флюїдах:  $\Delta T_m$  – 172 мкс/м,  $\Delta T_{fl}$  – 230 мкс/м,  $\Delta T_f$  – 610 мкс/м.

Перевірка правильності та точності розрахунку коефіцієнту відкритої пористості у відкладах як московського, так і касимівського ярусів проводилася при співставленні з коефіцієнтом пористості, виміряним на зразках керну (рис.4.13). Отримано доволі тісну кореляцію ( $R^2 = 0,56$ ), що погіршена в основному роздільною здатністю каротажних вимірювань, та, можливо, не завжди ідеальною прив'язкою керна до каротажу.

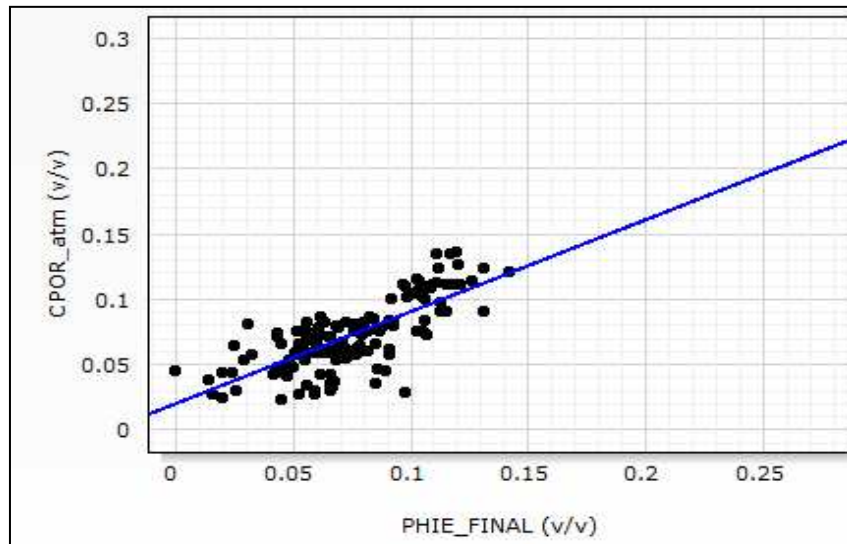


Рисунок 4.13. Графік залежності між коефіцієнтами пористості розрахованим за каротажними кривими та виміряними в лабораторії

Результати визначення коефіцієнта відкритої пористості представлені на рис.4.14. Гістограми розподілу характеризуються нормальним розподілом і демонструють, що відклади касимівського та верхньої частини московського ярусів є більш пористими в порівнянні глибшими інтервалами московського ярусу. Для відкладів касимівського та верхньої частини московського ярусів значення  $K_{п,в}$  коливається в межах  $0,1 \div 23\%$  з середнім  $9\%$ , що доволі близько до граничного по даному родовищу. Основна частина значень змінюється в межах  $13,5 \div 9,5\%$ , що

говорить про гарні колекторські властивості в даних інтервалах. Відклади московського ярусу характеризуються значенням  $K_{п,в} = 0,1 \div 25\%$  з середнім значенням – 6%, а основна частина значень в інтервалі 3,5 – 8%, проте високі значення вказують, на не зовсім вірне згладжування кривої АК.

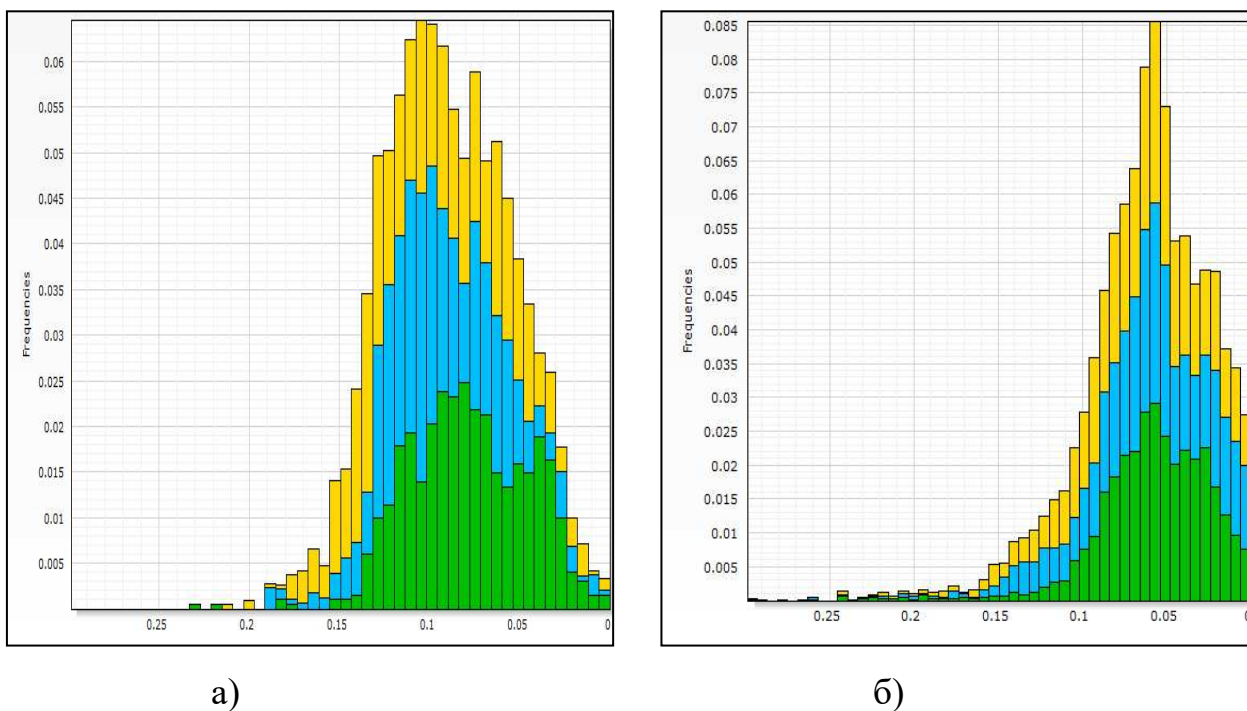


Рисунок 4.14. Гістограми розподілу коефіцієнту відкритої пористості для:  
 а) відкладів касимівського та верхньої частини московського ярусів; б)  
 горизонтів М-2 – М-7 московського ярусу

Окрім цього автором визначено коефіцієнт нафтогазонасичення в породах-колекторах, що й винесено в треку № 9 на рис.4.15.

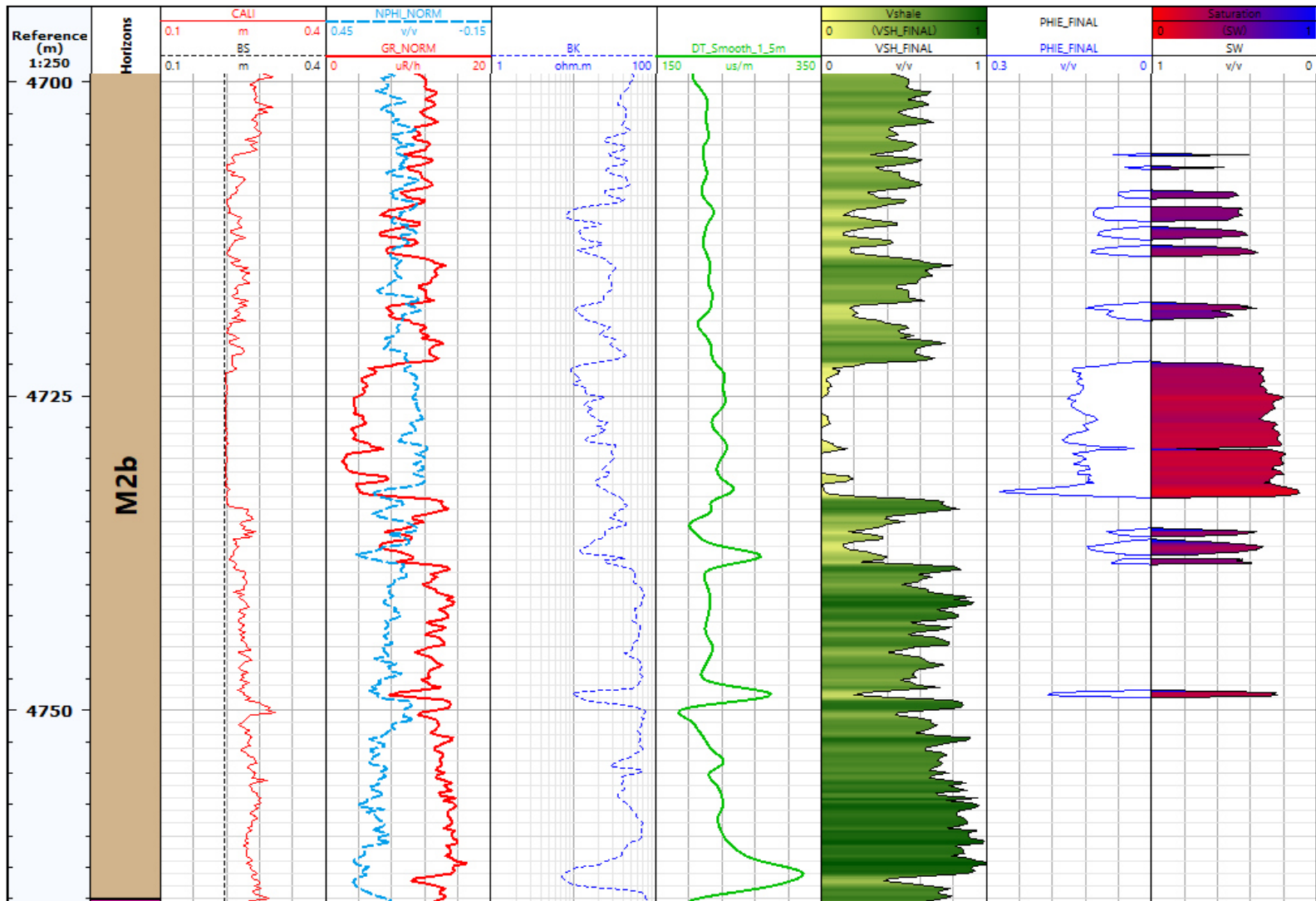


Рисунок 4.15. Фрагмент каротажної діаграми з розрахованими петрофізичними параметрами у відкладах московського ярусу свердловини Глинсько-Солохівського НГР

Варто зауважити, що в ущільнених породах-колекторах доволі обережно варто поводитися з визначенням граничних значень питомого електричного опору та визначення коефіцієнта газонасичення. Для встановлення насичення інтервалів варто використовувати спеціальний аналіз керну, а саме вимірювання електричних властивостей при різному водонасиченні зразків. Невизначеність при встановленні насичення ущільнених інтервалів можлива за рахунок того, що при зменшенні пористості, а, особливо, при зменшенні діаметрів фільтруючих каналів значно зростає питомий електричний опір інтервалу. Проте, оцінка насичення інтервалів та виділення газонасичених не є метою роботи, але це має бути враховано при прогнозуванні фільтраційних та ємнісних властивостей за умови, що вуглеводні впливають в даному розрізі на покази каротажних кривих.

Для розподілу розрізу верхнього та середнього карбону на однотипні інтервали використано каротажні криві АК, ГК, БК та вміст водню ( $\omega$ ). Під час тестування кластеризації на каротажних кривих вітчизняного зразка на свердловинах Східно-Полтавського родовища встановлено, що:

- 1) найкращим підходом до кластеризації каротажу вітчизняного зразка є метод головних компонент, що дозволяє частково згладити та не використовувати при аналізі значну кількість випадкових викидів на каротажних кривих (рис.4.16).

- 2) піщані пласти та пропластки з різною пористістю автоматично розділяються на окремі петрофації;

- 3) розподілені петрофації характеризуються різною літологією, а також ємнісними властивостями, проте зміна в структурі пустотного простору на результатах моделювання не відображена.

Представлені на фрагменті каротажної діаграми (рис. 4.16) в треку №8 петрофаціальна класифікація розрізу характеризує наступні класи:

- 1 та 2 – інтервали розмиву стовбуру свердловин зі значним збільшенням показів АК та ННК напроти глинистих пластів;

- 3 – глинисті інтервали аргілітів та алевролітів;

- 4 – інтервали пористих, перспективних пісковиків;

- 5 – інтервали ущільнених та заглинизованих пісковиків.

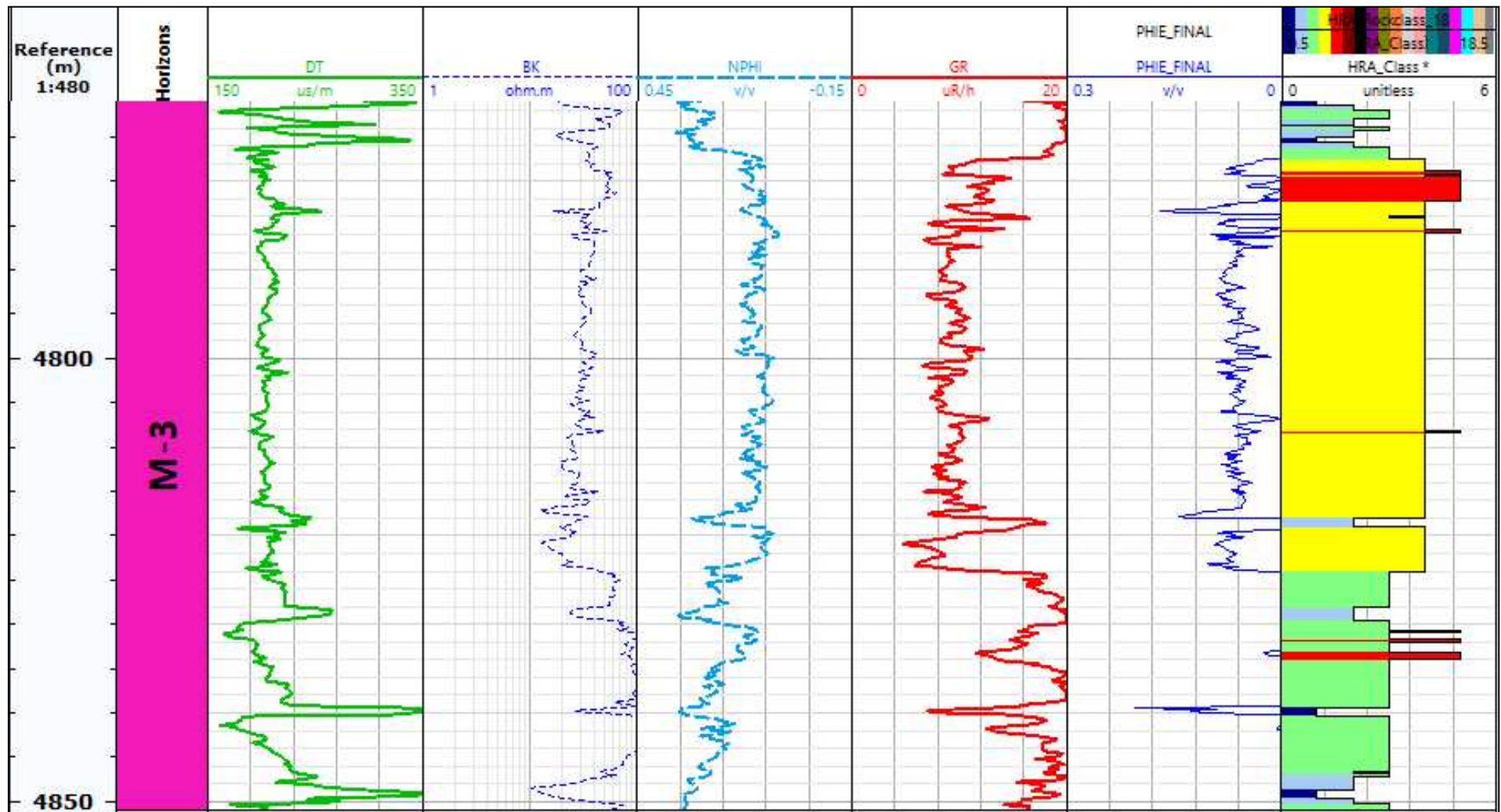


Рисунок 4.16. Фрагмент каротажної діаграми з виділеними за допомогою кластерного аналізу однотипних пропластків у відкладах московського ярусу свердловини Східно-Полтавського родовища

Використання в моделюванні в якості вхідних параметрів фільтраційних параметрів, а саме розподілу FZI, не дозволяє виділити в інтервалах пісковиків дві різні фільтраційні одиниці, як це зроблено за керновими даними. На думку автора це пов'язано з незначним діапазоном зміни проникності (наприклад, 1 та 1,9 мД) в зразках, що мають приблизно однакову пористість, проте відносяться до різних груп. Також, ще однією причиною є те, що використання звичайного набору каротажних кривих не дозволяє при моделюванні виділити різні за фільтраційними властивостями інтервали.

Окрім цього, автором проведено визначення петрофізичних параметрів для свердловини Сахновщинської площі. За інтерпретацією каротажних даних з використанням стохастичного підходу, визначено петрофізичні параметри – коефіцієнти пористості та газонасичення, а також побудовано спрощену мінералогічну модель, що включає об'ємний вміст ілліту, кварцу, вугілля та карбонатів (рис.4.17). Встановлено, що основні перспективні інтервали складені глинистими пісковиками, в яких коефіцієнт відкритої пористості знаходиться в межах 0,1 – 14 % з середнім 6 %.

Результати петрофаціального моделювання дозволили з необроблених каротажних даних отримати модель, що характеризує:

- 1) вугілля;
- 2) аргіліти;
- 3) алевроліти;
- 4) пористі пісковики;
- 5) ущільнені, заглинизовані та карбонатизовані пісковики, а також карбонатні інтервали.

Отже, в результаті петрофаціального моделювання є модель, що враховує літологічні зміни порід розрізу, а також фільтраційні властивості в піщаних інтервалах.

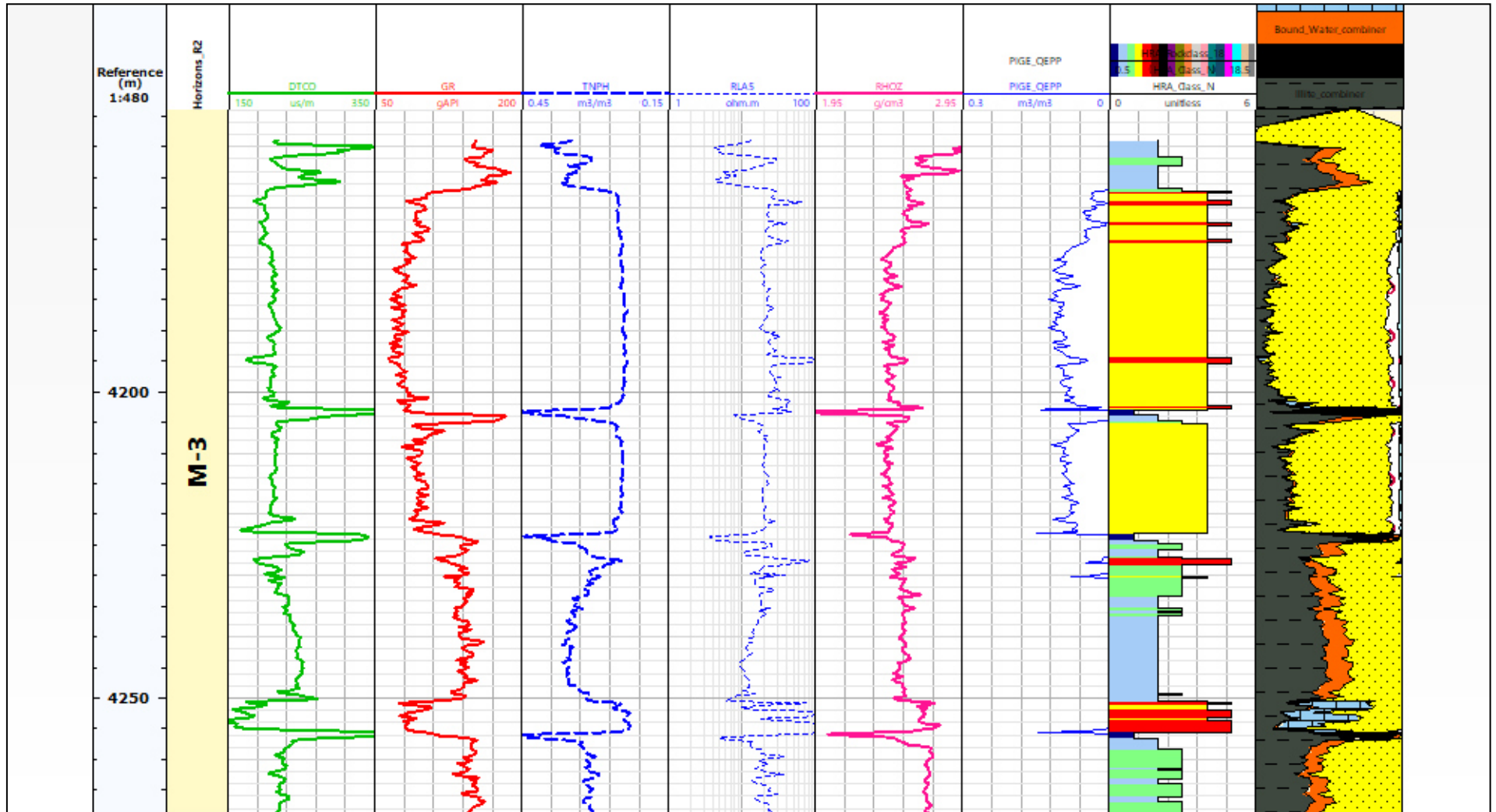


Рисунок 4.17. Фрагмент каротажної діаграми з виділеними за допомогою кластерного аналізу однотипних пропластків у відкладах московського ярусу свердловини Сахновщинської площі

## *Висновки до четвертого розділу*

1. За підходом до класифікації порід за фільтраційними властивостями, в колекціях зразків керну Східно-Полтавського та Шебелинського родовищ виділено по дві групи, що дозволило встановити стійкі емпіричні моделі з коефіцієнтом детермінації більше 0,85 ( $R^2 > 0,85$ ). Аналіз літологічного та петрофізичного дослідження даних груп зразків показав, що фільтраційно-ємнісні властивості пов'язані з розміром та формою зерен мінералів, а також типом цементу, що підтверджує літературна інформація.

2. Встановлено, близькі за мінеральним складом та літологічними особливостями, а також об'ємом пустот зразки відносяться до двох різних груп через незначну різницю в будові пустотного простору. Різниця в будові пустотного простору пояснюється тим, що в групі з покращеними фільтраційними властивостями наявний більший об'єм макро- та мезопустот.

3. Стійкі кореляційні моделі між коефіцієнтами пористості та проникності дозволяють зрозуміти, що в кожній з виділених фільтраційних груп зберігається залежність - збільшення об'єму пустотного простору призводить до збільшення розміру пустот, та в свою чергу збільшується радіус каналів фільтрації і відповідно фільтраційні властивості порід.

4. При класифікації даних ГДС встановлено, що найкращим для проведення виділення однотипних за показами каротажних кривих петрофацій, є використання методу головних компонент. В результаті виконання петрофаціальної характеристики розрізу за комплексами каротажних кривих розріз розділено за літологічними характеристиками (на вугілля, аргіліти та алевроліти) та петрофізичними властивостями (пористі пісковики та окремо ущільнені та глинисті різновиди).

## **РОЗДІЛ 5. ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД ЗА ПРУЖНИМИ ДАНИМИ ДЛЯ ВІДКЛАДІВ СЕРЕДНЬОГО КАРБОНУ ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО- ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

Одними з основних задач при розвідці покладів вуглеводнів є виділення різних за складом порід, встановлення петрофізичних властивостей перспективних інтервалів, а за можливості і їхнього насичення. Найкращим підходом до вирішення наведених задач є детальне вивчення та використання в дослідженні пружних властивостей порід. Пружні властивості в геофізиці вивчаються в різних масштабах дослідження – від зразків керну до свердловинної та сейсмічної інформації.

На думку автора найбільший внесок в дослідження пружних властивостей для нафтогазових задач в Україні зроблено вченими кафедри геофізики ННІ “Інститут геології” Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Досліджувалися вплив літолого-мінералогічних особливостей порід на пружні властивості (Безродна et al., 2017; Вижва et al.), анізотропія пружних властивостей традиційних та нетрадиційних покладів (Безродная et al., 2019), прогнозування перспективних на пошуки вуглеводнів інтервалів за акустичними властивостями середовища (Вижва, Соловійов, et al., 2018; Кузьменко et al., 2017), вплив типів пустот та їхньої орієнтації на пружні властивості (Продайвода et al., 2011) та багато інших задач.

Не дивлячись на значну кількість проведених досліджень в Україні на даний момент досі детально не вивчено вплив мінералогічних особливостей порід, пористості та газонасичення на пружні властивості, що виміряні за допомогою каротажних приладів, що і є однією з задач з поставлених в даній роботі.

### **5.1. Аналіз впливу літолого-петрофізичних особливостей порід, а також флюїдонасичення на пружні властивості відкладів середнього карбону приосьової зони ДДЗ**

З середини минулого століття розвивається один з важливих напрямків в пошуковій геофізиці – аналіз амплітуд та швидкостей сейсмічного сигналу. Зрозумілим стає, що окрім інформації про структурну будову ділянок, сейсмічний сигнал несе інформацію про літологічні та петрофізичні властивості порід та флюїдонасичення. Для визначення який саме ефект впливає на амплітуди сейсмічного сигналу застосовується «міст» між геологічною та сейсмічною інформацією, а саме фізика порід (rock physics).

Побудова достовірної моделі фізики порід та оцінка впливу геолого-петрофізичних факторів на пружні властивості складається, в першу чергу, з достовірної петрофізичної моделі розрізу. Вхідною інформацією для побудови такої моделі є не лише каротажні криві, а й кернові дослідження літологічних (мінеральний склад, тип та розподіл цементу, тип та розподіл глинистих мінералів) та петрофізичних властивостей порід (коефіцієнти об'ємної та мінеральної густини, загальної та відкритої пористості, проникності, статичні та динамічні пружні модулі). Результатом петрофізичної інтерпретації є компонентний склад, коефіцієнти загальної та відкритої пористості, флюїдонасичення, що й являє собою вхідну інформацію для проведення моделювання фізики порід.

Моделювання фізики порід складається з кількох етапів:

- побудова синтетичних кривих пружних властивостей ( $V_p$ ,  $V_s$ ,  $\sigma$ ) з використанням петрофізичної інтерпретації, а також наявних каротажних даних по сусідніх свердловинах чи ділянках;

- аналіз пружних властивостей розрізу та вибір додотвірної моделі фізики порід;
- аналіз трендів зміни пружних властивостей та пористості з глибиною,
- дослідження впливу тиску на пружні властивості порід.

Отримана інформація лягає в основу аналізу сейсмічних швидкостей та амплітуд сейсмічного сигналу і використовується як для постановки (зменшення

ризиків) розвідувального буріння так і при моделюванні родовищ покладів вуглеводнів (прогнозуванні фацій, розповсюдження геологічних тіл, виділенні зон з покращеними колекторськими властивостями).

Аналіз впливу літологічних особливостей та петрофізичних властивостей порід на пружні властивості в даному розділі проведений для ущільнених та традиційних порід-колекторів московського ярусу. Метою є оцінка впливу флюїдонасичення на каротажні криві об'ємної густини та швидкості проходження повздовжньої хвилі з метою врахування похибки у визначення пористості при газонасиченні інтервалів.

Попередньо автором проведено петрофізичну інтерпретацію (опис в Розділі 4), в результаті отримано компонентний склад порід, їх пористість та тип насичення. Ця інформація разом з кривими інтервальної швидкості проходження повздовжньої та поперечної хвиль, об'ємної густини, та відомостями про пластові умови резервуару – основа для виконання даного дослідження.

За теоретичними відомостями газонасичення порід впливає майже на всі каротажні методи. Наявність газу в інтервалі, а також в промитій зоні пласта занижує покази приборів щільнісного каротажу, так як газ має низьку об'ємну щільність (і тому відбувається завищення коефіцієнта пористості при розрахунку за ГГК-Щ). Окрім цього газ має низький індекс гідрогену, тому в значно меншій мірі сповільнює нейтрони при запису приборами ННК, що призводить до зменшення коефіцієнту пористості при розрахунку.

В роботі використаний метод оцінки впливу насичення на каротажні методи пористості. Він базується на побудові графіку зв'язку між кривими ГГК-Щ та вмістом водню, або ж за відсутності кривої об'ємної густини – інтервального часу проходження повздовжньої хвилі та вмісту водню. На рис.5.1 показано графік зв'язку між кривими ГГК-Щ та вмістом водню в інтервалах ущільненого перспективного колектору з  $K_{п,в} = 5,5 \div 13,5 \%$ ,  $K_{гн} = 65 = 85 \%$ . Дані інтервали знаходяться поза межами лінії апроксимації пісковика в межах густини (RHOV (крива об'ємної густини) –  $2,35 \div 2,6 \text{ г/см}^3$  та вмістом водню –  $1 \div 10\%$  (виділено кольором).

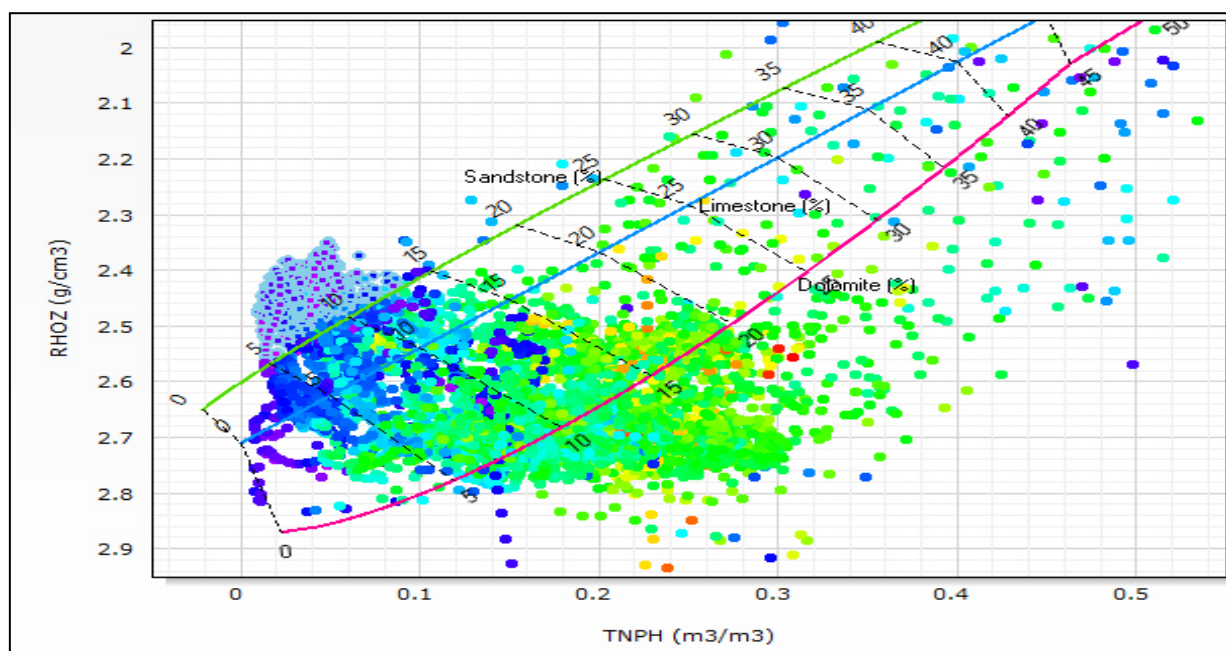


Рисунок 5.1. Зв'язок між значеннями об'ємної густини та вмістом водню для свердловини південної частини Машівсько-Шебелинського нафтогазового району. Палетка – літологія, а саме пісковик, вапняк та доломіт з винесеними значеннями відкритої пористості інтервалу

Отже, на якісному рівні відмічається вплив газонасичення зони проникнення на покази щільнісного та нейтронного методів в інтервалах ущільнених порід.

При визначенні кількісного впливу газонасичення необхідним кроком є розрахунок пружних властивостей флюїдів-насичувачів в пластових умовах. Найпоширенішою методикою для цього є модель Batzle & Wang (Batzle & Wang, 1992). Вхідними даними для проведення розрахунків слугують термоградієнт та градієнт тиску, а також мінералізація пластових вод та відносна густина газу.

У відкладах московського ярусу південної частини ДДЗ мінералізація пластових вод становить 300-320 г/л, а відносна густина газу 0,6 – 0,63. На глибині 4150-4800м за даних умов об'ємний модуль стиснення газу ( $K_g$ ) рівний 200 – 230 МПа, а об'ємна густина – 0,29-0,3 г/см<sup>3</sup>.

Аналіз впливу флюїдів може бути визначений за методикою Гассмана. За даною методикою пружні властивості газо/нафто насичених інтервалів перераховуються у водонасичені. Вхідними даними є петрофізична інтерпретація,

пружні властивості флюїдів та знання про пружні властивості досліджуваних порід. Покрокова методика проведення заміщення флюїду в інтервалі Гаусівським методом представлена в роботі (Simm, 2007).

Автором проведено моделювання заміщення флюїдів в інтервалах традиційних та ущільнених порід-колекторів московського ярусу приосьової зони ДДЗ.

В результаті встановлено, що в ущільненому газонасиченому колекторі (з  $K_p = 7 \div 9\%$ ) різниця між записаною в свердловинні кривою об'ємної густини (RHOВ) та після виконання заміщення флюїдів (RHOВ\_FS) становить  $2,39 \div 3,65 \%$  (в водонасиченому  $0,4 \%$ ), а різниця в швидкості проходження повздожньої хвилі до та після виконання заміщення ( $V_p$ ,  $V_{p\_FS}$ , відповідно) в межах  $0,3 \div 0,7 \%$ , (рис.5.2, а, табл. 5.1.)

Таблиця 5.1. Приклад результатів з вивчення впливу газу на пружні властивості в ущільнених колекторах.

Інт.,м	$K_p, \%$	$K_{нг}, \%$	$V_p, \text{ м/с}$	$V_{p\_FS}, \text{ м/с}$	Різниця $V_p$ до та після заміщення %	RHOВ, $\text{ г/см}^3$	RHOВ_ FS, $\text{ г/см}^3$	Різниця RHOВ до та після заміщення %
4195	9	74	4659	4678	0,5	2,4	2,48	3,2
4192,5	7	70	4715	4749	0,7	2,49	2,55	2,4
4528	8	73	4800	4815	0,3	2,48	2,54	2,39
4676	9,5	11	4147	4196	0,5	2,54	2,55	0,4
4707	9	85	4768	4787	0,4	2,42	2,51	3,65

В колекторі традиційного типу при пористості  $13 \%$  об'ємна густина до та після процедури заміщення флюїду складає –  $2.38$  та  $2.48 \text{ г/см}^3$ , відповідно, що становить  $4,1 \%$  різниці, а швидкість проходження повздожніх хвиль-  $V_p - 4156 \text{ м/с}$ ,  $V_{p\_FS} - 4213 \text{ м/с}$ , різниця –  $1,3 \%$  (рис.5.2, б).

Встановлено, що як для ущільнених ( $K_n < 10\%$ ), так і для традиційних порід-колекторів московського ярусу приосьової зони ДДЗ газонасичення в більшій мірі впливає на значення об'ємної густини: різниця для ущільнених порід 2,39-3,65 %, для традиційного колектору 4,1%.

Різниця в швидкості проходження повздовжньої хвилі становить  $0,3 \div 0,7\%$  та  $1,3\%$ , відповідно. Даний результат відповідає теоретичним відомостям, тобто вплив газонасичення більший на об'ємну густину ніж на швидкість проходження повздовжніх хвиль. Варто відмітити, що при пористості вище 10 % зростає вплив флюїдів на пружні властивості порід.

В розділі 2 зроблено літологічну характеристику досліджуваних порід, за якою основним типом цементу даних порід є регенераційно-кварцовий, також наявний в незначних кількостях карбонатний цемент. Однією з причин незначного впливу флюїду на пружні властивості є й щільний цемент. За пружною класифікацією дані породи відносяться до "швидких" –  $V_p$  по розрізу змінюється від 3250 до 6000 м/с

Дане дослідження проводилося також, щоб проаналізувати вплив газонасичення на визначення пористості за акустичним каротажем. Для ущільнених колекторів або ж такої різниці немає, або ж становить 1 - 1,5 % (DT до заміщення 219 мкс/м, після – 225 мкс/м). У випадку традиційного колектору різниця становить до 1,8 %. Тому, хоча вплив газу і не є значним, проте розраховане значення пористості за акустичним каротажем може бути завищеним. Для нівелювання цього ефекту необхідно розраховувати коефіцієнт пористості за акустично-нейтронним методом (або щільнісно-нейтронним).

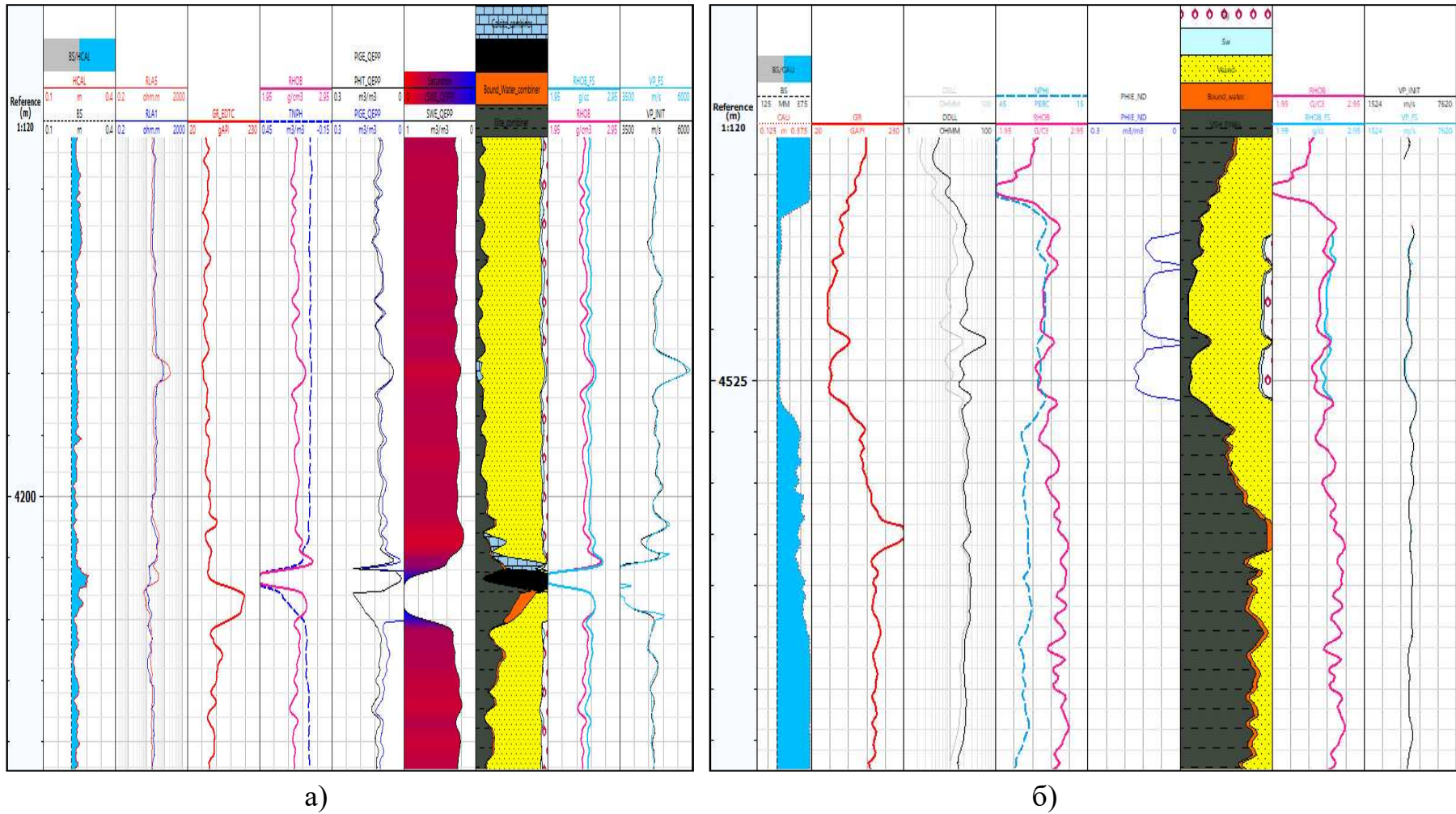


Рисунок 5.2. Планшет з каротажними кривими, а також розрахованими петрофізичними властивостями (компонетним складом, пористістю та насиченням) та кривими об'ємної густини і швидкості проходження повздовжньої хвилі для ущільнених (а) та традиційних (б) інтервалів порід-колекторів московського ярусу приосьової зони ДДЗ.

Проведений процес заміщення флюїдів дозволяє прибрати вплив насичення на покази  $V_p$ , а відповідно побудувати модель для прогнозування  $V_s$ . Найбільш визнаним методом у визначенні швидкості проходження повздовжньої хвилі, є рівняння Грінберга-Кастанья. Дані рівняння створені для різних літотипів, глинистого неущільненого розрізу, незцементованих пісків, а також пісковиків, глинистих пластів, доломітів та вапняків з широким діапазоном зміни петрофізичних властивостей.

Вхідними даними для дослідження слугують швидкості проходження повздовжньої та поперечної хвиль, а також літологічна характеристика порід. У випадку московського ярусу приосьової зони ДДЗ стандартні коефіцієнти рівняння Грінберга-Кастанья описують зв'язок між  $V_p$  та  $V_s$  в кожному з літотипів (глинисті інтервали, пісковики та вапняки). Проте, для підвищення результативності автором підкориговано дані рівняння в інтервалах пісковиків та глин для досліджуваних відкладів (рис.5.3), шляхом підбору коефіцієнтів рівняння та порівняння похибки при моделюванні.

Рівняння для прогнозування  $V_s$  у пісковиках:

$$V_s = 0.7867 * V_p - 0.7914.$$

Для глин рівняння має вигляд:

$$V_s = 0.7779 * V_p - 0.9987.$$

Після коригування коефіцієнтів рівняння, результат є стійким, коефіцієнт детермінації між записаною в свердловині та змодельованою кривими  $V_s$  становить 0,89. Тому у випадку водонасиченого інтервалу породи-колектору або ж після виконання заміщення флюїдів методом Гассмана, запропоновані автором коефіцієнти в рівнянні Грінберга-Кастанья можуть бути використані для відкладів московського ярусу середнього карбону приосьової зони ДДЗ.

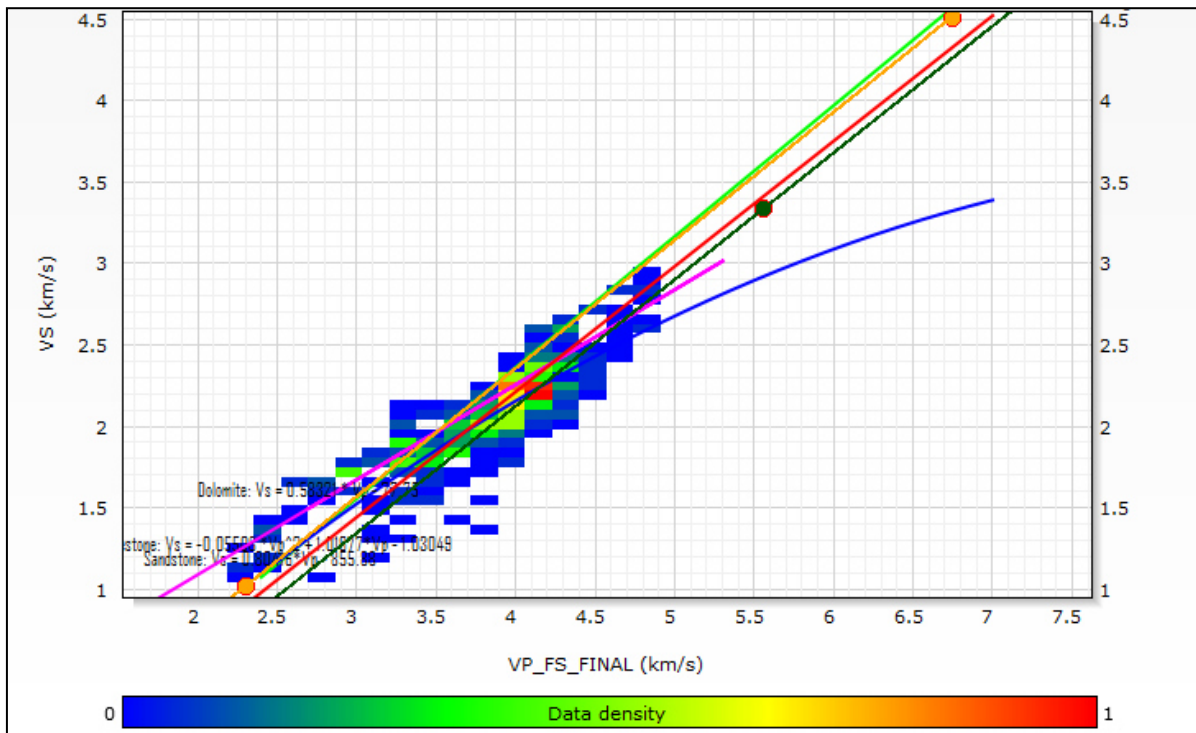


Рисунок 5.3. Зв'язок між каротажними кривими  $V_p$  та  $V_s$  для відкладів московського ярусу приосьової зони ДДЗ

Салатовим, червоним, фіолетовим та синім – апроксимація зв'язку між  $V_p$  та  $V_s$  для пісковиків, глин, доломітів та вапняків, відповідно (за класичними коефіцієнтами рівняння Грінберга-Кастанья). Жовтогарячим та зеленим кольором виділено запропоновані автором рівняння для пісковиків та глин, відповідно

Більш детальний вплив літологічних та петрофізичних особливостей порід та насичення на пружні властивості проведено шляхом побудови та аналізу крос-плоту  $V_p/V_s$  з акустичним імпедансом (AI). Насичення газом за теоретичними відомостями впливає, в основному, на поширення повздовжньої хвилі, в поширенні поперечної хвилі даний вплив – мінімальний (дане твердження лежить також в основі моделі заміщення Гассмана).

Встановлено, що для ущільнених порід-колекторів південної частини приосьової зони ДДЗ  $V_p/V_s$  для газонасичених товщ становить  $1,5 \div 1,65$ , для водонасиченого інтервалу –  $1,55 \div 1,7$  (рис.5.4). Отже, хоча і незначний, проте є вплив газонасичення на пружні властивості в ущільнених породах-колекторах московського ярусу.

Аналіз крос-плоту  $V_p/V_s$  та  $AI$  на рис.5.4 дозволяє встановити, що найбільш перспективні інтервали ( $K_{п,в} > 8\%$ ) характеризуються  $AI$  9825 – 11630  $г*м/см^3*с$ , а  $V_p/V_s$  - 1,5 ÷ 1,7; для карбонатних пластів  $AI$  14000 – 19330  $г*м/см^3*с$ , а  $V_p/V_s$  - 1,68 ÷ 2,1. Для глинистих інтервалів характерно, при збільшенні піщанистості (та ущільненні) збільшується  $AI$  (наприклад, від 9239 до 14000  $г*м/см^3*с$ ), а також збільшується відношення  $V_p/V_s$  від 1,68 до 2,1.

Також, ще одним застосуванням петрофациального аналізу, проведеного автором в Розділі 4 є використання в дослідженнях пружних властивостей розрізу. Як показано на рис.5.5 кожна з виокремлених петрофацій характеризує окрему групу за пружними властивостями, наприклад:

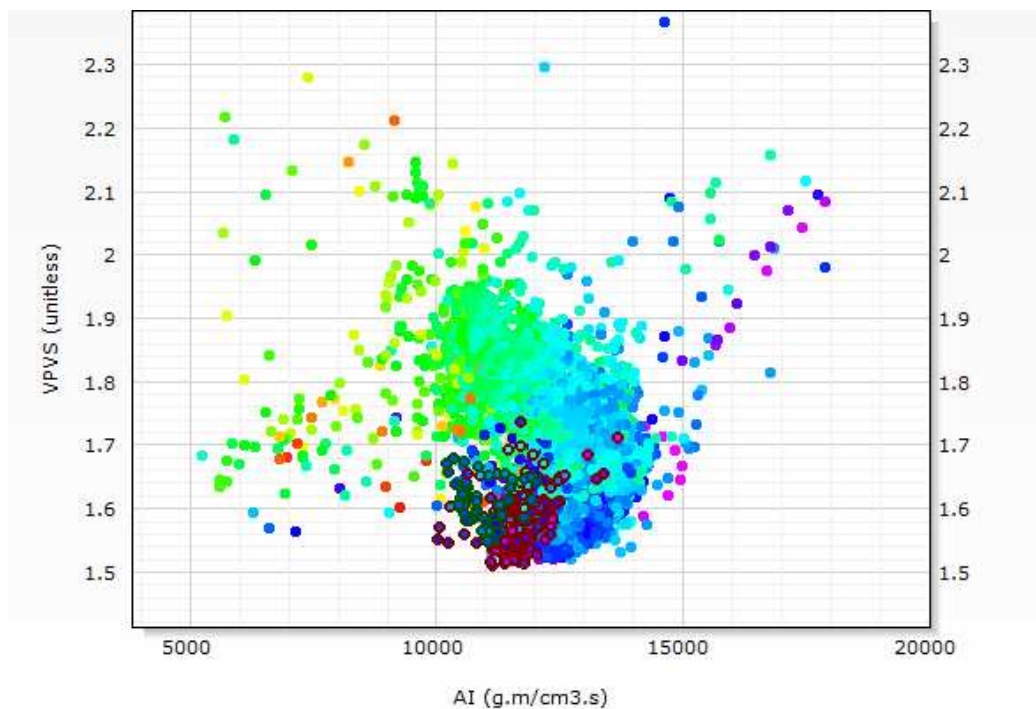


Рисунок 5.4. Крос-плот  $V_p/V_s$  та акустичного імпедансу з винесеними: червоним інтервалів газонасичених ущільнених пісковиків; зеленим – водонасиченого інтервалу. Заливка – вміст глинистих інтервалів

- петрофація 1 – вугілля, для яких характерно низькі значення  $AI = 4000 ÷ 7500$   $г*м/см^3*с$ ;

- петрофація 2 – інтервали аргілітів з  $AI = 7500 ÷ 12000$ , а  $V_p/V_s = 1,7 ÷ 2$ ;

- петрофація 3 – піщано-глинисті інтервали з  $AI = 11500 = 14000$   $г*м/см^3*с$ ,

- петрофація 4 – пористі пісковики (з  $K_{п,в} > 7\%$ )  $AI = 10000 \div 11500 \text{ г*м/см}^3\text{*с}$ ,  
 $V_p/V_s = 1,5 \div 1,68$ ;

- 5 група петрофацій, що представлена щільними пісковиками та карбонатними пропластками з  $AI = 11800 \div 18000$  та  $V_p/V_s = 1,55 \div 2$ .

Отримана інформація дозволяє встановити, що основний вплив на пружні властивості в розрізі московського ярусу приосьової зони ДДЗ роблять літологічні особливості порід, а саме мінеральний склад, а також пористість порід.

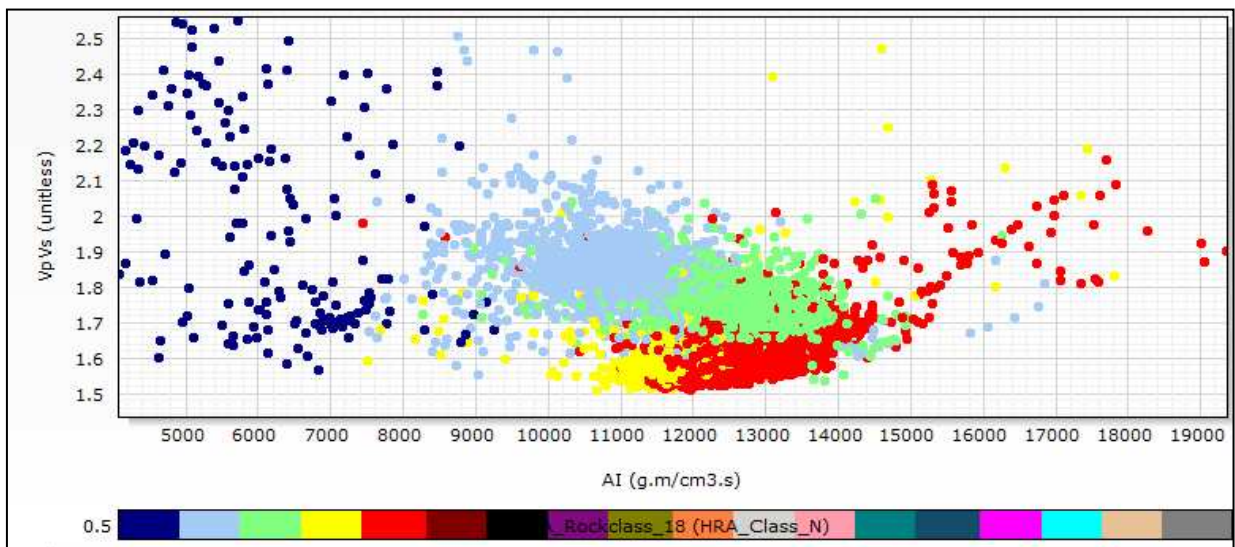


Рисунок 5.5. Крос-плот  $V_p/V_s$  та акустичного імпедансу з винесеними петрофаціями:

червоним – щільні пісковики та алевроліти, а також пропластки вапняків,  
 жовтим – перспективні ущільнені породи-колектори, салатовим – піщано-глинисті породи, сірим – глинисті породи та синім – вугілля

## 5.2. Прогнозування коефіцієнта проникності за структурою пустотного простору в ущільнених пісковиках московського ярусу приосьової зони ДДЗ

Головною метою даної роботи є прогнозування фільтраційних та ємнісних властивостей перспективних газоносних порід за комплексом петрофізичних та каротажних даних. Як зазначалося в Розділі 1 однією з методик прогнозування ємнісних властивостей є кількісне визначення структури пустотного простору,

методика якого розроблена на кафедрі геофізики ННІ “Інститут геології” Київського національного університету імені Тараса Шевченка (Продайвода et al., 2011).

### **5.2.1. Методика визначення структури пустотного простору за пружними властивостями порід**

Основою методики визначення структури пустотного простору є дослідження пружних властивостей порід, що складаються з вимірювання швидкості проходження повздовжньої та поперечної хвилі, коефіцієнту загальної пористості, а також об’ємної густини, в лабораторії на зразках керну, або ж з використанням каротажних приладів в свердловині.

В даній роботі автором використовується для кількісного визначення структури пустотного простору лабораторні кернові дослідження, а саме спеціальний аналіз керну, на зразках-пісковиках свердловини 701-Біс Західно-Шебелинської площі. Проте в співавторстві також проведено роботу над визначенням структури пустотного простору ущільнених порід-колекторів з обмеженого комплексу каротажних даних (Oliinyk et al., 2020; Олійник, Антонюк, Безродна, et al., 2020), а також визначення вторинної та тріщинної пористості в карбонатних породах (Олійник, Вижва, et al., 2020).

Методика визначення структури пустотного простору складається з наступних етапів (Продайвода et al., 2011):

1) підготовка початкової інформації, тобто виділення однотипних за пружними властивостями груп порід (використовується також аналіз літологічних особливостей та мінерального складу), а також визначення пружних властивостей матриці зразків в кожній з виділених груп, та пружних властивостей флюїду-наповнювача;

2) інверсія даних акустичних вимірювань в криву, що характеризує розподіл пустот різних форматів; на даному етапі проводиться підбір початкового наближення структури пустотного простору, а також обернення акустичних даних в криву розподілу, що характеризує кількість пустот різного формату, після чого проводиться визначення типів пористості;

3) узагальнення результатів, що складається з визначення типу досліджуваних порід, а також порівнянні отриманих результатів з петрографічними, петрофізичними чи каротажними дослідженнями.

Однотипні групи порід формуються з використанням, або лабораторного дослідження кернового матеріалу, а саме складу порід, структурних та текстурних особливостей, наявності вторинних змін, а також петрофізичних властивостей, або ж за показами каротажних приборів при побудові залежностей між параметрами.

Наближена модель структури пустотного простору задається при мікро-, або ж макропетрографічному аналізі, а також з літературної інформації про вивчення однотипних, одновікових порід даного регіону. За відсутності наведених даних використовуються результати математичного моделювання однотипних порід.

Визначення пружних властивостей матриці однотипних груп проводиться при обчисленні модулів об'ємного стиску ( $K$ ) та зсуву ( $G$ ) скелета породи. Інформацію для обчислення пружних модулів береться з крос-плотів  $V_p = f(K_n)$ ,  $V_s = f(K_n)$  та  $\rho = f(K_n)$ .

Пружні властивості флюїду, що наповнює порожнечу, беруться з літературних даних (табл. 5.2), або ж можуть розраховуватися в залежності від типу флюїду, за температурою та тисками в покладі, мінералізацією води та складом газу. На даному етапі важливим є розуміння насичення інтервалів, за умови розрахунку з використанням каротажних даних, або ж заміщення флюїдонасичення для приведення до однакових умов вимірювання, як це показано в розділі 5.1.

Таблиця 5.2. Петрофізичні характеристики флюїдів-наповнювачів порожнечі.

Тип порожнечного наповнювача	Швидкість пружних хвиль, м/с	Густина флюїду чи газу, г/см <sup>3</sup>
Вода	1470–1880	1
Нафта	1035–1370	0,9
Газ	500	0,02–0,0001

Вхідними параметрами для пошуку початкового наближення структури порожнечного простору є:

- ефективні модулі об'ємного стиску та зсуву;
- густини скелета та заповнювача пустот породи;
- стандартне для даного типу порід початкове наближення форматів пустот, або визначене за петрофізичними даними;
- швидкості пружних хвиль;
- пористість пластів (зразків) порід.

Вибір початкового наближення структури пустотного простору є пошуком глобальних екстремумів функції складного типу при закріплених параметрах  $\alpha_n$  (формати пустот) і проводиться методом перебору значень  $C_n(\alpha_n)$  (концентрації пустот різних форматів) із кроком  $\Delta_n$ , обчислених для кожного формату з умови:  $x_{v+1}(C_n + \Delta_n, \alpha_n) - x_v(C_n, \alpha_n) = k\varepsilon$ , де  $\varepsilon$  - експериментальна точність визначення вхідних параметрів,  $k$  залежить від необхідної точності отримання наближення.

Обернена задача вирішується шляхом побудови такої теоретичної моделі розповсюдження пружних хвиль у геологічному середовищі, що не суперечить спостереженим даним каротажних акустичних методів (петрофізичних досліджень).

При вирішенні оберненої задачі використовуються обмеження на значення концентрацій пустот різних форматів  $C(\alpha_n)$ :  $\sum_{n=1}^N C(\alpha_n) \leq K_n$ , де  $K_n$  - коефіцієнт пористості, визначений незалежним способом. Крім того, накладається умова, що концентрація пустот з певним форматом не може бути більше значення, яке забезпечує збіг експериментальних величин швидкостей пружних хвиль з теоретично розрахованими за наявності пустот тільки одного формату. Зрозуміло, що параметр концентрації пустот має бути додатною величиною.

Інверсія даних пружних властивостей порід в структуру пустотного простору здійснюється відомим методом найменших квадратів (МНК) з використанням методів нелінійної оптимізації. Оцінюється квадратична функція відхилень значень спостережених швидкостей пластів порід від значень теоретичної моделі.

При виборі методів оптимізації доводиться враховувати два основних аспекти: отримання математично стійкого і геологічно достовірного розв'язку та швидкість сходження ітераційного процесу.

Пошук глобального екстремуму квадратичної функції ділиться на два етапи: дослідження поведінки цільової функції на обмеженому просторі зміни невідомих параметрів і визначення глобального локального мінімуму та пошук значень в його околиці.

За даними інверсії знаходять значення форматів пустот та їхніх концентрацій для кожного окремого пласта, або ж зразка керну і визначають структуру пустотного простору пластів/зразків. На основі кількісного набору форматів пустот та їхніх концентрацій здійснюється класифікація пластів за типами пористості.

Будова породи математично представляється у вигляді жорсткої матриці, армованої спектром пустот, що апроксимуються сфероїдами обертання з різними форматами  $\alpha = \frac{a}{c}$ , де  $a$  та  $c$  – коротка та довга напівосі сфероїда.

Одержані в результаті інверсії набори форматів пустот різних типів відповідають окремим типам порід-колекторів – сфероїдальним –  $10^0$ - $10^{-1}$ , перехідним пустотам і мікротріщинам –  $10^{-1}$ - $10^{-2}$ , мікротріщинам –  $10^{-2}$  –  $10^{-4}$ , кавернам –  $10^0$ - $10^3$ . На основі цього розраховуються коефіцієнти міжзернової ( $K_{п\text{ мз}}$ ), перехідної ( $K_{п\text{ пр}}$ ), тріщинної ( $K_{п\text{ тр}}$ ), кавернозної ( $K_{п\text{ кав}}$ ) та вторинної ( $K_{п\text{ вт}} = K_{п\text{ пр}} + K_{п\text{ тр}} + K_{п\text{ кав}}$ ) пористості.

На наступному етапі проводиться узагальнення результатів інверсії й на основі аналізу кожного окремого інтервалу (зразка керну) виділяються зони інтенсивної тріщинуватості, кавернозності, ускладнення колекторів тощо, а на основі аналізу всієї наявної інформації дається аналіз усього інтервалу (колекції зразків), що підлягав інтерпретації, і вирізняються інтервали перспективних колекторів.

### 5.2.2. Результати визначення структури пустотного простору для ущільнених порід московського ярусу приосьової зони ДДЗ

Прогнозування ємнісних властивостей, тобто кількісне визначення типів пустот проводилося автором для 15 зразків керну з інтервалу московського ярусу св.№ 701-біс Шебелинська, для яких виконано спеціальні кернові дослідження в петрофізичній лабораторії ННІ «Інститут геології». Вибрана група зразків характеризується  $K_{п,в} = 6 \div 9,5 \%$ ,  $K_{пр} = 0,01 \div 1,09$  мД. Згідно з інформацією, наведеною в розділі 2, колекція зразків представлена ущільненими пісковиками.

На основі петрофізичних даних, а саме швидкості повздовжніх хвиль, коефіцієнта відкритої пористості та об'ємної густини породи, насиченою моделлю пластової води, зразків визначено параметри скелета групи зразків (рис.5.6), а також розраховані модуль об'ємного стиснення та модуль зсуву скелета та визначені формати пустот (таблиця 5.3). Параметри скелета  $V_{р\ ск}$  та  $\sigma_{о\ ск}$  визначалися, як значення швидкості повздовжніх хвиль та об'ємної густини в точці нульової пористості.

Таблиця 5.3. Початкове наближення форматів пустот ( $\alpha$ ) та параметрів скелета матриці.

№ вибірки	Параметри скелета матриці, К, ГПа; G, ГПа; $\rho$ , г/см <sup>3</sup>			Формат пустот, $\alpha$		
1	40,16	24,10	2,62	0,89	0,03	0,0009

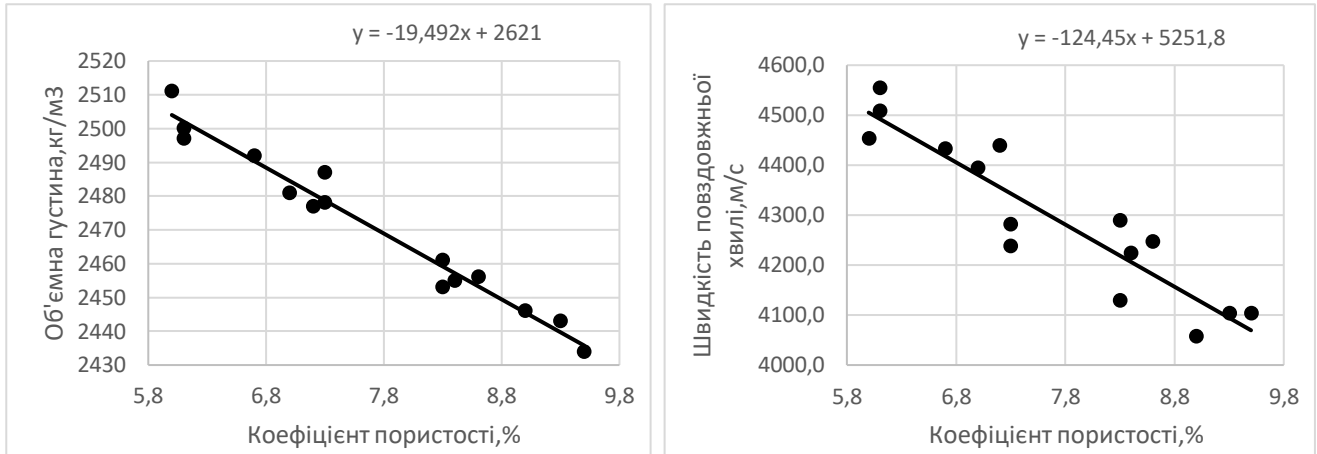


Рисунок 5.6. Визначення параметрів скелета порід : а) об'ємної густини; б) швидкості проходження повздожньої хвилі

Автором зформовано початкове наближення структури пустотного простору, що характерно для вибірки порід в цілому. Формати пустот ( $\alpha$ ) розміру 0,89 відповідають міжзерновим пустотам, 0,3 відповідають пустотам перехідного формату, а саме пустотам ущільнення, а пустоти форматів 0,0005-0,0009 відповідають мікротріщинам, або ж, на думку автора, витягнутим голкоподібним пустотам.

Результати визначення пустотного простору зразків (рис.5.7) дозволили встановити, що переважним типом пустот в ущільнених пісковиках московського ярусу є міжзернові пустоти  $K_{п,гр} = 0,7 \div 5,02$  %. Пустоти ущільнення складають від 0,85 до 4,85 % від загального об'єму зразка, та в зразках відібраних в інтервалах 4935-4944 м, 5202-5211 м та 5232-5239 м є основним типом пустот.

Мікротріщини, або ж витягнуті голкоподібні пустоти, займають від 0,2 до 0,5 % від об'єму зразків, що вказує на значну перспективу даних порід з точки зору продуктивності.

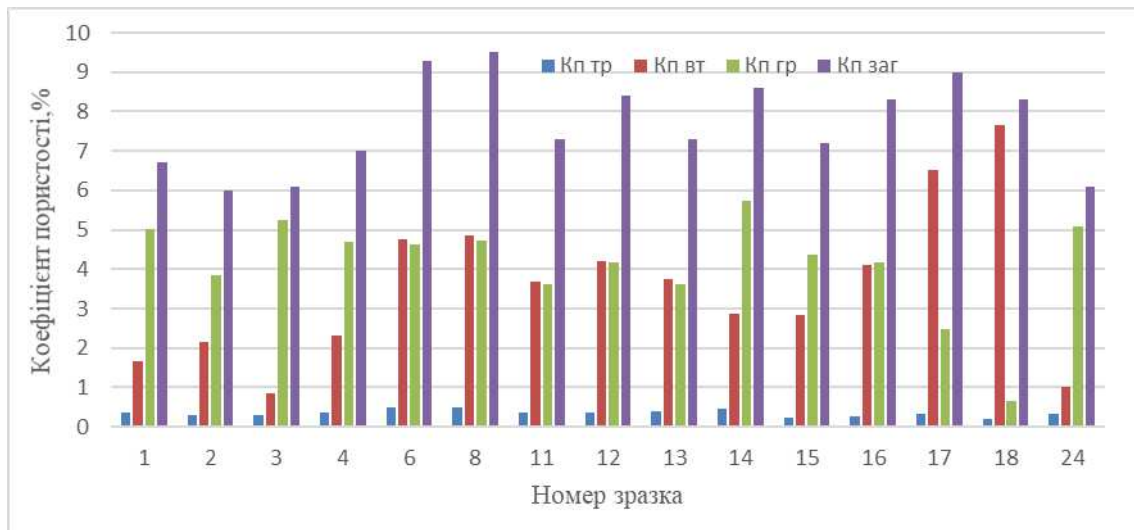


Рисунок 5.7. Результати визначення структури пустотного простору для зразків керну св. 701-біс Західно-Шебелинської площі

Таким чином, на основі петрофізичних даних кількісно охарактеризовано структуру пустотного простору ущільнених пісковиків московського ярусу Шебелинського родовища.

### 5.2.3. Прогнозування коефіцієнта проникності за структурою пустотного простору

Задачу прогнозування коефіцієнта проникності в даній роботі автором вирішено окрім виділення однотипних за фільтраційними властивостями інтервалів, побудовою емпіричних моделей з використанням структури пустотного простору.

Для побудови емпіричної моделі прогнозування коефіцієнту проникності через структуру пустотного простору використано множинну лінійну та нелінійну регресії.

При використанні множинної лінійної регресії (Multiple Linear Regression (MLR)) рівняння зв'язку має вигляд:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n ,$$

де  $y$  – результативна змінна (що моделюється).

У випадку коли можлива нелінійність в рівнянні залежності між результативною та незалежними змінними для покращення моделі можна використати множинну нелінійну регресію (Multiple Nonlinear Regression (MNLР)). Рівняння такого типу регресії має вигляд:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_1^2 .$$

Нелінійність подібної моделі обумовлена параметром  $x_1^2$ , за рахунок цього такий тип регресії називають нелінійною по змінним. Коефіцієнти  $b_n$  при незалежній змінній ( $x_n$ ) розраховуються методом найменших квадратів таким чином, щоб отримана модель максимально точно описувала залежність результативної змінної від незалежних.

Для оцінки результатів побудованої моделі за допомогою множинної регресії використовується виправлений коефіцієнт детермінації (Adjusted  $R^2$ ), який розраховується при включенні в модель додаткових незалежних змінних

Враховуючи, що коефіцієнти вторинної та тріщинної пористості колекції зразків корелюються між собою ( $R^2=0.89$ ,  $\phi_{fr}^* = 0,1736\phi_{sec}^* - 0,2967$ ), для уникнення мультиколінеарності та підвищення значущості моделі автором об'єднано дані коефіцієнти в один сумарний -  $\phi_{sec+fr}$ .

За даними визначення структури пустотного простору, а також вимірів коефіцієнта абсолютної газової проникності, автором побудовано множинну лінійну регресію за допомогою якої можна змодельовати значення коефіцієнта проникності за розподілом пустот різних типів в ущільнених пісковиках московського ярусу приосьової зони ДДЗ, що й показано на прикладі зразків зі св.701-біс Західно-Шебелинської площі (рис.5.8):

$$k = -1.25 + 0.185f_{int.gr}^* + 0.2f_{sec+fr}^*$$

Отримана модель характеризується високим коефіцієнтом детермінації (Adjusted  $R^2 = 0.72$ ), а також є статистично значущою ( $p=0.00019$ ). Так як коефіцієнти регресії біля кожного з параметрів пористості є додатними, збільшення об'єму пустот будь-якого типу призводить до збільшення величини коефіцієнта проникності.

Одне з основних практичних застосувань множинної регресії є оцінка впливу кожного з незалежних параметрів на моделюючий. З отриманого рівняння можна зробити висновок, що в досліджуваних породах флюїд рухається, як по міжзерновим так і по вторинним пустотам (коефіцієнти  $b_n$  біля різних типів пористості близькі за значеннями - 0.185 та 0.2).

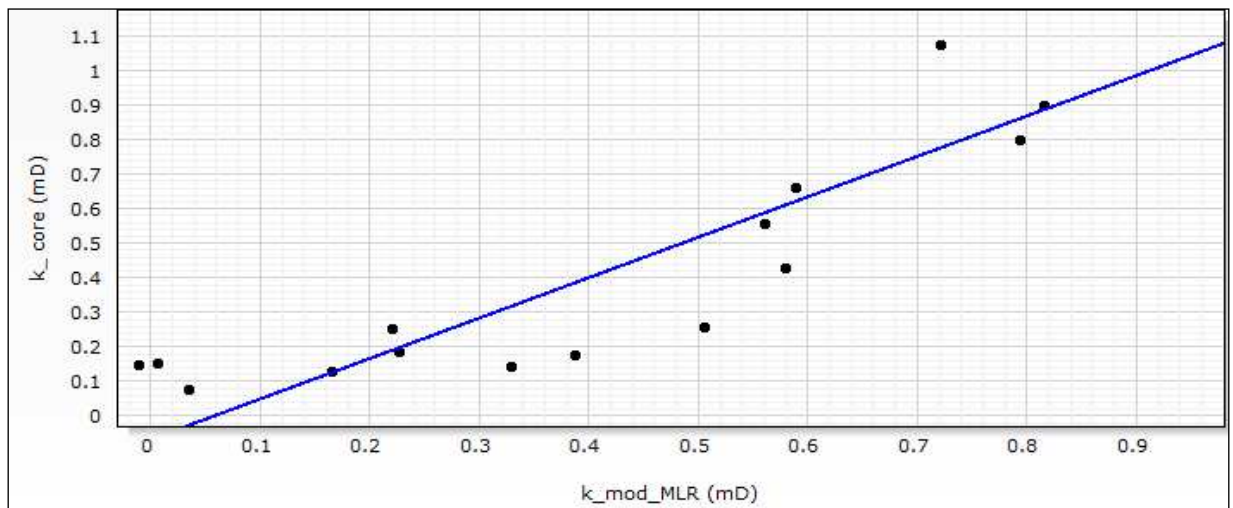


Рисунок 5.8. Залежність між вимірним за керном та змодельованим за множинною лінійною регресією коефіцієнтів абсолютної проникності

Для уточнення отриманої моделі автором побудовано множинну нелінійну регресію для оцінки коефіцієнта проникності за визначеною структурою пустотного простору для зразків Західно-Шебелинської площі:

$$k = 0.104 + 0.17\phi_{int,gr}^* - 0.25\phi_{sec+fr}^* - 0.019\phi_{int,gr}^{*2} + 0.41\phi_{sec+fr}^{*2}.$$

Результати прогнозування проникності зі структури пустотного простору з використанням множинної нелінійної регресії (рис.5.9) показують високий ступінь детермінації (Adjusted  $R^2=0.81$ ), а також те що модель є статистично значущою ( $p=0.00026$ ).

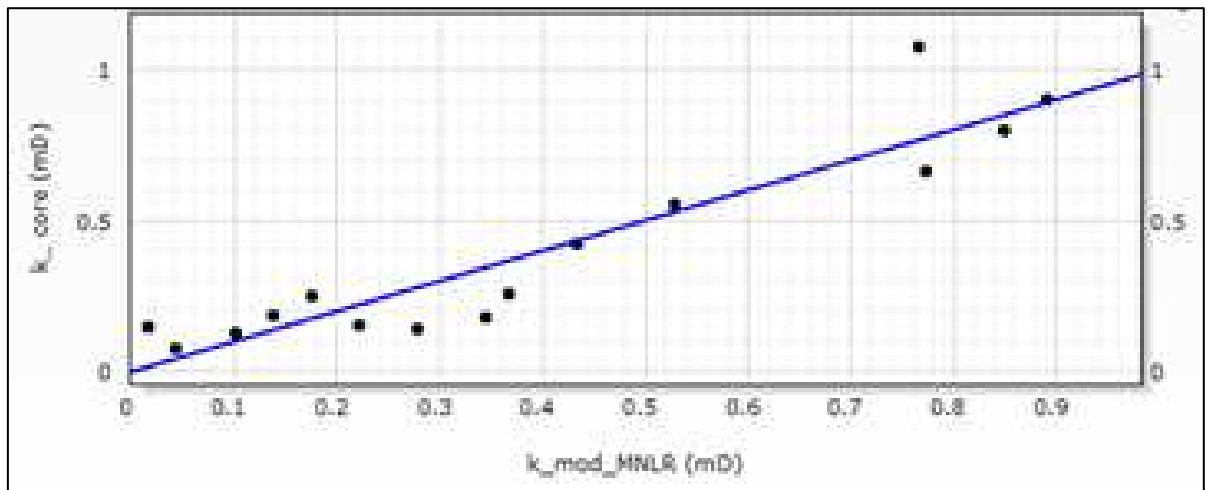


Рисунок 5.9. Залежність між вимірним за керном та змодельованим за множинною нелінійною регресією коефіцієнтів абсолютної проникності

Використання MNLR дає більш стійку модель ( $\text{adj. } R^2 = 0.81$ ), яку надалі можна використовувати для прогнозування коефіцієнта проникності за структурою пустотного простору при дослідженні подібних порід-колекторів свердловин Західно-Шебелинської площі.

Дослідження пустотного простору порід – важливий підхід при виділенні перспективних та щільних інтервалів. В роботі С. Рибалки та О. Карпенко на прикладі теригенних глибокозалягаючих порід центральної частини ДДЗ показано, що для низькопористих порід встановлення граничних значень коефіцієнта проникності, спираючись тільки на коефіцієнт пористості, може призвести до хибних значень, та пропуску продуктивних інтервалів (Rybalka & Karpenko, 2016). На думку автора використовуючи створені в даній роботі моделі прогнозування коефіцієнта проникності за розподілом пустот різних типів, тобто структури пустотного простору можна більш точно оцінити граничні значення петрофізичних параметрів.

### *Висновки до п'ятого розділу*

1. На якісному рівні показано вплив газонасичення на каротажні методи пористості, а саме криві ГГК-Щ та вмісту водню. Проведено заміщення флюїдів методом Гассмана та встановлено, що як для ущільнених ( $K_p < 10\%$ ), так і традиційних порід-колекторів наявність газу в зоні проникнення в більшій мірі впливає на значення об'ємної густини: різниця для ущільнених порід  $2,39 \div 3,65\%$ , а для традиційного колектору –  $4,1\%$ . Різниця в швидкості проходження повздовжньої хвилі становить  $0,3 \div 0,7\%$  та  $1,3\%$ , відповідно;

2. Газонасичення в більшій мірі впливає на щільнісні дані та кількісно необхідно враховувати, особливо, при пористості вище  $10\%$ . Незначний вплив насичення на пружні властивості пояснюється ущільненням порід (низькою пористістю) та катагенетичними перетвореннями (основний тип цементу регенераційно-кварцовий);

3. При використанні лише акустичного каротажу для розрахунку пористості, газонасичення порід може призвести до підвищення значення коефіцієнта пористості на  $1-2\%$  (в залежності від типу колектору).

4. Розраховано коефіцієнти в рівнянні Грінберга-Кастанья для інтервалів пісковиків та глин відкладів московського ярусу. Коефіцієнт детермінації записаної та змодельованої кривої швидкості проходження повздовжньої хвилі становить  $0,89$ .

5. Встановлено, що в ущільнених пісковиках московського ярусу Західно-Шебелинської площі пустотний простір складений переважно міжзерновими пустотами ( $K_{п,гр} = 0,7-5,02\%$ ), другі за значенням є пустоти ущільнення, які складають від  $0,85$  до  $4,85\%$  від загального об'єму зразка. Мікротріщини, або ж витягнуті голкоподібні пустоти, займають від  $0,2$  до  $0,5\%$  від об'єму зразків, що вказує на значний інтерес даних порід з точки зору продуктивності.

6. Побудовано емпіричну модель прогнозування коефіцієнту проникності при використанні статистичних методів – множинної лінійної та нелінійної регресії, з результатами визначення структури пустотного простору, коефіцієнти детермінації моделей складають:  $0,72$  та  $0,82$ , відповідно. Побудована модель

відзначає, що рух флюїду в ущільнених породах приосьової зони ДДЗ відбувається як по міжзерновим, так і по вторинним пустотам.

## ВИСНОВКИ

1. Автором вперше для відкладів верхнього та середнього карбону площ з різних частин приосьової зони ДДЗ виконано петрофаціальну та фільтраційну класифікації перспективних пісковиків з використанням кернової та каротажної інформації. Встановлено, що покращені фільтраційні властивості пояснюється будовою пустотного простору, а саме наявною більшою кількістю пустот макро- та мезорозміру, здатних фільтрувати флюїди. В межах кожної з виділених фільтраційних груп порід побудовано достовірні моделі прогнозування коефіцієнту проникності ( $R^2 > 0,85$ ), що можуть використовуватися при гідродинамічному моделюванні даних покладів. Проведена автором петрофаціальна класифікація порід розрізу за каротажними даними показала відповідність результату зі зміною літології, виокремлено глинисті, піщано-глинисті інтервали, а також щільні пісковики, ущільнені перспективні інтервали та вугілля. Автором встановлено, що петрофаціальна класифікація з використанням вхідних каротажних кривих не дозволяє розділити перспективні пісковики, що розкриті свердловино, на окремі фільтраційні групи, розподіл відбувається за збільшенням ємнісних властивостей. Це пояснюється роздільною здатністю каротажних методів, а також впливом свердловинних умов на каротажні методи;

2. Автором знайдено подальший розвиток в питанні розв'язання задач петрофізики при використанні методів машинного навчання, а саме алгоритму штучних нейронних мереж. Проведено прогнозування каротажної кривої акустичного каротажу, встановлено що при незначних розмивах стовбуру набір вхідних методів гама каротажу та каротажної кривої питомого електричного опору з високою результативністю прогнозує чи реконструює криву інтервального часу проходження повздожньої хвилі. Автором вперше для відкладів приосьової зони ДДЗ показано шляхом аналізу алгоритму зворотного поширення помилки, що основний внесок в модель в інтервалах пісковиків робить крива питомого електричного опору, а в глинистих інтервалах внесок вхідних даних фактично однаковий. Також, автором розв'язано задачу прогнозування літології порід розрізу

розкритого свердловиною з використанням АШНМ у відкладах середнього карбону, що в значній мірі відповідає проінтерпретованій кривій літології. Проведено прогнозування коефіцієнту абсолютної газової проникності, в результаті якого автором встановлено, що при незначній вибірці кернових даних, та через різницю в роздільній здатності каротажних приборів та зразків керну складно отримати стійкий результат прогнозування (коефіцієнт детермінації між керновими даними та результатів прогнозування з каротажу  $R^2 = 0,5$ ).

3. Автором вперше побудовано емпіричну модель для прогнозування коефіцієнту проникності за результатами лабораторних вимірювань фільтраційно-емнісних та ультразвукових досліджень. Для цього за методикою, що розроблена на кафедрі геофізики ННІ «Інститут геології» вперше визначено структуру пустотного простору зразків з інтервалів перспективних ущільнених пісковиків московського ярусу Західно-Шебелинської площі. Встановлено, що переважним типом пустот є міжзернові пустоти, які займають в середньому 4 % об'єму зразків. Пустоти ущільнення складають від 0,85 до 4,85 % від загального об'єму зразка. Наявні мікротріщини займають від 0,2 до 0,5 % від об'єму зразків. При застосуванні статистичних підходів, автором вперше побудовані стійкі моделі прогнозування проникності за структурою пустотного простору ( $R^2 > 0,8$ ), які показали, що в фільтрації флюїдів ущільнених порід-колекторів московського ярусу беруть участь як міжзернові, так і вторинні пустоти.

4. Вперше для відкладів середнього карбону, автором оцінено вплив газонасичення на пружні властивості шляхом застосування підходу фізики порід. На основі проведеного заміщення флюїдів методом Гассмана автором встановлено, що газонасичення порід-колекторів в більшій мірі впливає на щільнісний каротаж, чим на акустичний, проте також відмічається збільшення інтервального часу проходження повздовжньої хвилі в газонасичених пісковиках, особливо при збільшенні пористості (при  $K_p > 10$  %). Автором показано, що при розрахунку пористості за акустичним каротажем не врахування газонасичення може призвести до підвищення розрахункового коефіцієнту пористості на 1-2 %. Автором запропоновано нові коефіцієнти в рівнянні Грінберга-Кастанья для піщаних та

глинистих інтервалів, в результаті чого зменшується похибка в прогнозуванні швидкості проходження поперечної хвилі для відкладів московського ярусу приосьової зони ДДЗ.

Отримані в даній роботі автором результати мають, не лише наукове значення в дослідженні петрофізичних властивостей, а й практичне застосування в роботі з ущільненими породами-колекторами московського ярусу. Особливий інтерес до ущільнених порід-колекторів викликає те, що в великих родовищах Дніпровсько-Донецької западини видобуток газу відбувається з відкладів нижньопермського та верхньо карбонового періодів. Наприклад: Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Мелихівське, Єфремівське, Машівське, Кобзівське та Кегичівське родовища. Проте до кінця не розкритий потенціал нижче залягаючих відкладів середнього карбону, який в значній мірі може допомогти у становленні енергонезалежності держави.

Особливості та підходи до проведення петрофізичної інтерпретації та комплексування останньої з результатами кернових лабораторних досліджень, та застосування статистичних методів та методів машинного навчання, що представлено в роботі дозволить, ефективніше та з вищим результатом створювати петрофізичні моделі покладів, що призведе до пришвидшення прийняття рішень в пошуково-розвідувальному бурінні.

Важливо зауважити, що зроблені дослідження та отримані результати в області фізики порід, з впливу газонасичення, пористості та літології на пружні властивості в поєднанні з сейсмічною кількісною інтерпретацією при правильному використанні зменшать ризики при бурінні нових свердловин, та можуть допомогти в ідентифікації перспективних для пошуку та видобутку вуглеводнів блоків родовищ.

### Список використаної літератури:

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., & Fujimoto, F. (1996). Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications. *SPE Formation Evaluation*, 11(04), 263–271.
- Aguilera, R., & Harding, T. G. (2008). State-of-the-art tight gas sands characterization and production technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 47(12).
- Aguilera, Roberto. (1995). *Naturally fractured reservoirs* (2nd Editio). PennWell Books.
- Aguilera, Roberto. (2014). Flow units: From conventional to tight-gas to shale-gas to tight-oil to shale-oil reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(02), 190–208.
- Ahmadi, M. A., Zendehboudi, S., Lohi, A., Elkamel, A., & Chatzis, I. (2013). Reservoir permeability prediction by neural networks combined with hybrid genetic algorithm and particle swarm optimization. *Geophysical Prospecting*, 61(3), 582–598.
- Ahmed, U., Crary, S. F., & Coates, G. R. (1991). Permeability estimation: the various sources and their interrelationships. *Journal of Petroleum Technology*, 43(05), 578–587.
- Alzate, G. A., Arbeláez-Londoño, M., Agudelo, A. N., Romero, R. D., Bolaños, M. A., Escalante, D. L., Quintero, S. G., & Peláez, C. A. (2014). Generating synthetic well logs by artificial neural networks (ANN) using MISO-ARMAX model in Cupiagua field. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*.
- 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. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Aminian, K., Ameri, S., Oyerokun, A., & Thomas, B. (2003). Prediction of flow units and permeability using artificial neural networks. *SPE Western*

*Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting.*

Archie, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Transactions of AIME*, 146(01), 54–62.

Asoodeh, M., & Bagheripour, P. (2012). Prediction of compressional, shear, and stoneley wave velocities from conventional well log data using a committee machine with intelligent systems. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 45(1), 45–63.

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.

Balan, B., Mohaghegh, S., & Ameri, S. (1995). State-of-the-art in permeability determination from well log data: Part 1-A comparative study, model development. *SPE Eastern Regional Meeting*.

Batzle, M., & Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57(11), 1396–1408.

Bezrodna, I., Antoniuk, V., & Petrokushyn, O. (2018). Analysis Of Filtration And Capacitive Parameters Of Moscovian Stage West-Shebelynska Area Reservoir'S Rocks. *12th International Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*.

Bezrodna, I., Antoniuk, V., & Shynkarenko, A. (2018). Analysis of electrical and filtration properties anisotropy of the compacted reservoir rocks of Moscovian stage. *17th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801763>

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.

Buckles, R. S. (1965). Correlating and averaging connate water saturation data.

*Journal of Canadian Petroleum Technology*, 4(01), 42–52.

Camp, W. K. (2008). *Basin-centered gas or subtle conventional traps?*

Cannon, D. E., & Coates, G. R. (1990). Applying mineral knowledge to standard log interpretation. *SPWLA 31st Annual Logging Symposium*.

Carman, P. C. (1956). Flow of gases through porous media. *Butterworths, London*.

Carrier III, W. D. (2003). Goodbye, hazen; hello, kozeny-carman. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 129(11), 1054–1056.

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.

Chen, C.-H., & Lin, Z.-S. (2006). A committee machine with empirical formulas for permeability prediction. *Computers & Geosciences*, 32(4), 485–496.

Chilingarian, G. V., & Wolf, K. H. (1975). *Compaction of coarse-grained sediments*, I. Elsevier.

Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG 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.

Coates, G., & Denoo, S. (1981). The producibility answer product. *The Technical Review*, 29(2), 55–63.

Coates, G. R., Galford, J., Mardon, D., & Marschall, D. (1998). A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance. *The Log Analyst*, 39(01).

Coates, G. R., Xiao, L., & Prammer, M. G. (1999). *NMR logging: principles*

and applications (Vol. 344). Haliburton Energy Services Houston.

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.

Cranganu, C., Luchian, H., & Breaban, M. E. (2015). *Artificial intelligent approaches in petroleum geosciences*. Springer.

Cuddy, S. J. (2000). Litho-facies and permeability prediction from electrical logs using fuzzy logic. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(04), 319–324.

Cvetković, M., Velić, J., & Malvić, T. (2009). Application of neural networks in petroleum reservoir lithology and saturation prediction. *Geologia Croatica*, 62(2), 115–121.

Darcy, H. (1856). *Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application...*

Davis, J. C. (2018). Electrofacies in reservoir characterization. In *Handbook of Mathematical Geosciences* (pp. 211–223). Springer, Cham.

Dou, W., Liu, L., Jia, L., Xu, Z., Wang, M., & Du, C. (2021). Pore structure, fractal characteristics and permeability prediction of tight sandstones: A case study from Yanchang Formation, Ordos Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 123, 104737.

Dvorjanin, E. S., Samoyluk, A. P., Egurnova, M. G., Zaykovsky, N. Y., Podladchikov, Y. Y., Van Den Belt, F. J. G., & De Boer, P. L. (1996). Sedimentary cycles and paleogeography of the Dnieper Donets Basin during the late Viséan-Serpukhovian based on multiscale analysis of well logs. *Tectonophysics*, 268(1–4), 169–187.

Dvorkin, J., Mavko, G., & Gurevich, B. (2007). Fluid substitution in shaley sediment using effective porosity. *Geophysics*, 72(3), O1–O8.

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*.

Faramarzi-Palangar, M., Sedae, B., & Emami Niri, M. (2021). A Further Investigation on the Application of Critical Pore Size as an Approach for Reservoir Rock Typing. *Journal of Energy Resources Technology*, 143(11), 112901.

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*.

Fitzner, B., & Basten, D. (1994). Gesteinsporosität--Klassifizierung, meßtechnische Erfassung und Bewertung ihrer Verwitterungsrelevanz. In *Jahresberichte aus dem Forschungsprogramm Steinzerfall, Steinkonservierung. Band 4, 1992* (pp. 19–32).

Focke, J., & Munn, D. (1987). Cementation exponents in Middle Eastern carbonate reservoirs. *SPE Formation Evaluation*, 2(02), 155–167.

Fung, C. C., Wong, K. W., & Eren, H. (1997). Modular artificial neural network for prediction of petrophysical properties from well log data. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 46(6), 1295–1299.

Gassmann, F. (1951). Elasticity of porous media. *Vierteljahrsschrder Naturforschenden Gesselschaft*, 96, 1–23.

Georgi, D. T., & Menger, S. K. (1994). Reservoir quality, porosity and permeability relationships. *Proc. 14th Mintrop Seminar, Münster*.

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.

Granberry, R. J., & Keelan, D. K. (1977). *Critical water estimates for Gulf Coast sands*.

Greenberg, M. L., & Castagna, J. P. (1992). Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications1.

*Geophysical Prospecting*, 40(2), 195–209.

Hagiwara, T. (1986). Archie's Law For Permeability. *The Log Analyst*, 27(01).

Han, D. (1992). Fluid saturation effect on rock velocities in seismic frequencies: presented at SEG Summer Research Workshop. *Big Sky, Montana*.

Hansen, J. P., & Skjeltop, A. T. (1988). Fractal pore space and rock permeability implications. *Physical Review B*, 38(4), 2635.

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.

Hazen, A. (1892). Some physical properties of sands and gravels, with special reference to their use in filtration. *24th Annual Rep., Massachusetts State Board of Health, Pub. Doc. No. 34*, 539–556.

Hearst, J. R., & Nelson, P. H. (1985). *Well logging for physical properties*.

Helle, H. B., Bhatt, A., & Ursin, B. (2001). Porosity and permeability prediction from wireline logs using artificial neural networks: a North Sea case study. *Geophysical Prospecting*, 49(4), 431–444.

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.

Hollis, C., Vahrenkamp, V., Tull, S., Mookerjee, A., Taberner, C., & Huang, Y. (2010). Pore system characterisation in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock-typing methodologies. *Marine and Petroleum Geology*, 27(4), 772–793.

Holmes, M., Holmes, A., & Holmes, D. (2009). Relationship between porosity and water saturation: methodology to distinguish mobile from capillary bound water. *AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, Colorado, June, 7–10*.

Hossain, T. M., Watada, J., Aziz, I. A., & Hermana, M. (2020). Machine learning in electrofacies classification and subsurface lithology interpretation: A rough set theory approach. *Applied Sciences*, 10(17), 5940.

Huang, Z., Shimeld, J., Williamson, M., & Katsube, J. (1996). Permeability prediction with artificial neural network modeling in the Venture gas field, offshore eastern Canada. *Geophysics*, *61*(2), 422–436.

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.

Kantaatmadja, B. P., Kasim, F. H., Zainudin, W. N., Elsebakhi, E., Jones Jr, E. A., & M Ali, A. (2021). Permeability Prediction Using Rock-Typing, Flow Zone Indicator and Machine Learning Techniques in a Brownfield Offshore Malaysia. *International Petroleum Technology Conference*.

Karimpouli, S., Fathianpour, N., & Roohi, J. (2010). A new approach to improve neural networks' algorithm in permeability prediction of petroleum reservoirs using supervised committee machine neural network (SCMNN). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *73*(3–4), 227–232.

Karpenko, O. (2018). Neural networks technologies in oil and gas well logging. *17th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*, *2018*(1), 1–6.

Katz, A. J., & Thompson, A. H. (1986). Quantitative prediction of permeability in porous rock. *Physical Review B*, *34*(11), 8179.

Kazemi, H. (1982). Low-permeability gas sands. *Journal of Petroleum Technology*, *34*(10), 2229–2232.

Kenyon, W. E. (1997). Petrophysical principles of applications of NMR logging. *The Log Analyst*, 38(02).

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.

Klinkenberg, L. J. (1941). The permeability of porous media to liquids and gases. *Drilling and Production Practice*.

Kolodzie Jr, S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

Kozeny, J. (1927). Uber kapillare leitung der wasser in boden. *Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I*, 136, 271–306.

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).

Law, B. (2002). Basin-centered gas systems. *AAPG Bulletin*, 86(11), 1891–1919.

Law, B. E., & Spencer, C. W. (1989). *Geology of tight gas reservoirs in the Pinedale Anticline area, Wyoming, and at the Multiwell Experiment site, Colorado*.

Lee, S. H., & Datta-Gupta, A. (1999). Electrofacies characterization and permeability predictions in carbonate reservoirs: role of multivariate analysis and nonparametric regression. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

Lee, S. H., Kharghoria, A., & Datta-Gupta, A. (2002). Electrofacies characterization and permeability predictions in complex reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 5(03), 237–248.

Lei, Q., Zhang, L., Tang, H., Zhao, Y., Chen, M., & Xie, C. (2020). Describing the Full Pore Size Distribution of Tight Sandstone and Analyzing the Impact of Clay Type on Pore Size Distribution. *Geofluids*, 2020.

Lis-Śledziona, A. (2019). Petrophysical rock typing and permeability prediction

in tight sandstone reservoir. *Acta Geophysica*, 67(6), 1895–1911.

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.

Mayer, C. t. (1980). GLOBAL, a new approach to computer-processed log interpretation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

Menke, H. P., Maes, J., & Geiger, S. (2021). Upscaling the porosity–permeability relationship of a microporous carbonate for Darcy-scale flow with machine learning. *Scientific Reports*, 11(1), 1–10.

Mirzaei-Paiaman, A., Ostadhassan, M., Rezaee, R., Saboorian-Jooybari, H., & Chen, Z. (2018). A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, 445–464.

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.

Morris, R. L., & Biggs, W. P. (1967). Using log-derived values of water saturation and porosity. *SPWLA 8th Annual Logging Symposium*.

Müller-Huber, E., & Schön, J. (2013). Carbonates with complex pore systems—modeling of permeabilities and application of modified capillary tube models. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2013* (pp. 2587–2591). Society of Exploration Geophysicists.

Nashawi, I. S., & Malallah, A. (2009). Improved electrofacies characterization and permeability predictions in sandstone reservoirs using a data mining and expert system approach. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 50(03).

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).

Ni, H., Liu, J., Huang, B., Pu, H., Meng, Q., Wang, Y., & Sha, Z. (2021). Quantitative analysis of pore structure and permeability characteristics of sandstone using SEM and CT images. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 88, 103861.

Nooruddin, H. A., & Hossain, M. E. (2011). Modified Kozeny–Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 80(1), 107–115.

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>

Pape, H., Clauser, C., & Iffland, J. (1999). Permeability prediction based on fractal pore-space geometry. *Geophysics*, 64(5), 1447–1460.

Parapuram, G., Mokhtari, M., & Ben Hmida, J. (2018). An artificially intelligent technique to generate synthetic geomechanical well logs for the bakken formation. *Energies*, 11(3), 680.

Petrokushyn, O., & Antoniuk, V. (2020). Reservoirs type classification using hydraulic flow units approach with an application to Pivnichno-Korobochkynska Area (Dnipro-Donetsk Depression). *Geoinformatics 2020 - XIXth International Conference “Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects.”* <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo077>

Pittman, E. D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone (1). *AAPG 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*,

6(4), 649–666.

Quirein, J., Kimminau, S., La Vigne, J., Singer, J., & Wendel, F. (1986). A coherent framework for developing and applying multiple formation evaluation models. *SPWLA 27th Annual Logging Symposium*.

Rabiller, P., Leduc, J.-P., & Ye, S.-J. (2001). The iterative use of clustering and modeling to improve permeability prediction. *SPWLA 42nd Annual Logging Symposium*.

Raiga-Clemenceau, J., Martin, J. P., & Nicoletis, S. (1986). The concept of acoustic formation factor for more accurate porosity determination from sonic transit time data. *SPWLA 27th Annual Logging Symposium*.

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.

Rogers, S. J., Fang, J. H., Karr, C. L., & Stanley, D. A. (1992). Determination of lithology from well logs using a neural network. *AAPG Bulletin*, 76(5), 731–739.

Rushing, J. A., Newsham, K. E., & Blasingame, T. A. (2008). Rock typing: Keys to understanding productivity in tight gas sands. *SPE Unconventional Reservoirs Conference*.

Saggaf, M. M., & Nebrija, E. L. (2003). Estimation of missing logs by regularized neural networks. *AAPG Bulletin*, 87(8), 1377–1389.

Sahoo, S., & Jha, M. K. (2017). Pattern recognition in lithology classification: Modeling using neural networks, self-organizing maps and genetic algorithms. *Hydrogeology Journal*, 25(2), 311–330.

Schenk, C. J., & Pollastro, R. M. (2002). *Natural gas production in the United States*.

Schlumberger. (2009). Log Interpretation Charts. *Schlumberger*, 310.  
<https://doi.org/09-FE-0058>

Schlumberger. (2020). *3D Geological and Dynamic Modelling of Skhidno-Poltavske Field*.

Schön, J. H. (2015). *Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics* (Vol. 65). Elsevier.

Serra, O., & Abbott, H. (1980). The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. (SPE paper 9270.) Paper presented at the 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. *Dallas, TX*, 21–24.

Shanley, K. W. (2004). *Fluvial reservoir description for a giant, low-permeability gas field: Jonah Field, Green River Basin, Wyoming, USA*.

Shanley, K. W., Cluff, R. M., & Robinson, J. W. (2004). Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG Bulletin*, 88(8), 1083–1121.

Silva, A., Neto, I. L., Carrasquilla, A., Misságia, R., Ceia, M., & Archilha, N. (2013). Neural network computing for lithology prediction of carbonate-siliciclastic rocks using elastic, mineralogical and petrographic properties. *13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013*, 1055–1058.

Simandoux, P. (1963). Dielectric measurements on porous media, application to the measurements of water saturation: study of behavior of argillaceous formations. *Revue de l'Institut Francais Du Petrol*, 18(suppl), 93–215.

Soleymanzadeh, A., Helalizadeh, A., Jamialahmadi, M., & Soulgani, B. S. (2021). Development of a new model for prediction of cementation factor in tight gas sandstones based on electrical rock typing. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 104128.

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.

Thomsen, L. (1986). Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 51(10), 1954–1966.

Tiab, D. (2000). *Advances in Petrophysics, Vol. 1-Flow Units. Lecture Notes Manual, University of Oklahoma, 166, 1937*.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition*. Elsevier.

Timur, A. (1968a). An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships. *SPWLA 9th Annual Logging Symposium*.

Timur, A. (1968b). Effective porosity and permeability of sandstones investigated through nuclear magnetic resonance principles. *SPWLA 9th Annual Logging Symposium*.

Tylor-Jones, T., Solodkyi, I., Gafych, I., & Rudling, C. (2019). Reservoir and Porosity Prediction Using Statistical Rock Physics and Simultaneous Inversion: a Case Study, Onshore Ukraine. *81st EAGE Conference and Exhibition 2019*, 2019(1), 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201901470>

Van der Baan, M., & Jutten, C. (2000). Neural networks in geophysical applications. *Geophysics*, 65(4), 1032–1047.

Vernik, L., & Kachanov, M. (2010). Modeling elastic properties of siliciclastic rocks. *Geophysics*, 75(6), E171–E182.

Voigt, W. (1910). *Lehrbuch der kristallphysik:(mit ausschluss der kristalloptik)* (Vol. 34). BG Teubner.

Wang, K., & Zhang, L. (2008). Predicting formation lithology from log data by using a neural network. *Petroleum Science*, 5(3), 242–246.

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.

Wolf, M., & Pelissier-Combescure, J. (1982). FACIOLOG-automatic electrofacies determination. *SPWLA 23rd Annual Logging Symposium*.

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.

Wyllie, M. R. J., & Rose, W. D. (1950). Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data. *Journal of Petroleum Technology*, 2(04), 105–118.

Yao, C. Y., & Holditch, S. A. (1993). Estimating permeability profiles using core and log data. *SPE Eastern Regional Meeting*.

Ye, S.-J., & Rabiller, P. (2000). A new tool for electro-facies analysis: multi-resolution graph-based clustering. *SPWLA 41st Annual Logging Symposium*.

Ye, S.-J., & Rabiller, P. (2005). Automated electrofacies ordering. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 46(06).

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, D., Yuntian, C., & Jin, M. (2018). Synthetic well logs generation via Recurrent Neural Networks. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4), 629–639.

Zhang, G., Wang, Z., Mohaghegh, S., Lin, C., Sun, Y., & Pei, S. (2021). Pattern visualization and understanding of machine learning models for permeability prediction in tight sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200, 108142.

Zhang, Zhao, & Cai, Z. (2021). Permeability Prediction of Carbonate Rocks Based on Digital Image Analysis and Rock Typing Using Random Forest Algorithm. *Energy & Fuels*.

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.

Zinszner, B., & Pellerin, F.-M. (2007). *A geoscientist's guide to petrophysics*. Editions Technip.

Абанькін, Д., & Купчик, В. (2018). *Геолого-економічна оцінка запасів*

*Східно-Полтавського газоконденсатного родовища Полтавської області України.*

Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2017). Побудова петрофізичної моделі порід-колекторів московського ярусу Західно-Шебелинської площі. *VII Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю»*, 27–29.

Багринцева, К. И. (1999). *Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа*. М.: РГГУ.

Безродна, І., & Антонюк, В. (2018). Оцінка колекторських властивостей теригенних порід московського ярусу Західношебелинської площі на основі даних петрофізики. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2, 34–38.

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., Антонюк, В. В., & Олійник, О. В. (2019). Аналіз анізотропії фільтраційних та електричних властивостей теригенних порід-колекторів (на прикладі родовищ приосьової зони ДДЗ). *Вісник Харківського Національного Університету Імені ВН Каразіна, Серія "Геологія. Географія. Екологія"*, 51. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2019-51-03>

Безродна, Ірина Миколаївна, 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.

Безродная, И. Н., Безродный, Д. А., & Козионова, О. А. (2019). Математическое моделирование акустической и упругой анизотропии сланцевых пород-коллекторов Днепровско-Донецкой впадины. *Вісник*

*Харківського Національного Університету Імені ВН Каразіна. Серія: Геологія. Географія. Екологія, 50, 42–53.*

Вакарчук, С. Г., Зейкан, О. Ю., Довжок, Т. Є., Михайлов, В. А., Гладун, В. В., Швидкий, О. А., Вижва, С. А., Філюшкін, К. К., Харченко, М. В., & Кабишев, Ю. Б. (2013). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України. К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ.

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>

Вижва, 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.*

Вижва, С., & Безродна, І. (2016). Визначення структури пустотного простору складнобудованих порід за даними петроакустичних досліджень Семиреньківської площі. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 3, 11–17.*

Вижва, С., Онищук, В., Онищук, І., Рева, М., & Шабатура, О. (n.d.). *Електричні й акустичні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району ДДЗ.*

Вижва, С., Онищук, В., Онищук, І., Рева, М., & Шабатура, О. (2018).

Фільтраційно-ємнісні особливості порід верхнього карбону (на прикладі Руновщинської площі ДДЗ). *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4, 30–37.

Вижва, С., Онищук, Д., & Онищук, В. (2012). Петроелектрична модель порід-колекторів Західно-Шебелинського газоконденсатного родовища. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 57, 13–16.

Вижва, С., Соловійов, І., Круглик, В., & Лісний, Г. (2018). Прогнозування зон підвищеної пористості у глинистих породах Сходу України. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1, 33–39.

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 Семиренківської площі). *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1, 19–26.

Вольченкова, А. В. Захватаєва, Л. В. (2014). *Звіт про результати пошуково-розвідувальних робіт Західно-Шебелинської площі*.

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

Дахнов, В. Н. (1941). Интерпретация каротажных диаграмм. М.: *Госгеолтехиздат*, 496.

Дахнов, В. Н., & Кобранова, В. Н. (1952). Изучение коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов нефтяных месторождений по данным промысловой геофизики. In *Промысловая геофизика*. М.: *Гостоптехиздат*.

Еникеев, Б. Н., Охрименко, А. Б., & Смирнов, О. А. (2011). Фундаментальные и статистические взаимосвязи в петрофизике и проблематика сравнения сходных петрофизических взаимосвязей. *НТВ*

“Каротажник,” 7, 102.

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>

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.

Карпов, П. А., Белоусова, М. Г., & et all. (1969). Характеристика основных генетических типов терригенных коллекторов Волгоградской области. In *Труды ВНИИНГП, вып. 14* (pp. 192–207).

Ковшиков, А., Глущенко, С., Матвеев, В., Сурков, С., Муромцева, О., Кашуба, Г., & Бікман, Є. (2018). *Геолого-економічна оцінка Святогірського газоконденсатного родовища Харківської області України, книга 1*.

Колісниченко, В., Кашуба, Г., & Солодкий, Е. (2014). Прогнозування геоакустичних характеристик розрізів нафтогазових свердловин ДДЗ за відсутності вимірів акустичного каротажу. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3, 82–87.

Комаров, В. Л. (1971). *Петрофизические основы повышения эффективности геофизических исследований скважин на нефтяных месторождениях восточной окраины Русской платформы*. автореф. дис.... д-ра техн. наук М.

Кривуля, С. В., Лизанець, А. В., & Мачужак, М. І. (2016). *Перспективи газоносності та особливості геологічної будови глибокозалягаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища*.

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.

Лизанець, В., Бухтатий, В., Степанов, О., & Дорошкевич, В. (2019). *Дослідження літофаціальних та ємнісно-фільтраційних властивостей порід керну пошуково-розвідувальних свердловин.*

Миرونцов, Н. Л. (2012). Анализ возможностей стандартного комплекса электрометрии для решения актуальных задач геофизического исследования скважин. *Геофизический Журнал.*

Олійник, О. В., Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2020). Аналіз літологічних та петрофізичних особливостей ущільнених порід-колекторів східної частини ДДЗ. *Сучасні Проблеми Наук Про Землю: Всеукраїнська Молодіжна Наукова Конференція-Школа, 33–35.*

Олійник, О. В., Антонюк, В. В., Безродна, І. М., & Вижва, С. А. (2020). Аналіз особливостей газу ущільнених порід-колекторів та літолого-петрофізична оцінка відкладів верхнього та середнього карбону Святогірської площі. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 89(2), с.89-95. <https://doi.org/http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.12>*

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)*

Продайвода, Г. Т., Вижва, С. А., Безродна, І. М., & Продайвода, Т. Г. (2011). Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу. *К.: ВПЦ" КУ.*

Соболь, В., & Карпенко, О. (2021). Нова модель проникності теригенних гранулярних колекторів на прикладі турнейських відкладів Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 1(92), 61–66.*

Солодкий, Є., & Карпенко, О. (2013). Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, 1, 20–24.*

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.*

Федак, І. О., & Коваль, Я. М. (2020). Літофаціальне зонування продуктивних горизонтів нафтогазо-вих родовищ з використанням штучної нейронної мережі. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 1 (74)*, 96–105.

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.

Элланский, М. М. (2001). *Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие)*. ГЕРС.

ДОДАТОК А

**СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ  
ПРО  
АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ**

*Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:*

1. Олійник, О. В., Вижва, С. А., Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2020). Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей і нафтопромислових характеристик складнопобудованих 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) (Фахове видання).
2. Безродна, І., & Антонюк, В. (2018). Оцінка колекторських властивостей теригенних порід московського ярусу Західношебелинської площі на основі даних петрофізики. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, (2), 34–38 <https://doi.org/10.17721/1728-2713.81.05> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).
3. Безродна, І. М., Антонюк, В. В., & Олійник, О. В. (2019). Аналіз анізотропії фільтраційних та електричних властивостей теригенних порід-колекторів (на прикладі родовищ приосьової зони ДДЗ). *Вісник Харківського Національного Університету Імені ВН Каразіна, Серія" Геологія. Географія. Екологія"*, (51). <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2019-51-03> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).
4. Олійник, О. В., Антонюк, В. В., Безродна, І. М., & Вижва, С. А. (2020). Аналіз особливостей газу ущільнених порід-колекторів та літолого-петрофізична оцінка відкладів верхнього та середнього карбону Святогірської площі. *Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія*, 89(2), с.89-95. <https://doi.org/http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.12> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Web of Science*).

***Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:***

1. Antoniuk, V., Bezrodna, I., & Petrokushyn, O. (2019a). Multiple Regressions and ANN techniques to predict permeability from pore structure for Terrigenous Reservoirs, West-Shebelynska area. *13th International Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903205>.
2. Antoniuk, V. V, Bezrodna, I. M., & Petrokushyn, O. Y. (2019b). Comparison of the methods for reservoir properties evaluation and prediction of permeability by the void space structure of the reservoir rocks (on the example of the West-Shebelynska area). *18th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902127>.
3. Bezrodna, I., Antoniuk, V., & Petrokushyn, O. (2018). Analysis Of Filtration And Capacitive Parameters Of Moscovian Stage West-Shebelynska Area Reservoir'S Rocks. *12th International Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. <https://doi.org/0.3997/2214-4609.201803147>.
4. Bezrodna, I. M., Antoniuk, V. V., & Shynkarenko, A. V. (2018). Analysis of electrical and filtration properties anisotropy of the compacted reservoir rocks of Moscovian stage (West-Shebelynska area). *17th International Conference on Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801763>.
5. Bezrodna, I. M., & Antoniuk, V. V. (2017). Petrophysical analysis and estimation of void space structure of moscovian stage, West Shebelynska area rocks. *16th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701890>.
6. 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>.
7. Petrokushyn, O., & Antoniuk, V. (2020). Reservoirs type classification using hydraulic flow units approach with an application to Pivnichno-Korobochkynska Area

(Dnipro-Donetsk Depression). *Geoinformatics 2020 - XIXth International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects."* <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo077>.

8. Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2017). Побудова петрофізичної моделі порід-колекторів московського ярусу Західно-Шебелинської площі. VII Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю», 27–29. Київ.

9. Ігнатущенко, О.С., Антонюк, В. В., & Безродна, І. . (2019). Оцінка колекторських властивостей теригенних порід Західно-Шебелинської площі (за даними ГДС). IX Всеукраїнська Молодіжна Наукова Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю», 97–99. Київ.

10. Олійник, О. В., Антонюк, В. В., & Безродна, І. М. (2020). Аналіз літологічних та петрофізичних особливостей ущільнених порід-колекторів Східної частини ДДЗ. X Всеукраїнська Конференція-Школа «Сучасні Проблеми Наук Про Землю», 33–35. Київ: ННІ Інститут геології Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

11. Yemets, V., Antoniuk, V., & Bezrodna, I. (2021). Facies interpretation from Gamma Ray (GR) log as basic well logs applied to Volodymyrska field (Dnipro-Donetsk depression). *XI International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects.* <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521049> 201803147.