

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

ПОТЯТИННИК ТАРАС ВОЛОДИМИРОВИЧ

УДК 551.782+550.832+553.981.2

ПІДВИЩЕННЯ ІНФОРМАТИВНОСТІ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ  
ВСТАНОВЛЕННЯ ІНТЕРВАЛІВ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕНИХ  
ПОРІД НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ  
ПЕРЕДКАРПАТТЯ

04.00.22 – Геофізика

10 – Природничі науки

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук

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

\_\_\_\_\_ Т. В. Потятинник

Науковий керівник:

Федоришин Дмитро Дмитрович

доктор геологічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2018

## АНОТАЦІЯ

**Потятинник Т. В. Підвищення інформативності геофізичних методів при встановленні інтервалів обводнення газонасичених порід неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпаття.** – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 04.00.22 – «Геофізика» (10 – Природничі науки). – Івано-Франківський національний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2018.

Дисертаційна робота присвячена удосконаленню та моделюванню методологічних способів використання інформації геофізичних досліджень складнопобудованих геологічних розрізів неогенової системи для виділення продуктивних порід-колекторів та запобігання його обводнення.

У результаті огляду та аналізу наукових робіт і методик щодо оцінки характеру насичення порід-колекторів, визначення їхніх фільтраційно-ємнісних параметрів встановлено, що моделі багатомірних взаємозв'язків здебільшого характерні для чітко виражених геологічних умов та мономіктової матриці гірських порід і тільки в окремих випадках встановлюються та використовуються для поліміктової будови матриці породи-колектора. Для достовірного обґрунтування перспектив відкритих газових родовищ є досить актуальним завданням удосконалення типових комплексів геофізичних досліджень, створення петрофізичних моделей для конкретних літолого-стратиграфічних товщ.

За результатами комплексних експериментальних досліджень керну відібраного із неогенових відкладів, встановлено складну мінералогічну будову їхньої матриці та виявлено основні породоутворюючі мінерали, що визначають геофізичні та фізичні параметри і впливають на фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід. Наявність у газонасичених породах колекторах акцесорних мінералів та значної заглинизованості зумовлює

високу радіоактивність і знижує інформативність електричних, а також нейтронних методів у процесі визначення коефіцієнта газонасичення.

Аналіз та узагальнення результатів геолого-геофізичних досліджень свердловин, а також експериментальних вимірювань колекторських параметрів на керновому матеріалі, дозволили виділити в геологічному розрізі Хідновицького родовища дві групи порід, з якими прогноуються основні поклади газу.

За результатами аналізу розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів та карбонатності для чистих пісковиків і пісковиків із глинисто-карбонатним цементом встановлено значну диференціацію коефіцієнта проникності породи, зумовлену карбонатністю і пористістю. Такі властивості колектора фільтрувати газ свідчать про наявність впливу на коефіцієнт проникності властивостей порового простору.

Виконаний аналіз результатів вимірювання діаметрів зерен скелету породи методом гранулометрії дав можливість оцінити структуру порового простору і її вплив на зв'язок коефіцієнта проникності та пористості.

Запропоновано параметр ( $M$ ), який враховує умови формування теригенної породи різного гранулометричного складу, що дає можливість ідентифікувати відклади неогену і встановити параметри залежності коефіцієнта пористості та проникності. Цей параметр характеризує розподіл частки зерен скелету породи одного діаметра до загальної кількості зерен.

Проаналізовано гранулярні та капілярні моделі визначення коефіцієнта абсолютної проникності на базі аналізу результатів лабораторних вимірювань порід пісковиків, встановлено характеристики взаємозв'язку лабораторних та теоретичних моделей і визначено відображення параметрів фільтраційної моделі в геофізичних полях. Отримані результати досліджень дозволили використовувати їх для визначення проникності за даними геофізичних досліджень свердловин.

За результатами аналізу взаємозв'язків природного і наведеного гамма-поля для порід неогенового віку встановлено індивідуальний характер

розподілу для порід із глинисто-карбонатним цементом та з карбонатно-глинистим цементом. Запропоновано нейтронну модель, що враховує карбонатний домішок у цементі породи. Модель нейтронних властивостей породи-колектора відображає вміст водню в поровому просторі і характер мінерального складу цементу породи-колектора. За умови однакового об'єму цементу у породі, але за різного його складу вміст водню змінюватиметься.

Отже, однакові умови структурної будови колектора призводять до різних значень вимірної інтенсивності вторинного гамма-поля. Породи з високим водневмістом, до яких належить піщано-глиниста пачка неогенових відкладів, відмічатимуться низькими значеннями  $I_{ny}$ . Породи з підвищеними значеннями карбонатності внаслідок зменшення водню характеризуються підвищеною інтенсивністю радіаційного захоплення нейтронів. Така характеристика дає обґрунтування можливості використання методу нейтронного гамма-каротажу для оцінки впливу карбонатності при визначенні коефіцієнта проникності. На основі встановленого індивідуального характеру розподілу природного і наведеного гамма-поля запропоновано комплексний параметр  $G$ , що визначає ступінь карбонатності цементу породи неогенового віку.

Вперше з використанням комплексного параметра  $G$ , який визначає ступінь карбонатності цементу породи, розроблено модель проникності за геофізичними результатами досліджень свердловин, яка враховує ступінь карбонатності порід-колекторів і підвищує достовірність визначення коефіцієнта газової проникності. Можливість визначення ступеня карбонатності дозволила використовувати дані ГДС для визначення коефіцієнта проникності з урахуванням впливу карбонатно-глинистого цементу, що підвищує достовірність використання результатів геофізичних методів.

На основі розрахунків побудовано фільтраційну модель Хідновицького родовища за геофізичними даними з урахуванням карбонатно-глинистого цементу та структурно-літологічних особливостей порід, що надає додаткову

інформацію при контролі за обводненням продуктивних відкладів.

**Ключові слова:** геофізичні дослідження свердловин, неогенові відклади, фільтраційно-ємнісні властивості, пористість, насичення, проникнення, порода-колектор, структура порового простору, карбонатність, глинисто-карбонатний цемент, фільтраційна модель, гамма-каротаж, нейтронний гамма-каротаж, Хідновицьке родовище.

### **Список публікацій:**

I. Праці з основними науковими результатами дисертації:

1. Трубенко О. М. Моделювання фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови (на прикладі Хідновицького газового родовища) / О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, А. П. Олійник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1(50). – С. 74-81.

2. Федоришин Д. Д. Основні геологічні чинники, що обумовлюють неоднозначність геофізичної інформації в процесі дослідження неогенових відкладів у свердловинах Хідновицького газового родовища / Д. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин // Нафтогазова галузь України. – 2014. № 3. – С. 39-43.

3. Федоришин Д. Д. Петрофізичне вивчення ємкісних властивостей порід-колекторів Хідновицького газового родовища за даними геофізичних досліджень свердловин / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, Т. В. Потятинник // Сборник научных трудов SWorld. – Иваново : Маркова АД, 2013. – Выпуск 4. Том 53. – С. 26-31. РИНЦ. ЦИТ: 413-1204.

4. Федоришин Д. Д. Основні причини підвищеної радіоактивності неогенових відкладів у геологічних розрізах Більче-Волицької зони Передкарпатського розрізу / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, Л. А. Аврамко // Научные труды SWorld. – Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 1(38). Том 26. – С. 22-26. РИНЦ. ЦИТ: 115-419.

5. Федоришин Д. Д. Визначення коефіцієнта залишкового водонасичення поліміктових пісковиків родовищ нафти і газу у Дніпровсько-Донецькій западині / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, О. А. Громяк // Научные труды SWorld. – Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 2(39). Том 20. – С. 8-14. РИНЦ. ЦИТ: 215-107.

6. Федоришин Д. Д. Особливості геологічної будови порід-колекторів неогенових відкладів за даними геолого-геофізичних досліджень / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник // Научные труды SWorld.– Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 3(40). Том 14. – С. 4-7. РИНЦ. ЦИТ: 315-048.

7. Федоришин Д. Д. Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості гірських порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення / Д. Д. Федоришин, О. А. Гаранін, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1(50). – С. 51-58.

8. Потятинник Т. В. Аналіз впливу структури порового простору на коефіцієнт проникності порід-колекторів з глинисто-карбонатним цементом / Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – № 1(66). – С. 17-26.

9. Потятинник Т. В. Оцінка впливу карбонатно-глинистого цементу на коефіцієнт проникності порід-колекторів за геофізичними даними / Т. В. Потятинник // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2018. – № 1(44). – С. 48-56.

## II. Апробація матеріалів дисертації:

1. Федоришин Д. Д. Особливості геологічної будови сарматських відкладів Хідновицького газового родовища та їхній вплив на покази свердловинних геофізичних досліджень / Д. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин // Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології (до 70-річчя геологічного факультету КНУ ім. Т. Шевченка): матеріали Міжнародної наукової конференції

(м. Київ, 31 березня – 3 квітня 2014 р.) – Київ : КНУ ім. Т. Шевченка, 2014. – С. 110-111.

2. Трубенко О. М. Фільтраційно-ємнісна характеристика сарматських відкладів Буцівського газового родовища / О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, В. В. Федорів // Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції (м. Івано-Франківськ, 23-25 травня 2018 р) – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. – С. 132-135

ПОТЯТИННИК Т.В.

## ABSTRACT

**Potiatynnyk T.V. Increasing informativeness of geophysical researches for establishing intervals of flooding in gas-saturated rocks at the Neogene deposits of Bilche-Volytska zone Precarpathian region. - Qualification scientific work on the rights of manuscripts.**

Dissertation for the degree of Candidate of Geological Sciences (Doctor of Philosophy) in specialty 04.00.22 - «Geophysics» (10 - Natural sciences). - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2018.

The dissertation is devoted to the improvement and modeling methodological methods for the use of information from geophysical researches of complicated geological cross-sections Neogene system with the purpose of allocation productive reservoir rocks and prevention of their flooding.

As a result of the review and analysis of scientific works and methods, as to the assessments of the saturation nature at rock-collectors, the definition of their filtration-capacity parameters, it has been established that models of multidimensional interconnections are, in most cases, characteristic of clearly expressed geological conditions and a monometric matrix of rocks and only in separate cases are installed and used for the polymics matrix of reservoir rocks. For a reliable substantiation of the prospects at open gas fields, the actual task of improving the typical complexes of geophysical research, the creation of petrophysical models for specific lithologic-stratigraphic strata is quite relevant.

Based on the results of complex experimental studies of the core selected from the Neogene deposits, a complex mineralogical structure of their matrix has been established and the main rock forming minerals have been identified which determine the geophysical and physical parameters and influence the filtration-capacitive properties of rocks. The presence in gas-saturated reservoir rocks accessory minerals and significant absorption, causes high radioactivity and reduces the informality of electrical, as well as neutron methods in the process of determining the gas saturation coefficient.



The analysis and generalization of geological and geophysical researches results, as well as experimental measurements of collector parameters on core material, allowed distinguishing in the geological section of Hidnovytske deposit two groups of rocks with which the main gas deposits are predicted.

According to the results of analysis the distribution of filtration-capacitive parameters and carbonate for pure sandstones and sandstones with clay-carbonate cement, has established significant differentiation in the coefficient of permeability of rock due to carbonation and porosity. Such properties of collector to filter the gas indicate the presence of influence on the permeability coefficient the properties of pore space.

The analysis of measuring results the diameter of rock skeleton grains by the granulometry method has made, it's possible to evaluate the structure of pore space and its effect on the relationship between the coefficient of permeability and porosity.

The parameter (M), which takes into account the conditions of formation terrigenous rock with different distribution of granulometric composition, is proposed, which makes it possible to identify the neogene deposits and to determine the parameters of dependence coefficients porosity and permeability. This parameter characterizes the distribution of part grains skeleton of rock with one diameter to the total number of grains.

Its analysis the granular and capillary models for determining the absolute permeability coefficient based on the analysis of laboratory measurements results of sandstone rocks, the characteristics of correlation laboratory and theoretical models and mapping the parameters of filtration model in the geophysical fields. The obtained research results allowed us to use them for determination the permeability according to geophysical researches of wells.

According to the results of analysis the interactions of the natural and induced gamma field for the Neogene rocks, an individual distribution pattern for rocks with clay-carbonate cement and with carbonate-clay cement has been established. The proposed neutron model takes into account the carbonate impurities in the

rock cement. The model of neutron properties for reservoir rocks reflects the content of hydrogen in the pore space and the nature of mineral composition in the rock cement. Under the condition of the same volume of cement in the rock, but with its different composition, the hydrogen content will vary.

Consequently, the same conditions of the reservoir structural build lead to different values of measured secondary gamma field intensity. Rocks with high water content, which include a sandy-clay pack of Neogene deposits, will be marked by low values  $I_{ng}$ . Rocks with increased carbonate values due to hydrogen reduction are characterized by increased intensity of radiation neutron capture. Such a characteristic gives grounds for the possibility of using the neutron gamma-logging method to evaluate the carbonate effect in determining the permeability coefficient. On the basis of established individual nature distribution the natural and induced gamma field, proposed complex parameter G, that defines the degree of carbonate cement at the Neogene rocks.

For the first time using the complex parameter G, which determines the degree of carbonate at rock cement, a permeability model based on the geophysical results of wells research has been developed, which takes into account the degree of carbonate in reservoir rocks and increases the reliability of determination gas permeability coefficient. Ability to determine the degree of carbonation allowed using WL data to determine the coefficient of permeability, taking into account the influence of carbonate-clay cement, which increases the reliability of use the results of geophysical methods.

On the basis of calculations, a filtration model of Hidnovytske field based on geophysical data, taking into account carbonate-clay cement and structural-lithological features of rocks, is created, which creates additional information for controlling the flooding of productive deposits.

**Key words:** geophysical researches of wells, Neogene deposits, filtration-capacitive properties, porosity, saturation, penetration, reservoir rocks, pore space structure, carbonate, clay-carbonate cement, filtration model, gamma-logging, neutron gamma-logging, Hidnovytske field.

## References:

I. Works with major scientific results of the thesis dissertation:

1. Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D., Potiatynnyk T. V., Oliinyk A. P. (2014) Modeliyvannia filtratsiino-yemnisnykh kharakterystyk porid-kolektoriv skladnoi budovy (na prykladi Khidnovutskoho hazovoho rodovyshcha) [Modeling of filtration-capacitive characteristics for reservoir rocks with complex structure (on the example of Khidnovytske gas field)]. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch – Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 1 (50), 74-81 [in Ukrainian].
2. Fedoryshyn D. D., Potiatynnyk T. V., Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D. (2014) Osnovni heolohishni chynnyky, shcho obumovliyyt neodnorodnist heofizychnoi informatsii v protsesi doslidjennia neohenovykh vidkladiv u sverdlovynakh Khidnovutskogo gazovogo rodovychsha [The main geological factors that determine the heterogeneity of geophysical information in the process of studying Neogene deposits in wells of Hidnovytske gas field]. Naftogazova galuz Ukrainy – The oil and gas industry of Ukraine, 3, 39-43 [in Ukrainian].
3. Fedoryshyn D. D., Trubenko O. M., Potiatynnyk T. V. (2013) Petrofizyчне vyvchennia yemnisnykh vlastyvostei porid-kolertoriv Khidnovytskogo hazovoho rodovyshcha za danymy heofizychnykh doslidjen sverdlovyn [Petrophysical study of capacitive properties in reservoirs rock of Hidnovytske gas deposit according to geophysical well logging]. Sbornik nauchnykh trudov Sword – Collection of scientific works Sword, 4 (53), 26-31 [in Ukrainian].
4. Fedoryshyn D. D., Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D., Potiatynnyk T. V. (2015) Osnovni prychny pidvshchenoi radioartyvnosti neohenovykh vidkladiv u heologichnykh rozrizakh Bilche-Volytskoi zony Peredkarpatskogo rozrizu [The main causes of increased radioactivity at Neogene deposits in geological cross-sections Bilche-Volytskaa zone Precarpathian section]. Nauchnye trudy Sword – Scientific works Sword, 1 (38), 22-26 [in Ukrainian].

5. Fedoryshyn D. D., Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D., Potiatynnyk T. V., Gromiak O. A. (2015) Vyznachennia koefitsienta zalyshkovoho vodonasychennia polimiktovykh piskovykh rodovyshch nafty i hazy u Dniprovo-Donetskii zapadyni [Determination the coefficient of residual water saturation in polymictic sandstones of oil and gas deposits in the Dniprovska-Donetskii depression]. Nauchnye trudy Sword –Scientific works Sword, 2 (39), 8-14 [in Ukrainian].

6. Fedoryshyn D. D., Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D., Potiatynnyk T. V. (2015) Osoblyvosti heolohichnoi budovy porid-kolertoriv neogenovykh vidkladiv za danymy heoloho-heofizychnykh dosligjen [Features of geological structure at rock-collectors Neogene deposits on the basis of geological and geophysical studies]. Nauchnye trudy Sword – Scientific works Sword, 3 (40), 4-7 [in Ukrainian].

7. Fedoryshyn D. D., Garanin O. A., Fedoryshyn S. D., Potiatynnyk T. V. (2014) Geologichni chynnyky, yaki vplyvaiyt na kolektorski vlastyvoli hirskykh porid neogenovykh vidkladiv ta dynamiky zminy koefitsiienta hazovyluchennia [Geological factors that influence at collecting properties of rocks Neogene deposits and the dynamics of change in the coefficient of gas extraction]. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch – Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 1 (50), 51-58 [in Ukrainian].

8. Potiatynnyk T. V. (2018) Analiz vplyvu struktury porovogo prostoru na koefitsient pronyknosti porid-kolektoriv z hlynysto-karbonatnym tsementom [Analysis of influence pore space structure on the permeability coefficient of rock-collectors with clay-carbonate cement]. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch – Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 1 (66), 17-26 [in Ukrainian].

9. Potiatynnyk T. V. (2018) Otsinka vplyvu karbonatno-hlynystoho tsementu na koefitsient pronyknosti porid-kolertoriv za heofizychnymy danymy [Estimation the influence of carbonate-clay cement on the of permeability coefficient of rock-collectors by geophysical data]. Naukovyi visnyk IFNTUNH – Scientific Bulletin of IFNTUOG, 1 (44), 48-56 [in Ukrainian].

## II. Approbation of the thesis dissertation materials:

1. Fedoryshyn D. D., Potiatynnyk T. V., Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D. (2014) Osoblyvosti heolohichnoi budovy carmatsrykh vidkladiv Khidnovytskogo gazovogo rodovyshcha ta yikh vplyv na pokazy sverdlovunnukh geofizychnkh doslidjen [Characteristics of geological structure at the Sarmatian deposits of Khidnovytske gas deposit and their influence on the data of well geophysical investigations. Materialy mijnarodnoi naykovoï konferentsii – Materials of the International Scientific Conference. pp.(110-111).Kyiv [in Ukrainian].

2. Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D., Potiatynnyk T. V., Fedoriv V. V. (2018) Filtratsiino-yemnisna kharakterystyka sarmatskykh vidkladiv Butsiivskoho hazovoho rodovyshcha. [Filtration-capacitive characteristics of Sarmatian sediments at Butsiivske gas field]. Naftohazova haluz:perspertyvy naroshchuvannia resursnoi bazy. Materialy mijnarodnoi naykovo-tekhnichnoi konferentsii – Oil and Gas Industry: Prospects for Building Resource Base. Materials of the International Scientific and Technical Conference. pp.(132-135).Ivano-Frankivsk [in Ukrainian].

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	16
ВСТУП.....	17
РОЗДІЛ 1	
АНАЛІЗ СТАНУ ВИВЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ НА НАФТУ І ГАЗ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ ТА ВІДКЛАДІВ, ЩО ЇХ ВИПОВНЮЮТЬ.....	21
1.1 Огляд стану та проблеми виділення і обводнення порід-колекторів методами геофізичних досліджень свердловин.....	21
1.2 Аналіз стану та проблеми дослідження складнопобудованих геологічних розрізів та відкладів, що їх виповнюють.....	31
РОЗДІЛ 2	
ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОЗРІЗІВ НЕОГЕНОВОЇ СИСТЕМИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ.....	41
2.1 Геолого-геофізичні дослідження неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони.....	41
2.2 Особливості будови порід-колекторів неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Зовнішньої зони.....	43
2.3 Петрофізична та фізико-літологічна характеристика порід-колекторів неогенових відкладів Хідновицького газового родовища.....	48

## РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ПРОДУКТИВНИХ ПОРІД НЕОГЕНОВОГО ВІКУ З ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНИМ ЦЕМЕНТОМ ЗА ДАНИМИ ГДС..... 66

3.1 Характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів..... 66

3.2 Методичні аспекти визначення коефіцієнта проникності за результатами геофізичних досліджень свердловин..... 89

## РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КАРБОНАТНОСТІ НА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ЗА ДАНИМИ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН..... 104

4.1 Характеристика процесів, що супроводжують природне гамма-випромінювання в навколосвердловинному просторі ..... 109

4.2 Характеристика вкладу енергетичних характеристик природного гамма-поля на виміряні покази гамма-методом..... 115

4.3 Характеристика нейтронного поля порід-колекторів неогенового віку з глинистим та карбонатно-глинистим цементом..... 117

## РОЗДІЛ 5

ПОБУДОВА ФІЛЬТРАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ ХІДНОВИЦЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ЗА ГЕОФІЗИЧНИМИ ДАНИМИ 129

ВИСНОВКИ ..... 135

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... 137

ДОДАТКИ ..... 149

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

- ВД – верхньодашавський горизонт сарматського ярусу;
- ГДС – геофізичні дослідження свердловин;
- ГК – гамма-каротаж;
- НГК – нейтронний гамма-каротаж;
- НД – нижньодашавський горизонт сарматського ярусу;
- $I_\gamma$  – інтенсивність природного гамма-випромінювання;
- $I_n$  – інтенсивність потоку теплових нейтронів;
- $I_{n\gamma}$  – інтенсивність гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів;
- $K_b$  – коефіцієнт водонасичення;
- $K_{гг}$  – коефіцієнт об’ємної глинистості;
- $K_n$  – коефіцієнт нафтонасичення;
- $K_p$  – коефіцієнт пористості;
- $K_{пр}$  – коефіцієнт проникності;
- $M$  – параметр співвідношення діаметрів зерен скелета гірської породи;
- $P_p$  – параметр пористості;
- $P_n$  – параметр насичення;
- $C_{гг}$  – коефіцієнт масової глинистості;
- $C$  – карбонатність гірських порід;
- $\rho_n$  – питомий електричний опір газонасиченого пласта;
- $\rho_{вп}$  – питомий електричний опір водонасиченого пласта;
- $\rho_e$  – питомий електричний опір пластової води;
- $\omega$  – вміст водню в гірській породі;
- $G$  – параметр оцінювання ступеня карбонатності;
- $\Psi$  – нормований коефіцієнт пористості;
- $h_{еф}$  – ефективна товщина;
- $r_{еф}$  – ефективний радіус порових каналів;
- $\Delta I_{n\gamma}$  – подвійний різницевий параметр вторинного гамма-випромінювання;
- $\Delta I_\gamma$  – подвійний різницевий параметр природного гамма-випромінювання.



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Зниження видобутку вуглеводнів у процесі розробки нафтогазових родовищ в Карпатській нафтогазоносній провінції зумовлене як об'єктивними, так і суб'єктивними чинниками. До об'єктивних чинників можна віднести те, що значна кількість розвіданих родовищ перебуває на завершальній стадії розробки, і є виснаженими, що знижує видобуток вуглеводнів. Зниження видобутку вуглеводнів у значній мірі також зумовлене таким явищем як обводнення продуктивних пластів, відсутністю засобів для запобігання такому процесу. Окрім цього, необхідно також відмітити і зниження інформативності та ефективності окремих геофізичних методів досліджень, використовуваних для розробки родовищ зі складним глинисто-пісчаним розрізом. Враховуючи наведене вище, для вирішення цього завдання необхідно обґрунтувати та впровадити у виробництво нові геолого-геофізичні технології, які забезпечать підвищення достовірності отриманих геофізичних даних про кількісні петрофізичні параметри гірських порід, що сприяють обводненню продуктивних пластів.

Універсальні методи обробки та інтерпретації результатів свердловинних геофізичних досліджень здебільшого забезпечують виділення порід-колекторів у геологічних розрізах та дозволяють обґрунтувати підрахункові параметри для підрахунку і оцінювання запасів вуглеводнів. В умовах складнобудованих геологічних розрізів (тонкошаруватість відкладів, складна структурна будова матриці порід-колекторів, заглинизованість та ін.) необхідно вдосконалювати методичні способи інтерпретації даних ГДС, а також створювати фільтраційні моделі покладів, що є актуальним завданням у процесі розвідки та експлуатації нафтогазонасичених порід-колекторів.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота носить науково-прикладний характер, входить до комплексу тематичних планів НАК «Нафтогаз України» і спрямована на нарощування видобутку нафти і газу, окреслених Національною програмою

«Нафта і газ України до 2035 року».

**Мета і завдання дослідження.** Основною метою роботи є підвищення інформативності результатів геолого-геофізичних досліджень складнопобудованих геологічних розрізів та побудова фільтраційної моделі продуктивних відкладів неогенової системи газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпаття.

Для реалізації поставленої мети необхідно розв'язати такі завдання:

1. Проаналізувати та узагальнити сучасний стан виділення порід-колекторів і оцінити їхні фільтраційно-ємкісні характеристики, а також окреслити напрями наукових досліджень.

2. Обґрунтувати та створити петрофізичну основу для інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

3. Дослідити можливості електричних та радіоактивних методів для оцінювання ємнісних і фільтраційних властивостей порід-колекторів, а також визначення характеру їхнього насичення.

4. Проаналізувати взаємозв'язки природного і наведеного гамма-поля для порід неогенового віку з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом і дослідити відображення геологічних характеристик порід-колекторів у природному радіоактивному і нейтронному полях.

5. Розробити методика оцінювання ступеня карбонатності цементу породи і побудувати модель проникності, з урахуванням типу цементу, за результатами геофізичних досліджень.

6. Побудувати, як приклад, фільтраційну модель відкладів сарматського ярусу Хідновицького родовища за геофізичними даними, яка дозволить запобігти процесу обводнення продуктивних пластів.

**Об'єкт дослідження.** Породи, що виповнюють неогенові відклади газових родовищ Більче-Волицької зони.

**Предмет дослідження.** Геофізичні та петрофізичні характеристики складнопобудованих порід-колекторів, а також чинники, що впливають на достовірність виділення інтервалів обводнення геофізичними методами.

**Методи дослідження.** Статистична обробка результатів експериментальних лабораторних досліджень взірців керна і даних свердловинних геофізичних досліджень продуктивних порід у відкладах неогенової системи. Аналіз теоретичних і експериментальних моделей взаємозв'язків петрофізичних параметрів продуктивних відкладів.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає в наступному:

1. Вперше встановлено, що в неогенових відкладах газових родовищ Більче-Волицької зони наявні дві групи порід, які характеризуються притаманними тільки їм петрофізичними та фізичними параметрами, що обумовлені літолого-фаціальними умовами формування покладу вуглеводнів.

2. Вперше для оцінювання структурних та фільтраційних параметрів складнобудованих порід-колекторів неогенових відкладів обґрунтовано петрофізичні багатомірні взаємозв'язки і доведено їхню ефективність при встановленні шляхів обводнення газонасичених пластів.

3. Вперше запропоновано методику врахування параметрів розподілу зерен за діаметром у матриці породи для визначення коефіцієнта газової проникності порід-колекторів.

4. Удосконалено методику визначення коефіцієнта газової проникності для порід неогенового віку з урахуванням ступеня їхньої карбонатності на основі побудованої фільтраційної моделі неогенових відкладів Хідновицького газового родовища.

**Практичне значення одержаних результатів.** Теоретичні положення і науково-практичні висновки, що розроблені та обґрунтовані в дисертаційній роботі, реалізовуватимуться в процесі інтерпретації і переінтерпретації результатів геолого-геофізичних досліджень пошукових та розвідувальних свердловин нафтогазоконденсатних родовищ Передкарпатського прогину.

Встановлені комплексні багатомірні петрофізичні взаємозв'язки можна використати у процесі визначення граничних значень підрахункових параметрів, а також визначення напрямків обводнення продуктивних пластів, що гарантуватиме достовірність оперативних геофізичних висновків.

Отримані результати наукових досліджень буде використано в навчальному процесі для викладання дисциплін «Контроль за розробкою нафтогазових родовищ» та «Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ».

**Особистий внесок здобувача.** Основний фактичний матеріал здобувач дисертаційної роботи зібрав в статусі здобувача наукового ступеня кафедри НГГ ІФНТУНГ. Проаналізував результати геолого-геофізичних досліджень складнопобудованих неогенових відкладів Хідновицького газового родовища, виділив основні чинники, що сприяють обводненню продуктивних пластів та знижують інформативність даних геофізичних досліджень.

Теоретичні основи та результати, висновки і наукова новизна, що винесені на захист, отримані здобувачем одноосібно і опубліковані та висвітлені у фахових науково-метричних виданнях.

**Апробація результатів дисертації.** Результати наукових досліджень, викладених у дисертації, доповідались на науково-практичних конференціях, а саме: Міжнародній науковій конференції «Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології» (м. Київ, 2014); Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази». (м. Івано-Франківськ, 2018).

**Публікації.** За темою дисертації опубліковано 11 праць, з них – 6 статей у фахових та закордонних виданнях, 2 у матеріалах і тезах науково-практичних конференцій та 3 у інших наукових виданнях.

**Обсяг і структура роботи.** Дисертація складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел (98 найменувань), шести додатків. Повний обсяг дисертації – 194 сторінки друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого шістьма таблицями та 35 рисунками.

Роботу виконано під керівництвом доктора геологічних наук, професора Федоришина Д. Д., якому автор висловлює щирю вдячність за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ СТАНУ ВИВЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ НА НАФТУ І ГАЗ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ ТА ВІДКЛАДІВ, ЩО ЇХ ВИПОВНЮЮТЬ

Зменшення фінансування пошуково-розвідувальних робіт, реструктуризація паливо-енергетичної галузі, недостатня ефективність геолого-геофізичних досліджень призвели до зниження видобутку нафти і газу на родовищах України. У зв'язку з цим виникає потреба розширення пошуково-розвідувальних робіт із використанням новітніх геолого-геофізичних методів, методик та технологій, що дозволяють виявити нові об'єкти скупчення вуглеводнів у межах пошукових площ різних регіонів держави. Найбільш перспективними в цьому плані є геофізичні методи та технології, які необхідно використовувати для зазначених вище завдань.

Дослідження геофізичних полів природного та викликаного стану дозволяє отримати додаткову інформацію про наявність в геологічному розрізі порід-колекторів із різним характером насичення та умовами і морфологією їхнього утворення. Окрім цього з'являється можливість підвищення ефективності розробки виявлених нафтогазонасичених пластів завдяки збільшенню приросту видобутку вуглеводнів.

#### **1.1 Огляд стану та проблеми виділення і обводнення порід-колекторів методами геофізичних досліджень свердловин**

Початок розвитку геофізичних технологій дослідження геологічних розрізів пов'язаний із роботами таких науковців як Вендельштейна Б. Ю., Конред і Марсель Шлюмберже, Фока В. А., Альпіна Л. М., Шеймана С. М., Дахнова В. Н., Добриніна В. М., Латишової М. Г., Комарова С. Г., Понтекорво Б. М., Арчі Г. Е. та ін. За результатами наукових досліджень перелічених вище вчених були розроблені і теоретично обгрунтовані основні

методи свердловинних геофізичних досліджень, зокрема: електричний, електромагнітний, метод самочинних потенціалів, викликаної та спонтанної поляризації, радіоактивні, акустичні та інші методи.

Поряд із цим були створені перші емпіричні методики обробки даних свердловинних геофізичних досліджень, а також – основні базові петрофізичні моделі взаємозв'язків між параметрами, що характеризують фізичні властивості гірських порід та їхніх відображень у геофізичних полях. Швидкий розвиток теоретичної основи ГДС зумовив розроблення нових, більш сучасних методик геофізичних досліджень та способів інтерпретації даних свердловинних вимірювань у складнопобудованих геологічних розрізах. Значну роль у цьому процесі відіграли вчені Латишова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Интенберг С. С., Еланський М. М., Епов М. Ю. та багато інших.

В Україні значний вклад у розвиток теорії становлення ГДС зробили такі вчені: Кулінкевич А. Е., Федорович Т. Б., Ізотова Т. С., Кнішман О. Ш., Шпарик В. І., Грицишин В. І., Федоришин Д. Д., Старостін В. А., Гаранін О. А., Бардовський В. Я., Красножон М. Д., Вижва С. А., Курганський В. М. та ін.

Важливим напрямом розвитку ГДС є вивчення процесів, що відбуваються у присвердловинній ділянці пласта в процесі розкриття його свердловиною. Було відмічено, що в присвердловинній ділянці пласта, в зоні проникнення відбуваються значні зміни фізичних параметрів залежно від технології буріння та величини фільтраційних і емнісних характеристик породи і реологічних властивостей промивальних рідин. Цим питанням значну увагу приділили такі вчені як Комаров С. Г., Интенберг С. С., Колесніков В. М., Орлова Л. М., Свіхнушин М. М. та інші.

Базовими і основними методами ГДС, використовуваними для вирішення зазначених вище завдань, є електричні методи, що дали поштовх фізичному моделюванню структурної будови порід-колекторів, розподілу їхніх петрофізичних та фізичних параметрів, а також двомірних і

багатомірних зв'язків. Загалом це є багатопараметричне і складне завдання, для вирішення якого використовують різні статистичні та аналітичні методи. Розв'язок прямої та зворотної геологічної задачі з використанням методів ГДС ускладнюється деформацією фізичних параметрів продуктивних пластів внаслідок проникнення промивальних рідин у нафтогазонасичені пласти та заміщення ними нафти і газу. У цьому разі відбуваються кольматаційні процеси, що спричиняють закупорювання продуктивного пласта і змінюють його фізичну характеристику.

Достовірність визначення характеру насичення породи-колектора в таких умовах із використанням лише електрометрії значно знижується і потребує удосконалення системи обробки та інтерпретації отриманої інформації. Перша з таких робіт належить Фоку В. А. [1], у якій описано аналітичний вираз для визначення позірнього електричного опору. Подальший розвиток у теорії становлення та формування електричного поля в обмеженому середовищі геологічного розрізу літосфери 1938 р. продовжили Альпін Л. М. і Комаров С. Г.. Результатом їхньої наукової роботи став висновок про багатоциліндричність реального середовища [2]. Практичне застосування такого висновку відображене у теоретичних палетках, розроблених авторами для тришарового середовища «свердловина – зона проникнення – незмінна частина пласта». Отримані в результаті експериментальних досліджень залежності і теоретично обґрунтовані криві відображали ідеалізовані свердловинні умови розкриття геологічних розрізів. В умовах природного залягання літотипів електричний опір вміщуючих порід суттєво відрізняється від опору пласта. Це пояснено тим, що літолого-стратиграфічні комплекси в умовах природного залягання виповнені породами різної товщини, яка часто менша за розмір електричного зонда. Окрім цього, присвердловинна ділянка пласта і незмінена його частина неоднорідні та анізотропні. Отже, на той час не було жодної можливості вирішити поставлене завдання.

Дахнов В. М., Альпін Л. М., Нейман Е. А. та Кулінкович А. Е.

розробили методику, яка дозволила за допомогою електроінтегратора вирішити поставлене завдання із визначення опору пластів обмеженої потужності.

Розвиток ядерно-фізичних методів під керівництвом Богоявлевського Л. Н. [3] дозволив науковцям Гуліну Ю. А., Івакіну В. П., Ларіонову В. В. і ряду інших учених сформулювати основи радіоактивного каротажу і створити загальні принципи інтерпретації даних радіометрії. Питання комплексної і зведеної інтерпретації результатів електрометрії та радіоактивних досліджень вирішували Дахнов В. М., Доліна Л. П., Іntenберг С. С., Сохранов Н. Н. і багато інших дослідників [4, 5, 6, 7].

У своїх роботах [6, 8] Дахнов В. М. обґрунтував явище збільшення питомого електричного опору породи ( $\rho_n$ ), аф отже, і параметра нафтогазонасичення ( $P_n$ ), від зменшення кількості провідної рідини у поровому просторі.

Це пояснено тим, що в процесі заміщення струмопровідної вологи нафтою або газом утворюються струмонепровідні плівки, які значно підвищують питомий електричний опір породи. Загалом результати робіт Дахнова В. М. систематизували теоретичні результати досліджень у напрямі розвитку основ електричних методів. У своїх роботах науковець обґрунтував прямі завдання визначення електричних параметрів пластів обмеженої потужності ізотропних та анізотропних середовищ, а також описав зміну форми кривих позірного опору (ПО) зареєстрованих навпроти пластів із різним типом пластового флюїду. Великі заслуги в реалізації на практиці уже створених теоретичних основ електрометрії належать Альпіну Л. М. і Комарову С. Г. [9, 10]. Зазначені вище науковці розраховували числові криві позірного опору, що складають повний альбом палеток БКЗ, а також розробили методологічні основи інтерпретації кривих бокового каротажного зондування (БКЗ). У цей період інтенсивно розвивалися теоретичні основи нових, на той час, методів низькочастотного індукційного і бокового каротажу.



Результати свердловинних досліджень і лабораторного моделювання створили передумови кількісної інтерпретації даних електричного каротажу, зокрема для визначення початкового коефіцієнта нафтогазонасичення продуктивних пластів та встановлення ризиків їхнього обводнення. Найпоширенішим комплексом електричних методів, що вирішують завдання з визначення характеру насичення порід-колекторів у теригенних геологічних розрізах, є БКЗ – БК – ІК.

Достовірність визначення коефіцієнта насичення зазначеним вище комплексом електричних методів, тісно пов'язана з якістю моделей електричних властивостей порід-колекторів. Результати визначення геолого-геофізичних параметрів на зразках керну разом із геофізичними даними дозволяють ідентифікувати петрофізичну модель до конкретного літолого-стратиграфічного комплексу. У своїй основі це багатопараметричне і дуже складне завдання. Вирішення цього завдання ускладнюється характеристиками системи спостереження фізичного поля у свердловині. Характеристика геологічного середовища проводиться на основі модель-аналогів або моделей, побудованих за даними експериментальних досліджень керну, що визначають взаємозв'язки між геофізичними параметрами та колекторськими властивостями пластів.

Такі моделі є основою проведення інтерпретації геофізичної інформації при розв'язанні геологічних задач із оцінювання глинистості, водонасичення та проникності продуктивних пластів і фізичних параметрів вміщуючих порід.

Однак слід зазначити, що проблема, яка виникає, у процесі розв'язання зазначених вище завдань, пов'язана із невизначеністю зв'язку геологічних характеристик та фізичних параметрів окремих літотипів. Це зумовлено тим, що геологічні характеристики відкладів, які виповнюють літолого-стратиграфічні комплекси, не завжди відображаються у геофізичних полях внаслідок низької роздільної здатності електричних методів та недостатньої чутливості геофізичних приладів, за допомогою яких виконують

вимірювання у свердловинах. Зокрема це характерно для геологічних розрізів складної будови, які відмічаються у неогеновій системі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. У зв'язку з цим модель має бути адаптована до реального середовища і пошукового об'єкта системою рівнянь, що враховують експериментальні та свердловинні фізичні та петрофізичні параметри, а також описують літологічну будову і структурні характеристики гірської породи. Створенню такого роду моделей, що характеризують взаємозв'язки між фізичними і геологічними параметрами середовища, присвячено багато наукових праць Кобранової В. Н. [11], Дахнова А. В. [12], Елланського М. М. [13, 14], Авцяна Г. М. [15], Вендельштейна Б. Ю., Резванова Р. А. [16].

Отримані в процесі наукових досліджень результати показали, що системи рівнянь між параметрами фізичних полів та геологічним описом пошукового об'єкта тісно між собою пов'язані і визначають точність до достовірного розв'язку поставленої задачі в процесі проведення обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. У цьому разі при побудові узагальненої петрофізичної моделі необхідно враховувати параметри матриці породи та зумовлені нею залишкову нафтонасиченість, коефіцієнт зв'язаної води і абсолютної проникності. Важливу роль при цьому відіграють співвідношення компонентів глинистого і карбонатного цементів, величина адсорбованої і капілярної води. У роботах значної кількості науковців [17, 18, 19] обґрунтовано вплив на якість петрофізичної моделі свердловинних умов розкриття геологічних розрізів (фільтрат бурового розчину, пластова вода та температура), а також структурний коефіцієнт порід, що виповнюють літолого-стратиграфічні товщі. Необхідно також зазначити, що на якість петрофізичної моделі суттєво впливає абсолютна, ефективна і фазова проникність по воді та вуглеводнях.

Як приклад можна розглянути модель електропровідності гірських порід складної геологічної будови. Основу цієї моделі розробили науковці Арчі і Дахнов [20, 21], які поєднали пустотний простір породи із її питомим

електричним опором:

$$P_n = \frac{\sigma_e}{\sigma_n} = \frac{a}{K_n^m}, \quad (1.1)$$

де  $P_n$  – відносний опір (параметр пористості);

$\sigma_n$  – питома електропровідність породи, См/м;

$\sigma_e$  – питома електропровідність води (електроліту), що насичує поровий простір, См/м;

$K_n$  – коефіцієнт пористості породи, ч.од.;

$a, m$  – структурні коефіцієнти, що характеризують складну будову порового простору конкретного досліджуваного об'єкта.

Однак за певних умов, а саме, якщо питома електропровідність фаз породи рівна ( $\sigma_n = \sigma_e$ ), а коефіцієнт пористості наближається до одиниці, то літолого-структурні коефіцієнти наближаються також до цієї величини, що практично не спостерігається у реальних геологічних умовах.

У більшості робіт [22, 23, 24] формулу Арчі розглянуто як критерій правильності вибору моделі електропровідності для високоомного середовища, до складу якого входять дві фази – сама порода та флюїд, що її насичує. У цьому разі електропровідність твердої та рідкої фази накладаються у вигляді паралельного з'єднання. Такий висновок є справедливим для гірських порід, матриця яких характеризується електронною провідністю, зокрема поліміктових пісковиків.

У всіх інших випадках необхідно враховувати мінералогічний склад матриці, її об'єм та електропровідність вільної води:

$$\frac{1}{\rho_{кан}} = \frac{Z_w}{\rho_w} + \frac{1-Z_w}{\rho_e}, \quad (1.2)$$

де  $\rho_{кан}$ ,  $\rho_e$  і  $\rho_w$  – відповідно питомий електричний опір порового каналу, пластової води і подвійного електричного шару, Омм;

$Z_{ш}$  – частка порового каналу, що займає подвійний електричний шар (адсорбційна вода), ч.од.

Із формули зв'язку (1.2) видно вплив дисперсної глинистості на величину питомого електричного опору. За умови збільшення питомого електричного опору води щодо електричного опору подвійного електричного шару, наявність у гірській породі дисперсної глинистої фракції обумовлює зниження питомого електричного опору порового каналу в ній. У разі, якщо  $\rho_{ш} > \rho_{в}$ , то наявність у породі глинистого матеріалу призводить до збільшення питомого електричного опору самої породи.

У своїй роботі [13] Еланський М. М. пропонує своє бачення моделі електричного опору порід-колекторів теригенного типу, а саме:

$$\frac{\rho_n}{\rho_v} = \frac{1}{(K_n \cdot K_g)^m} \cdot \frac{1}{1 - \frac{K_{gl} \cdot \omega_{adc}}{K_n \cdot K_g} \left(1 - \frac{\rho_{ш}}{\rho_v}\right)}, \quad (1.3)$$

де  $\rho_n$  і  $\rho_v$  – відповідно питомий електричний опір породи і пластової води, Омм;

$\rho_{ш}$  – питомий електричний опір подвійного електричного шару, Омм;

$K_n$ ,  $K_g$  і  $K_{gl}$  – відкрита пористість, водонасичення і об'ємна глинистість, ч.од.;

$\omega_{adc}$  – вміст адсорбованої води в долях об'єму глинистого матеріалу, ч.од.

Запропонована модель (1.3) підтверджує експериментально петрофізичний зв'язок дисперсної фракції породи з її питомим електричним опором та обґрунтовує рівновагу у пустотному просторі породи електропровідності електроліту (пластової води) і питомим електричним опором (електропровідністю) подвійного електричного шару. Еланський М. М. встановив, що мінімальна величина електричного опору шару у цьому разі становить 0,22 Омм. Отже, розуміння електричної моделі складнобудованих порід-колекторів набуває якісного значення.

З огляду на те, що в процесі реєстрації питомого електричного опору

теригенних піщано-глинистих порід фіксується уявний питомий електричний опір, опір дисперсної фракції не завжди можна оцінити. У роботі [25] наведено результати науково-дослідних робіт із виявлення особливостей оцінювання величини питомого електричного опору складнобудованих заглинених порід-колекторів. У цьому разі модель електропровідності визначено такими чинниками:

- величиною залишкового водонасичення, пов'язаного із питомою поверхнею та структурою порового простору;
- характером зв'язку пластової води і глинистого матеріалу, що проводить електричний струм (послідовне чи паралельне);
- відсутністю зв'язку електропровідності глинистого матеріалу із величиною пористості;
- величиною коефіцієнта структурної глинистості та її співвідношення до пелітової фракції розсіяної у матриці породи;
- загальна електропровідність складних флюїдів сформована за допомогою послідовного з'єднання різного типу електролітів.

Розроблена Дамаскіним Н. Н. електрична модель [25] суттєво відрізняється від інших моделей тим, що електричні опори, які зумовлюють електропровідність породи, є результатом суми компонентів, що входять до складу породи у вигляді послідовних з'єднань:

$$\rho_{c.k} = \rho_g \frac{K_g - K_{g.3}}{K_g} + \rho_{ш} \frac{K_{g.3}}{K_g}. \quad (1.4)$$

З урахуванням цього (1.4) величина  $\rho_n$  матиме такий вигляд:

$$\rho_n = \frac{a \cdot b}{K_n^m \cdot K_g^n} \left( \rho_g \frac{K_g - K_{g.3}}{K_g} + \rho_{ш} \frac{K_{g.3}}{K_g} \right) = \frac{P}{K_g^{n+1}} \{ \rho_g (K_g - K_{g.3}) + \rho_{ш} \cdot K_{g.3} \}, \quad (1.5)$$

де  $P$  – дійсний параметр пористості гірських порід.

Удосконаленням наведеної вище моделі можна вважати результати дослідження Миколаївського Є. А., Дієвої Є. В., Єфімова В. А. та інших [26], які дозволяють враховувати форму глинистих включень, виражену коефіцієнтом  $n$  та величиною літолого-стратиграфічного коефіцієнта  $m$ .

Якщо  $n = 1$  то питомий електричний опір глинистих частинок і води з'єднані послідовно, а якщо  $n \rightarrow \infty$ , то паралельно.

Аналіз та узагальнення розроблених моделей електропровідності гірських порід із різним характером насичення і умов формування літотипів показали, що електричні характеристики гідрофільної теригенної породи для конкретних родовищ визначатимуться лише їхніми особливостями геологічної будови.

Побудова таких моделей для конкретних порід літолого-стратиграфічного розрізу – це якісно новий підхід до формування основи інтерпретації та обробки результатів геофізичних свердловинних вимірювань методами електрометрії.

Як приклад використання індивідуальної електричної моделі в процесі обробки та інтерпретації даних ГДС при виділенні обводнених газонасичених пластів взято відклади кам'яновугільної системи Тимофіївського нафтового родовища центральної частини Дніпрово-Донецької западини.

За результатами експериментальних досліджень кернавого матеріалу щодо наявності в породах-колекторах зв'язаної води було встановлено петрофізичну залежність типу керна-геофізика, а саме:

$$P_n = 2738.1 \cdot K_{\text{вз}}^{-1,6975}. \quad (1.6)$$

Тіснота взаємозв'язку геофізичних та петрофізичних параметрів характеризується високим значенням коефіцієнта парної кореляції ( $R = 0,986$ ).

Встановлена залежність характеризується трьома ділянками з різними

значеннями зв'язку параметра насичення із коефіцієнтом зв'язаної води. Така особливість петрофізичного зв'язку зумовлена неоднорідністю фільтраційно-ємнісних параметрів та структурного показника літотипу. Зростання тісноти зв'язку між фізичними параметрами свідчить про зменшення впливу структурного показника на параметр насичення. Результати досліджень впливу порового простору на електропровідність породи мономіктових пісковиків показали, що за середнього радіусу пор, який визначається за формулою  $r_{cp} = \sqrt{K_{np} / K_n}$  (де  $K_{np}$  – коефіцієнт проникності,  $\times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $K_n$  – коефіцієнт пористості, ч.од.), існує лінійна залежність як для зв'язків порід із мінімальною проникністю, так і для зразків середньої проникності.

Отже, отримані результати експериментальних та свердловинних досліджень зумовлюють необхідність детального вивчення сукупностей базових підрахункових та фільтраційно-ємнісних параметрів, а саме  $P_n$ ,  $K_{вз}$ ,  $K_n$ ,  $K_{np}$ .

## **1.2 Аналіз стану та проблеми дослідження складнопобудованих геологічних розрізів та відкладів, що їх виповнюють**

З огляду на те, що видобуток нафти і газу в процесі розробки та експлуатації продуктивних пластів залежить від геофізичного супроводу, виникає необхідність створення оптимального комплексу сучасних ядерно-фізичних та електричних методів, який дозволить підвищити інформативність результатів свердловинних геофізичних досліджень складнопобудованих геологічних розрізів. Породи неогенового віку газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони представлені пісковиками й алевролітами зі складним характером цементуючого матеріалу, а саме глинисто-карбонатним, карбонатно-глинистим та глинистим типом цементу. У цьому разі використання сучасних геофізичних технологій зменшить ризики можливого обводнення нафтогазонасичених порід та дозволить збільшити видобуток вуглеводнів як зі старого фонду

експлуатаційних свердловин, так і пошуково-розвідувальних, зданих для експлуатації нафтогазових родовищ.

У процесі розробки родовищ із складною будовою геологічного розрізу виникають ситуації, що призводять до обводнення продуктивних пластів і зниження видобутку нафти і газу. Обводнення можливе внаслідок переміщення води, підйому рівня газоводяного контакту (ГВК), а також із технічних причин. Дослідження причин обводнення має включати в себе вивчення характеру зміни ГВК у процесі відбору та вироблення запасів газу. В процесі дослідження причин зміни ГВК необхідно обґрунтувати його зв'язок із проникністю по площі з урахуванням прошаркової будови родовища. У результаті цього необхідно пояснити швидкість зміни ГВК і підйому його в межах ділянок обводнення окремих свердловин. Характер обводнення нафтових пластів може бути різним і залежить від властивостей продуктивних пластів (ступеня їхньої неоднорідності) та співвідношення газу і води, від умов залягання газу в пласті, режимів експлуатації свердловин та інших чинників.

Одним із основних чинників, який сприяє обводненню порід, є неоднорідність пластів за товщиною і проникністю вздовж їхнього простягання по площі покладу. Водонасичена частина товщі в неоднорідному пласті збільшується внаслідок різноманітних перетоків між слабкопроникними ділянками і пропластками локального підтягування води в зонах із вертикальним напрямком градієнтів тисків. Інтенсивність обводнення збільшується, якщо за ділянкою злиття пластів вздовж напрямку руху води йде зона різкого погіршення проникності у водоносному пласті. Фаціальною неоднорідністю пласта вздовж простягання і його анізотропністю можна пояснити різну швидкість підйому ГВК на різних ділянках покладу та різний характер обводнення продукції свердловин. Прошарки з низькою проникністю, що розміщені вище від газоводяного контакту, порушують рівномірне його просування, затримуючи певний рівень ГВК на тривалі проміжки часу залежно від довжини пропластку.



Вивчення особливостей геологічної будови пласта та побудова фільтраційної моделі родовища, що дозволяє виявляти наявність слабо- або зовсім непроникних прошарків малої товщини, характер їхнього чергування і заміщення в розрізі експлуатаційних свердловин має велике практичне значення. Така інформація необхідна під час вибору заходів для вирішення конкретних завдань розроблення і дослідження ділянок обводнення.

Існуючі технологічні системи проведення геофізичних досліджень та інтерпретації їхніх результатів тісно пов'язані як із умовами формування покладу, так і з розкриттям нафтогазонасичених порід-колекторів, зокрема складної будови.

Дослідження фізичних полів природного і штучного походження дозволяє отримати результати про зміни, що відбуваються у присвердловинній ділянці пласта, та динаміку зміни фізичних та петрофізичних параметрів порід-колекторів у процесі експлуатації.

Нафтогазові родовища України характеризуються різними стадіями розробки. Існує велика кількість родовищ, у яких продуктивні поклади певною мірою обводнені, що може бути пов'язане як із підйомом міжфлюїдних контактів, так і нерівномірним вилученням вуглеводнів та проривом нагнітальних вод. Використання геофізичних методів дослідження свердловин на цьому етапі розроблення родовищ дозволяє визначати поточні коефіцієнти газонасичення пластів, що дає змогу запроектувати і застосувати заходи з підвищення ефективності вилучення газу.

Ефективність визначення поточного коефіцієнта газонасичення ( $K_2$ ) пластів значною мірою залежить від точності встановленої величини початкового газонасичення і положення газорідинних контактів. Основними геофізичними методами, які застосовуються для розв'язання цього завдання у відкритому стовбурі свердловин, є методи електрометрії. На результати електрометрії свердловин, окрім насичення пласта-колектора, суттєво впливає також компонентний склад струмопровідних мінералів матриці гірської породи.

Гірські породи, що виповнюють продуктивні горизонти багатьох нафтогазових родовищ України, характеризуються неоднорідністю мінерального складу скелету, а також наявністю вторинних процесів, що завершуються утворенням нових глинистих мінералів. Окрім цього, для такого типу порід відмічається розподіл уламків гірських порід за розміром, що суттєво впливає на перетин і властивості поверхні порових каналів. Мінеральний склад скелета породи зумовлює також ступінь відсортованості зерен, їхню форму і розмір. Значна кількість геологічних розрізів нафтогазових родовищ виповнена породами з поліміктовим складом скелета та значною мірою – неоднорідними за будовою порового простору. Такий вид неоднорідності продуктивних товщ знижує інформативність та ефективність геолого-геофізичних досліджень, що в остаточному варіанті призводить до похибки у визначенні коефіцієнта газонасичення.

Розширення можливостей геофізичних методів для вирішення поставлених у роботі завдань можна здійснити в результаті використання сучасних технологій ГДС. У наш час для дослідження характеру насичення пластів-колекторів використовують різні модифікації методів електричного і ядерно-геофізичних каротажів.

Аналіз наукових та експериментальних робіт, виконаних у свердловинах як геофізичними, так і геолого-технологічними методами, показав, що найбільш ефективними при визначенні ємнісних та фільтраційних параметрів є комплексні геофізичні дослідження, виконані радіоактивними та ядерно-фізичними методами. Як видно з результатів праць науковців та виробників [27, 28, 29], основними і базовими в комплексі геофізичних досліджень свердловин для вирішення наведених вище завдань, можна вважати радіоактивні та акустичні методи. Особливо ефективними ці методи є при дослідженні колекторів складної будови.

Детальний аналіз використання методів електричного та акустичного каротажу і дослідження та створення моделей електропровідності, а також геоакустичного зондування дозволить ефективно використовувати геофізичні

дослідження в свердловинах для визначення границь залягання продуктивних пластів, їхнього виділення у геологічному розрізі, зокрема на Хідновицькому родовищі газу в процесі побудови фільтраційної моделі покладу.

Обґрунтування можливостей нейтронних досліджень для вирішення цієї проблеми займалися ряд вчених, які у своїх наукових працях [30, 31, 32, 33, 34] висвітлювали особливості впливу геологічних умов формування відкладів та характеру насичення колектора на покази комплексу радіоактивних та нейтронних геофізичних методів.

У своїй роботі [33] Алексєєв Ф. А. обґрунтував, як впливають свердловинні умови розкриття пластів, формування та розформування зони проникнення в них на покази нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими та надтеповими нейтронами. Функціональну залежність показів нейтронного каротажу від коефіцієнта газонасичення ( $K_2$ ) науковці встановили за результатами експериментальних даних, отриманих під час дослідження свердловин, де геологічний розріз вивчений літологічними відкладами з різним характером насичення. Основні базові дані з розподілу параметрів, що характеризують нейтронні властивості гірських порід, були отримані в процесі досліджень водонасичених пластів. Із результатів видно, що в цьому діапазоні зміни об'ємної вологості, зв'язок показів нейтронного каротажу з  $K_2$  для методів ННК-Г і НГК має монотонний характер [31] та може бути апроксимований рівнянням:

$$\alpha = \frac{I_{2,n}}{I_6} = 1 - A \lg(1 - K_2), \quad (1.7)$$

де  $\alpha$  – відносний параметр [33];

$I_{2,n}$  і  $I_6$  – покази НК напроти газоносного пласта і напроти цього ж пласта при 100-відсотковому заповненні пор водою, ум.од.;

$A$  – коефіцієнт пропорційності, що залежить від свердловинних умов та

роздільної здатності геофізичної свердловинної апаратури.

Для оцінювання коефіцієнта газонасичення за результатами нейтронних досліджень було введено відносний параметр, який в основному залежить від газонасичення і меншою мірою від технології вимірювання та свердловинної апаратури.

У роботах науковців шістдесятих та сімдесятих років [34, 35] обґрунтовано доцільність використання відносного параметра в процесі обробки та інтерпретації даних нейтронних методів. Однак при цьому слід врахувати чутливість та нелінійність геофізичної апаратури. Для того щоб позбутися цих негативних моментів у роботах Запорожця В. М. та Алексєєва Ф. А. [31, 33] запропоновано використати параметра  $g_z$ , отриманий на основі показів напроти опорних пластів:

$$g_z = \frac{I_{z,n} - I_g}{I_{z,n} - I_g} \quad (1.8)$$

де  $I_{z,n}'$  – покази НК напроти досліджуваного пласта при  $K_z = 95$  % (максимально можливе газонасичення), ум.од.

Отримані результати та їхнє узагальнення дозволили побудувати залежність показів НК від коефіцієнта газонасичення:

$$g_z = A' \lg(1 - K_z), \quad (1.9)$$

де  $A'$  – коефіцієнт пропорційності.

Найбільш ефективним нейтронним методом для оцінювання характеру насичення порід-колекторів на думку ряду науковців [34, 35, 36, 37, 38], є нейтронний-гамма каротаж та імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж.

Зокрема найбільшу ефективність застосування ІННК було встановлено в процесі досліджень нафтових пластів на Туймазинському і Ромашкінському родовищах. Методологія оцінювання характеру насичення

базується на характері розподілу часу життя теплових нейтронів та величині шляху їхньої дифузії у водоносних та нафтоносних пластах. Аналіз та узагальнення нейтронних вимірювань у нафтогазонасичених та водонасичених породах-колекторах дозволив встановити різні і притаманні тільки їм зазначені вище параметри, що зумовлені здатністю поглинати теплові нейтрони у пластах ( $A_{nl}$ ) та промивальній рідині свердловини  $A_{cv}$ . При цьому було враховано технологію проведення ІННК, а саме різні значення величини часу затримки подачі імпульсів швидких нейтронів. Із роботи [38] видно, що значні величини часу затримки подачі імпульсів зумовлюють щільність розподілу теплових нейтронів у свердловинах, який відбувається за експоненціальним законом  $e^{-t/\tau_{nl}}$ , і фактично виключають вплив свердловини на розподіл теплових нейтронів за значних затримок. Із цього видно, що інформація про розподіл теплових нейтронів у нафтогазонасичених та водоносних пластах із найбільшою достовірністю визначатиметься за результатами досліджень свердловин імпульсними методами.

Для двох або трьох фаз у гірському середовищі декремент згасання, а це величина, обернена до часу життя теплових нейтронів, визначатиметься як комплексна складова літологічних одиниць насичених різними флюїдами. Так за даними розрахунку декремента згасання для нафтогазонасного пласта запропоновано формулу [39, 40]:

$$\lambda_{nen} = \lambda_{ck}(1 - K_n) + K_n(\lambda_g K_g + \lambda_n K_n + \lambda_z K_z), \quad (1.10)$$

де  $\lambda_g$ ,  $\lambda_n$ ,  $\lambda_z$ ,  $\lambda_{ck}$  – декремент згасання теплових нейтронів відповідно у воді, нафті, газі і скелеті породи,  $ms^{-1}$ ;

$K_n$  – коефіцієнт пористості, ч.од.;

$K_g$ ,  $K_n$ ,  $K_z$  – коефіцієнти водо-, нафто-, газонасичення порового простору породи, ч.од.

Однак така петрографічна модель буде ефективна тільки для

однорідного теригенного розрізу, представленого алевролітами, пісковиками та глинами, а також водою незначної мінералізації. Мінералізація пластової води суттєво впливає на величину декременту згасання  $\lambda_g$ . За даними представленими в роботі [35, 36, 37, 38], декремент згасання теплових нейтронів змінюється у широкому діапазоні в межах від 4,83 до 25  $\text{мс}^{-1}$ . При цьому для нафтогазоносних порід декремент згасання рівний  $\lambda_n = 4,75 \text{ мс}^{-1}$ , а газоносних – 4,60  $\text{мс}^{-1}$  при співвідношенні легких та важких вуглеводнів 98 %, конденсату – 3,8  $\text{мс}^{-1}$ . У газоносних пластах, де співвідношення легких та важких вуглеводнів, рівне 0,7-0,75  $\lambda$ , змінюється від 0,33 до 3,30  $\text{мс}^{-1}$ .

Така розбіжність декременту згасання теплових нейтронів у різних багатофазових середовищах, дозволяє розділити у літолого-стратиграфічних розрізах водоносні, нафтоносні та газоносні породи-колектори.

Щодо складнобудованих порід-колекторів, то на величину декременту згасання значно впливає мінеральний склад скелета породи. Діапазон зміни декременту згасання у нафтових породах такого типу досягає 10,8  $\text{мс}^{-1}$ . Розрахунок поточних значень коефіцієнтів нафтогазонасичення у цьому разі досягає 32-44 %. Отже, для продуктивних нафтогазоносних порід кам'яновугільних відкладів Дніпрово-Донецької западини, а також неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, зазначені вище моделі потребують додаткової інформації про склад матриці породи та індивідуального підходу до проведення ІННК.

Найбільша ефективність використання результатів ІННК обґрунтована за результатами [40, 41 42]. Розроблені авторами методики дозволяють визначити декремент згасання теплових нейтронів у продуктивному пласті з урахуванням мінералогічного складу матриці породи, її структури та характеру насичення. Основним недоліком цієї методики є однорідність нейтронних властивостей матриці водонасиченої та нафтонасиченої області пласта. Однак у цьому разі можна використати «фонову криву», отриману в процесі досліджень ІННК, що записана до експлуатації пласта і криву в процесі його розробки [43, 44]. Такий підхід дозволяє виключити вплив

матриці породи та неоднорідність вуглеводнів, що насичуючих пласт на покази нейтронних методів. Необхідно зазначити, що за умови комплексного підходу до інтерпретації результатів геофізичних досліджень, а також використання кореляційних петрофізичних взаємозв'язків появляється можливість отримати достовірні результати статистичної обробки кривої імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу. У цьому разі встановлюється «фонові крива» ІННК, яка є основою кількісної та якісної оцінки характеру насичення пласта, а також виділення місць надходження води у продуктивні газонасичені пласти. Інформація про зміну часу життя теплових нейтронів у відкладах, вповнених різними літотипами, а також диференціація величини дифузії теплових нейтронів, дозволяє достовірно визначити ємнісні та фільтраційні характеристики порід-колекторів. Особливістю запропонованого підходу до використання нейтронних методів у процесі встановлення причин та місць обводнення газонасичених пластів є те, що дифузія нейтронів не залежить від свердловинних умов розкриття газонасичених пластів та нейтронних характеристик залягаючих порід.

Отже, використання нейтронних методів у комплексі методів ГДС, для оцінювання характеру насичення порід-колекторів та визначення коефіцієнтів пористості і проникності підвищить інформативність свердловинних геофізичних досліджень у процесі розробки та експлуатації нафтових родовищ [42, 43, 45, 46, 47, 48, 49].

## **Висновки до розділу 1**

У результаті огляду та аналізу наукових робіт та методик щодо оцінювання характеру насичення порід-колекторів, визначення їхніх фільтраційно-ємнісних параметрів можна зробити такі висновки:

1. Значна кількість наукових розробок присвячена вивченню геологічної будови рорізів розкритих пошукових свердловин.
2. Різноманітність підходів до встановлення геологічної будови відкладів

у розрізі яких залягають продуктивні нафтогазонасичені породи, знижує ефективність геолого-геофізичних досліджень.

3. Недостатньо обґрунтовано вибір типових комплексів геофізичних досліджень свердловин у геологічних розрізах із тонкошаровою будовою, а також складною тектонічною обстановкою.

4. Зниження ефективності комплексних геофізичних досліджень свердловин із складною літолого-стратиграфічною будовою обумовлено неоднорідністю відображення геологічних образів у параметрах електричних вимірювань. Зокрема це характерно при оцінці характеру насичення порід-колекторів та побудові петрофізичних взаємозв'язків типу «геофізика-геофізика» та «кern-кern».

5. Встановлені моделі багатомірних взаємозв'язків здебільшого характерні для чітко виражених геологічних умов та мономіктової матриці гірських порід і тільки в окремих випадках встановлювані та використовувані для поліміктової будови матриці породи-колектора.

6. Для достовірного обґрунтування перспектив відкритих газових родовищ є досить актуальним удосконалення типових комплексів геофізичних досліджень, створення петрофізичних моделей для конкретних літолого-стратиграфічних комплексів.

7. Впровадження нейтронних методів у процес досліджень характеру насичення порід-колекторів дозволить підвищити ефективність комплексу геофізичних методів.



## РОЗДІЛ 2

# ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОЗРІЗІВ НЕОГЕНОВОЇ СИСТЕМИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

### 2.1 Геолого-геофізичні дослідження неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони

Інформативність та ефективність геолого-геофізичних досліджень при пошуках вуглеводнів у межах окремо взятого регіону здебільшого залежить від літолого-стратиграфічної будови геологічних розрізів пошукових площ і типу порід-колекторів, їхньої будови та умов формування. Виходячи з цього, в початковій стадії геолого-пошукових робіт необхідно приділити значну увагу всім зазначеним вище приведеним чинникам та умовам формування покладів вуглеводнів у межах окремих територіальних площ, родовищ Карпатської нафтогазоносною провінції. Необхідно зазначити, що за основу геологічної будови району прийнята схема тектонічного районування Передкарпатського прогину, запропонована 1949 р. Богдановим А. А.. Відповідно до цієї схеми прогин поділяється на дві зони: Внутрішню та Зовнішню (Бориславсько-Покутську та Більче-Волицьку). До Більче-Волицької зони належить частина прогину, розріз якого виповнений відкладами рифею, палеозою, мезозою та кайнозою. Всі наведені вище літолого-стратиграфічні комплекси характеризуються притаманними тільки їм ознаками та умовами формування покладів нафти і газу [50, 51]. Необхідно відмітити, що рифейські відклади газових та газоконденсатних родовищ розкриті в основному у північно-західній частині прогину. Внутрішня зона прогину виповнена відкладами верхньої крейди, палеогену та неогену, які формувалися на краю Карпатської геосинкліналі або були сформовані в результаті тектонічних утворень та переміщень у східному напрямку, накриваючи сарматські відклади Зовнішньої зони. Амплітуда

насуву в районі розміщення нафтогазових родовищ за даними буріння та сейсмозв'язки складає 8-10 км. Детальні геолого-геофізичні дослідження літолого-стратиграфічних комплексів Зовнішньої зони дозволили удосконалити існуючу стратиграфічну схему та розробити уніфіковану розбивку геологічного розрізу відкладів міоцену (автори Вишняков І.В., Федорович Г.М. та ін.).

Відповідно до нової уніфікованої стратиграфічної схеми сарматські відклади, які за матеріалами ГДС склалися із 14 піщаних пачок, приурочених до волинського та кансько-буглівського горизонтів, віднесені до Дашавської світи, поділеної на верхньодашавський та нижньодашавський горизонти.

У верхньодашавському горизонті виділено 14 піщаних пачок та 17 – у нижньодашавському. Згідно з класифікацією Вялова О. С. [52] неогеновий комплекс, окрім сарматського ярусу представлений гельветським (карпатій) та баденським (тортонським) ярусами. Всі наведені вище літолого-стратиграфічні комплекси залягають на різновікових донеогенових відкладах – від рифею до крейди.

Початок формування Зовнішньої зони пов'язують із раннім баденом, коли вся територія була покрита морем. При цьому зазначимо, що занурення цієї території відстає від геологічних утворень Внутрішньої зони, що відбулось на формуванні геологічного розрізу [53].

Так наприклад у межах Зовнішньої зони відклади гельвету поширені на незначних територіях і часто виповнюють нерівності ерозійного рельєфу. Їхня потужність не перевищує 100 м. Структурно-тектонічна будова геологічного розрізу цієї зони доволі добре описана в узагальнених працях багатьох дослідників та науковців [50, 51, 54]. Необхідно зазначити, що умови за яких формувались відклади структурно-тектонічних поверхів неогену Зовнішньої зони, зумовили особливості будови матриці порід-колекторів, визначили мінливості їхніх фізичних та петрофізичних параметрів.

Основні колекторські властивості продуктивних пластів значною мірою зумовлені не тільки інтенсивністю термодинамічних процесів, що відбуваються під час седиментації, але і перетвореннями осадового матеріалу внаслідок хімічних реакцій під впливом флюїдів, що поступають. Процес катагенезу породоутворюючих мінералів призводить до утворення пустотного простору різної структури в гірських породах та текстурних особливостей їхньої матриці.

Враховуючи те, що в межах одного родовища може бути різне співвідношення порід-колекторів із різними фільтраційно-ємнісними параметрами, про що свідчать результати досліджень, наведені в роботі [55], необхідно встановити ступінь впливу цього чинника на зміну колекторських властивостей порід, як по латералі, так і по горизонталі. Окрім цього, необхідно розробити адекватну цим особливостям будови петрофізичну основу для інтерпретації результатів ГДС.

## **2.2 Особливості будови порід-колекторів неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Зовнішньої зони**

Уявлення про геологічну будову порід-колекторів газових та газоконденсатних родовищ Зовнішньої зони базується на даних геолого-геофізичних досліджень, зокрема матеріалах сейсмозрозвідки та результатів буріння пошукових свердловин. У тектонічному відношенні газові та газоконденсатні родовища Зовнішньої зони приурочені до Крукеницької западини, обмеженої з північного сходу Краковецьким регіональним розломом, а з південного заходу – Передкарпатським глибинним розломом, який фактично вважають границею Зовнішньої та Внутрішньої зон.

Фундамент Крукеницької западини виповнений сильно дислокованими, метаморфізованими породами рифею. Здебільшого – це серицитові і хлоритово-серицитові сланці, зеленувато-сірі зі сріблястим блиском, щільні, слюдисті за площинами нашарування, жирні на дотик.

Рідше бувають прошарки і включення темно-бурих та жовтуватих філітів. Окрім цього, відмічаються також незначні за товщиною прошарки алевролітів зеленувато-сірих, дрібнозернистих, ущільнених. За результатами петрографії, основна маса сланців виповнена хлорито-серицитовим та глинисто-серицитовим матеріалом. В основній масі породи розсіяні дрібні зерна лейкоксену, гідроокислів заліза з включеннями піриту та халькопіриту. Цемент породи серицитово-хлоритовий, порового типу. Структура мікроліподобластова, текстура шарувата. Мікроскопічно порода представлена в основному зазубреними зернами кварцу, розміром 0,06-0,5 мм, кварц складає 75 % породи.

Алохтонні утворення представлені у геологічних розрізах отназького ярусу Самбірської підзони і бувають здебільшого в центральній та південно-західній частині Крукеницької западини. В основному це монотонне ритмічне чергування пісковиків, алевролітів, глин, рідше конгломератів, гравелітів, солей, гіпсів і ангідритів. Необхідно відмітити, що через відсутність реперних горизонтів геологічний розріз стебницької світи отнангу важко корелюється.

Автохтонні утворення гельветського, баденського та сарматського ярусів із різними кутовими та стратиграфічними неузгодженнями залягають на розмитій поверхні рифею, більшість з яких в основному представлені пісковиками, глинами та алевролітами. Пісковики сірі із зеленуватим та буроватим відтінком, дрібно- і середньозернисті, пористі, кварцові та глауконітові з карбонатним і карбонатно-глинистим цементом слабозцементовані. Алевроліти сірі, темно-сірі із зеленуватим або буруватим відтінком, кварцові.

Особливості геологічної будови баденського ярусу полягають в тому, що в розрізі літолого-стратиграфічних комплексів відмічається ряд реперних та опорних пластів, і є однотипними як за літологією (тираська світа, гіпсоангідритовий горизонт), так і за складом та потужністю відкладів (баранівські верстви – мергелі, аргіліти та глини). Такі особливості

геологічної будови, зокрема баранівські верстви, відмічаються на кривих електричних методів зниженими значеннями питомого електричного опору, незначними величинами відносної амплітуди методу самочинної поляризації ( $\alpha_{\text{пс}}$ ), підвищеними значеннями нейтронного гамма-каротажу.

Тираська світа, а зокрема гіпсо-ангідритовий горизонт (ГА) представлений гіпсами, що виступають хорошим маркуючим репером як при бурінні, так і під час польових та свердловинних геофізичних досліджень. Виповнений ГА в основному гіпсами та ангідритами сірими, темно-сірими, молочно-білими, щільними з прошарками аргілітоподібних глин, темно-сірих майже чорного кольору, з включеннями гнізд та кристаликів піриту. В окремих частинах розрізу тираська світа виповнена кавернозними вапняками сірого, темно-сірого кольору, часто плямистими. Охарактеризовані вище породи утворились у результаті заміщення сульфатних порід ангідрито-гіпсового складу з домішками глинистого матеріалу. За результатами електричного каротажу відклади тираської світи характеризуються високими значеннями питомого електричного опору (200-250 Ом).

Косівська світа неузгоджено залягає на тираській світі і представлена глинами сірими, темно-сірими сланцюватими, вапнистими, слюдистими з прошарками алевролітів та пісковиків сірих, кварцових, слюдистих. На кривих електрометрії відмічаються зниженими значеннями питомого електричного опору (5-15 Ом). Геологічний розріз косівської світи охарактеризований комплексом кривих свердловинних геофізичних методів, що дозволяє характеризувати цю структурну одиницю, як хороший кореляційний репер для виконання літолого-стратиграфічних побудов.

Сарматський ярус неузгоджено залягає на розмитій поверхні верхнього бадену і представлений відкладами дашавської світи. Характерною особливістю будови геологічного розрізу дашавської світи є ритмічність перешарування глинистих та піщанистих порід. При цьому кожен ритм починається глинистими породами, які вгору за розміром поступово

збагачуються піщанистими та алевритистим матеріалом. У кінці кожного ритму глинисті породи повністю заміщуються пісковиками. Окрім зазначених вище особливостей геологічної будови неогенових відкладів сарматського ярусу дашавської світи є те, що в основі кожного ритму здебільшого наявні прошарки туфітів невеликої потужності. На кривих електричного каротажу (стандартного бокового та бокового каротажного зондування) туфогенні прошарки відмічаються мінімальними значеннями питомого електричного опору, а за високого вмісту піриту та піротину – чітко вираженими максимальними значеннями показів самочинних потенціалів ( $\alpha_{\text{пс}}$ ).

Породи-колектори дашавської світи належать до класу пісковиків та алевролітів, а в окремих випадках можуть бути представлені сильно заглинизованими пісковиками. Необхідно зазначити, що відклади сарматського ярусу неогенової системи нерівномірно розповсюджуються по площі та характеризуються значною літологофаціальною мінливістю. У південно-східній периклінальній частині Хідновицької структури в розрізі піщано-глинистих горизонтів переважають піщані різновиди, що представлені середньозернистими пісковиками, а дрібнозернисті пісковики і алевроліти мають другорядне значення, тому в північно-західному напрямку відбувається заміщення середньо- та крупнозернистих пісковиків, дрібнозернистими різновидами і глинами. Окрім цього, дашавська світа ділиться на дві підсвіти – нижньодашавську та верхньодашавську. Нижньодашавська підсвіта включає 17 піщано-глинистих горизонтів, з якими в основному пов'язані промислові запаси газу [56, 57].

Геологічний розріз нижньодашавської підсвіти Хідновицького родовища представлений 17 піщано-глинистими горизонтами, з яких НД-1÷8 мають промислові скупчення газу.

Товщина горизонтів нижньодашавської підсвіти змінюється від 30 м до 180 м. Повна товщина нижньодашавської підсвіти складає від 1775 м до 1973 м. Верхньодашавська підсвіта залягає на поверхні нижньодашавської

підсвіти і за літологічним складом їй ідентична. Відмінність цих двох підсвіт полягає в тому, що у міру наближення до четвертинних відкладів, які поширені на всій території Хідновицького родовища, різко зменшується наявність піщаного матеріалу. У межах підсвіти виділяють вісім алевролітоглинистих горизонтів, а саме: ВД-7; ВД-8; ВД-9; ВД-10; ВД-11; ВД-12; ВД-13; ВД-14 (додаток А, рис. А.1, А.2, А.3). Наявність вуглеводнів у межах родовища пов'язана тільки із ВД-13 та ВД-14. Товщини горизонтів верхньодашавської підсвіти різні та неповні внаслідок зрізування її площиною насуву. Слід зазначити, що в інтервалі залягання верхньодашавської підсвіти, промислова газоносність пов'язана тільки з горизонтами ВД-13 та ВД-14. Сумарна товщина горизонтів ВД-13 та ВД-14, розкритих свердловинами на східному крилі Хідновицької антиклінальної структури, складає близько 100 м. Четвертинні відклади в межах Хідновицького газового родовища повсюди розвинуті і змінюються за товщиною від 10 м до 25 м.

Особливість тектонічної будови Хідновицького газового родовища полягає в тому, що неогенові породи залягають на розмитій поверхні рифею у вигляді брахіантиклінальної складки, склепіння якої розташоване на території Польщі. Така будова зумовлює морфологію структури пластів по покрівлі горизонтів НД-, ВД-1, ВД-13 та ВД-14, які суттєво змінюються від замка складки у всіх напрямках у міру заглиблення складки. Така особливість впливає на формування поверхні неогенових відкладів у вигляді еліпсів із більш давніми пластами всередині і більш молодими на зовні складки.

Фундамент західної частини Крукеницької западини в межах якої розташоване Хідновицьке газове родовище, складають сильно дислоковані метаморфічні породи рифею, глибина залягання яких становить 2100-3000 м.

### 2.3 Петрофізична та фізико-літологічна характеристика порід-колекторів неогенових відкладів Хідновицького газового родовища

У літологічному відношенні основні поклади газу приурочені до потужної товщі піщано-алевролітових відкладів дашавської світи сарматського ярусу. У зв'язку з особливостями геологічної будови родовища, відповідно сформувалися породи-колектори та покришки із широким діапазоном зміни фізичних і петрофізичних властивостей та їхніх параметрів. Основні поклади газу сконцентровані у пісковиках та алевролітах нижньодашавської та в окремих горизонтах - верхньодашавської підсвіти. За результатами описування керну та гранулометричних досліджень породи-колектори є сірі, світло-сірі, дрібно- і середньозернисті. Здебільшого породи-колектори слабозцементовані глинистим цементом. Їхня товщина змінюється в межах від декількох сантиметрів до 1,5-20 м. Структуру порового простору пісковиків вивчали на представницькій колекції зразків керну відібраного із відкладів НД-1 – НД-11. Всього із пісковиків і алевролітів відібрано 170 зразків, в тому числі 72 зразки з продуктивної частини.

Механічний склад високопористих пісковиків, за результатами гранулометрії розміром від 1,0 до 0,5 мм складають – (8-28) %; 0,5-0,25 мм – (15-22) %; 0,25-0,1 мм – (13-37) %; 0,1-0,01 мм – (5-17) %; 0,01 мм і менше – (2-3) %.

Середньопористі пісковики дашавської світи переважають в основному у північно-західній частині Хідновицького газового родовища. Їхній механічний склад такий: розмір зерен від 1,0 до 0,5 мм складає – 5 %; 0,5-0,25 мм до 38 %; 0,25-0,1 мм – (15-16) %; 0,1-0,01 мм – (13-35) %. Пісковики сірі, світло-сірі, дрібно і середньозернисті, слабозцементовані, часом глинисті. У геологічному розрізі дашавської світи літологічно відклади відзначаються тонкоритмічним перешаруванням та циклічністю, що характеризується поступовою зміною глинистих порід на піщанисті. Здебільшого покрівля циклів прошарків виповнена низькоглинистими



туфами. Своєрідна електрична характеристика туфів дозволяє виділити їх за різкими мінімальними показами на кривих електричного каротажу та позитивними значеннями показів методу самочинних потенціалів (ПС).

Петрофізична характеристика порід-колекторів дашавської світи дозволила встановити, що в північно-західній ділянці структури переважають середньопористі пісковики (заглинизовані) і алевроліти, а в південно-східній частині в основному домінують середньо- та високопористі пісковики. Тип цементування цих порід базальний, порово-базальний, цемент глинисто-карбонатний і карбонатний. У процесі буріння такого типу породи, особливо слабозцементованої, розбурюються і розсипаються у пісок. У результаті цього процесу втрачається можливість встановити ефективні товщини колектора за результатами комплексних свердловинних геофізичних досліджень.

Фільтраційно-ємнісні характеристики цих порід встановлюються за результатами комплексних свердловинних геофізичних досліджень, а також за даними лабораторних експериментальних вимірювань фізичних та петрофізичних параметрів на керні, відібраному із порід, що виповнюють газонасичені нижньодашавські та верхньодашавські горизонти [58, 59, 60]. Якість керну, який був винесений із газонасичених порід дашавської світи геологічного розрізу свердловин, пробурених у північно-східній частині Хідновицького газового родовища, свідчить про те, що експериментальна колекція зразків є представницька і відображає всі пісковики та алевроліти неогенової системи.

Відкрита пористість пісковиків і алевролітів за даними геофізичних досліджень свердловин змінюється від 6 % до 31 %, за експериментальними дослідженнями керну - від 2 % до 26,5 %. Коефіцієнт проникності змінюється від  $0,015 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $150 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Мінералогічний склад пісковиків неогенової системи за результатами описування шліфів керну, відібраного із відкладів гельветського, баденського та сарматського ярусів, суттєво відрізняється між собою. Матриця газонасичених пісковиків гельветського ярусу складається в

основному із обломкових порід, представлених зернами кварцу, кварциту (25-30 %) та уламками туфогенних порід, переважно карбонатного типу (10-15 %). Окрім цього, в складі матриці відмічено одиничні зерна циркону, гранату лейкоксену. Характерною особливістю будови матриці гельветських пісковиків є наявність у ній таких мінералів як глауконіт, пірит і піротин. За результатами рентгенометрії їхній вміст змінюється від 0,15 % до 1,7 %.

Алевроліти гельветського ярусу характеризуються значною заглинизованістю та різноманітними включеннями мінералів, що зумовлюють електронну провідність. Петрофізичні дослідження будови алевролітів дозволили встановити в складі їхньої матриці різне співвідношення таких мінералів як мусковіт, серицит, монтморилоніт та рідко зерен циркону і глауконіту. Із акцесорних мінералів відмічено лейкоксен, турмалін, гранат та анатаз.

Глини гельветського ярусу характеризуються підвищеною радіоактивністю, аномально низьким питомим електричним опором та підвищеним вмістом мінералів мусковіту та каолініту. Результати рентгеноструктурного аналізу глин показав, що, окрім зазначених вище мінералів до складу їхньої матриці входять невеликі концентрації калію, ілліту, монтморилоніту та серициту. В окремих випадках трапляються мінерали глауконіт, біотит, шамозит, кальцит. Аналогічні породи сарматського ярусу Хідновицького газового родовища відрізняються від порід гельветського та баденського відкладів інших родовищ тим, що дашавська світа виповнена в основному мілководними морськими, солонуватими та континентальними відкладами. Окрім цього, встановлено, що тектонічна будова Хідновицького родовища та інтенсивність прогинання в межах цієї структури, суттєво вплинула на процес утворення осадового матеріалу. Динаміка утворення ритмічних тонкошарових товщ зумовила відкладення глинистого та піщанистого матеріалу, а також наповнення їхньої матриці акцесорними матеріалами.

У результаті детального аналізу результатів свердловинних та

лабораторних експериментальних досліджень встановлено, що на покази комплексних геофізичних досліджень геологічних розрізів сарматського ярусу суттєво впливає вміст гідрослюдястих та акцесорних мінералів [61, 62, 63]. В основному це стосується мінералів, що зумовлюють електронну провідність порід діелектриків, які є колекторами нафти і газу. Наявність акцесорних мінералів, до складу яких входять торій, уран, калій у пісковиках та алевролітах неогенових відкладів сарматського ярусу, підвищує їхню радіоактивність до величини, у десятки разів більшої від кларкової [63]. Отже, в процесі пошуку вуглеводнів та виділення піщаників як потенційних колекторів, а глинистих пластів – як покришок, результати електричних та радіоактивних методів є викривлені і знижують комплексну інформативність геофізичних досліджень, що відображається на встановленні істинних петрофізичних та колекторських параметрів гірських порід. Разом із тим знижується інформативність геолого-геофізичних досліджень при встановленні причин та шляхів обводнення газонасичених пластів. Детальне петрофізичне дослідження порід сарматського ярусу дозволило нам виділити в геологічному розрізі Хідновицького газового родовища дві групи порід (табл. 2.1). У першій групі домінують літотипи, що характеризуються значними відмінностями гранулометричного складу. Породи цієї групи характеризуються подібністю уламків кварцу та незначними домішками мінералів циркону, ілліту, лімоніту, рутилу, анатазу, турмаліну. У цій групі наявні кварцити, алевроліти, алевритисті аргіліти та вапняки.

До другої групи входять породи з різними співвідношеннями основними та другорядних аутигенних мінералів цементу. Основними в цементах породи цієї групи є гідрослюда, ілліт, монтморилоніт у вигляді фракцій розміром 0,01 мм і менше, а також глинисто-приховані кристалічні токодисперсні маси та кальцит. Другорядними мінералами в цементі породи є каолінит, кварц, хлорит, глауконіт, халцедон, арагоніт (у залишках фауни) і фосфорит.

Отже, встановлені та виділені нами різновиди порід неогенових

відкладів сарматського ярусу Хідновицького родовища здебільшого належить до другої групи. Різні співвідношення уламкових компонентів у складі матриці порід цієї групи зумовлені давніми змінами принесення уламків і визначають їхні колекторські властивості.

Таблиця 2.1

Літолого-стратиграфічний розріз відкладів Хідновицького родовища за геолого-петрофізичними даними

Вид порід за розміром уламків	Різновид порід за складом цементу
Прості породи	
Пісковик дрібно-зернистий, глинистий з глинистим та глинисто-карбонатним цементом	Хлорито-глинисті з глауконітом, хлорито-піритові, гідрослюдисті
Пісковик алевритистий з глинисто-карбонатним цементом	Гідрослюдисто-глинисті, кальцитові
Алевроліти піщанисті з глинисто-карбонатним цементом	Кальцито-глинисті, глинисто-кальцитові з піритом та халькопіритом
Алевроліти з глинистим цементом	Кварцево-глинисті
Аргіліти алевритисті	Кварцево-глинисті, кальцито-глинисті з форамініферами
Мергель	Кварцево-глинисті з форамініферами
Вапняк	Гідрослюдистий, кальцито-глинисті
Складні породи	
Гравійні пісковики	Гідрослюдисто-каолінітові, пелітизовані, глинисто-кальцитові та гідрослюдисті
Пісковики гравійно-алевритисті	Глинисто-кальцитові з глауконітом
Алевроліти гравійно-піщанисті	Глинисті, глинисті з глауконітом

Результати досліджень структури порового простору порід-колекторів сарматського ярусу Крукеницької западини дозволили встановити максимальний радіус звужень порових каналів, який коливається в межах від 0,29 мкм до 10,90 мкм. Ефективний радіус у цьому разі складає 3,9 мкм. Коефіцієнт гранулярної пористості для цього типу порід змінюється від 0,5 % до 23,17 % (за даними ртутної порометрії). За даними вимірюваннями методом Преображенського, коефіцієнт гранулярної пористості змінюється

від 3,8 % до 29,3 %.

Необхідно зазначити, що суттєвий вплив на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів сарматського ярусу в геологічному розрізі Хідновицького газового родовища мають ультрамікропори. Сумарний вміст ультрамікропор з ефективним радіусом звужень 0,1-0,3 мкм, у загальній пористості складає 4,7-8,8 %. Аналіз та узагальнення результатів описування шліфів висвітлили тенденцію збільшення частки ультрамікропор у загальному об'ємі порового простору при зменшенні коефіцієнта пористості породи. Зважаючи на те, що основний вміст залишкового водонасичення породи пов'язаний в основному із процентним вмістом ультрамікропор, тенденція до їхнього зростання зумовлюватиме обводнення газонасичених пластів та зниження коефіцієнта газонасичення. Дані гранулометрії та петрофізичне описування зразків керну дашавської світи Хідновицького, Летнянського та Вижомлянського родовищ дозволили встановити граничне значення літолого-структурного коефіцієнта 0,5049 продуктивних пісковиків, яке відображає співвідношення просвітності звужень і розширень порових каналів, з урахуванням чого середнє значення пористості складає 19,7 %, а розрахункова проникність  $K_{пр} = 824,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Отже, було підтверджено, що за класифікацією Ханіна А. А. такий пісковик відповідає другому класу колекторів [64]. Нами встановлено також, що характерною особливістю продуктивних порід неогенових відкладів є різне співвідношення пустот малого та середнього радіусів і високий вміст глинистих мінералів, зокрема глауконіту, монтморилоніту та ілліту. Така особливість будови колекторів зумовила зростання коефіцієнта залишкового водонасичення до величини  $K_{з.в.} = 21,5 \%$ . У цьому разі коефіцієнт об'ємної глинистості складає  $K_{гл} = 36,7 \%$ . Із рисунка 2.1 видно, що основна динаміка переміщення вуглеводнів бере початок у поровому просторі порід-колекторів неогенових відкладів сарматського ярусу пов'язана із радіусом, більшим ніж один мікромметр. Об'єм пор такого радіуса у породах-колекторах нижньодашавської світи складає (17-43) % від загальної пористості. Аналіз та

узагальнення результатів гранулометрії та петрографії дозволили встановити, що пустотний простір, радіус якого менший ніж 0,1 мкм, зумовлює основну залишкову водонасиченість, яка визначає коефіцієнт газонасичення. Враховуючи особливості геологічної будови порід сарматського ярусу Більче-Волицької зони, ми встановили двомірні та багатомірні петрофізичні залежності типу «кern-кern» і «кern-геофізика», а саме:  $P_{п} = f(K_{п})$ ;  $K_{вз} = f(K_{п})$ ;  $\Delta T = f(K_{п}, \Delta I_{\gamma})$ ;  $K_{пр} = f(R_{эф})$ .

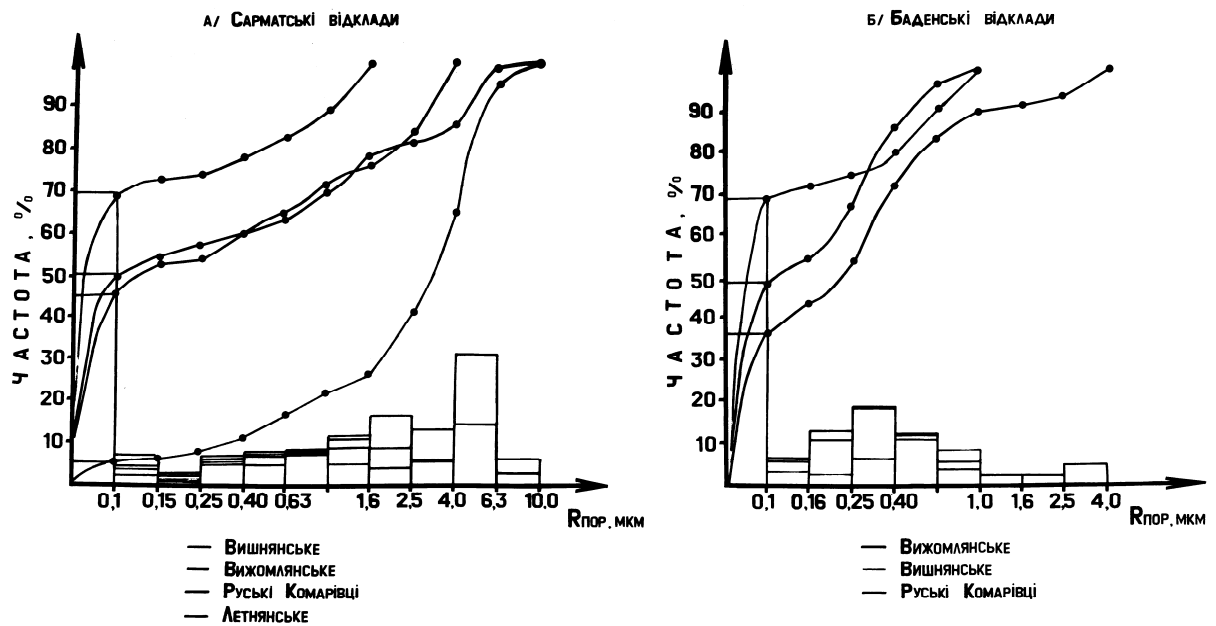


Рисунок 2.1 – Розподіл радіусів пор у породах-колекторах неогенових відкладів Більче-Волицької зони

Для встановлення впливу характеру насичення глини на її фільтраційні властивості змодельовано зміну коефіцієнтів проникнення у заглинизованих породах залежно від мінералізації пластової води та різних пластових тисків. експериментальні дослідження виконувались на керновому матеріалі відібраному із інтервалів залягання газонасичених порід, враховуючи величину пластового тиску, встановленого за формулою:  $P_{эф} = 0,01565 \cdot H$ , де  $H$  – глибина залягання породи.

Коефіцієнт ефективної пористості розраховано за формулою:

$$K_{n.eф} = K_n(1 - K_{гз}), \quad (2.1)$$

де  $K_{п.еф}$  – ефективна пористість порід-колекторів неогенових відкладів. Коефіцієнт газонасичення вираховано виходячи з формули (2.1) і відповідно співвідношення коефіцієнтів пористості, а саме:

$$K_г = \frac{K_{n.eф}}{K_n} - K_{гз}. \quad (2.2)$$

Максимально можливе значення коефіцієнта газонасичення у цьому разі розраховуватиметься таким чином:

$$K_г^{max} = 1 - K_{гз}. \quad (2.3)$$

У результаті обробки і узагальнення даних гранулометрії, центрифугування та ядерно-магнітних досліджень керну, відібраного із геологічного розрізу сарматського, баденського та гельветського ярусів, встановлено петрофізичні взаємозв'язки між геофізичними і фільтраційно-ємнісними параметрами, представленими на рисунках 2.2-2.8.

Враховуючи те, що коефіцієнт гранулярної (відкритої) пористості є визначальним параметром при ємнісній оцінці породи-колектора, а також суттєво впливає на ступінь обводнення нафтогазонасичених пластів, ми провели експериментальні та свердловинні дослідження різних чинників, що визначають величину цього коефіцієнта. Аналіз та інтерпретація результатів свердловинних акустичних досліджень показали, що на величину коефіцієнта пористості, окрім структури порового простору, мінералогічного та літологічного складу порід неогенових відкладів Хідновицького газового родовища, суттєво впливають глинистість та наявність фізично і хімічно зв'язаної води. У зв'язку з цим, досліджено можливості використання даних гамма-методу для визначення коефіцієнта глинистість з метою побудови

петрофізичного взаємозв'язку типу «геофізика-кern», яку в подальшому використати для оперативного прогнозу коефіцієнта зв'язаної води та коефіцієнта газонасичення порід-колекторів неогенових відкладів. Як видно із встановлених петрофізичних взаємозв'язків (рис. 2.7) коефіцієнт пористості в неогенових відкладах не залежить від глинистості. Водночас відмічається доволі хороший зв'язок подвійного різницевого параметра, отриманого в процесі дослідження свердловин гамма-методом із заглинизованістю порід-колекторів. Отже для побудови петрофізичного зв'язку інтервального часу пробігу ультразвукових коливань у породах-колекторах неогенових відкладів із коефіцієнтом їхньої пористості необхідно врахувати подвійний різницевий параметр, отриманий за результатами гамма-каротажу. У результаті математичної обробки даних комплексних свердловинних геофізичних досліджень отримано тримірний петрофізичний взаємозв'язок, представлений формулою:

$$K_n = -123,66 + 0,8449 \cdot \Delta T - 8,3789 \Delta I_\gamma - 1,0685 \cdot 10^{-3} \Delta T^2 - 6,31959 \cdot 10^{-2} \Delta T \cdot \Delta I_\gamma - 2,90967 \cdot \Delta I_\gamma^2 \quad (2.4)$$

Із отриманої залежності видно, що між гранулярною пористістю та геофізичними параметрами є складний статистичний взаємозв'язок, зумовлений розсіяною в матриці породи глинистістю, частково карбонатністю та зв'язаною водою, що займає певну долю порового простору.

Отже, в складнопобудованих тонкошаруватих неогенових відкладах використання встановлених кореляційних багатомірних взаємозв'язків між колекторськими і ядерно-фізичними параметрами, значно підвищує інформативність та ефективність геолого-геофізичних досліджень.



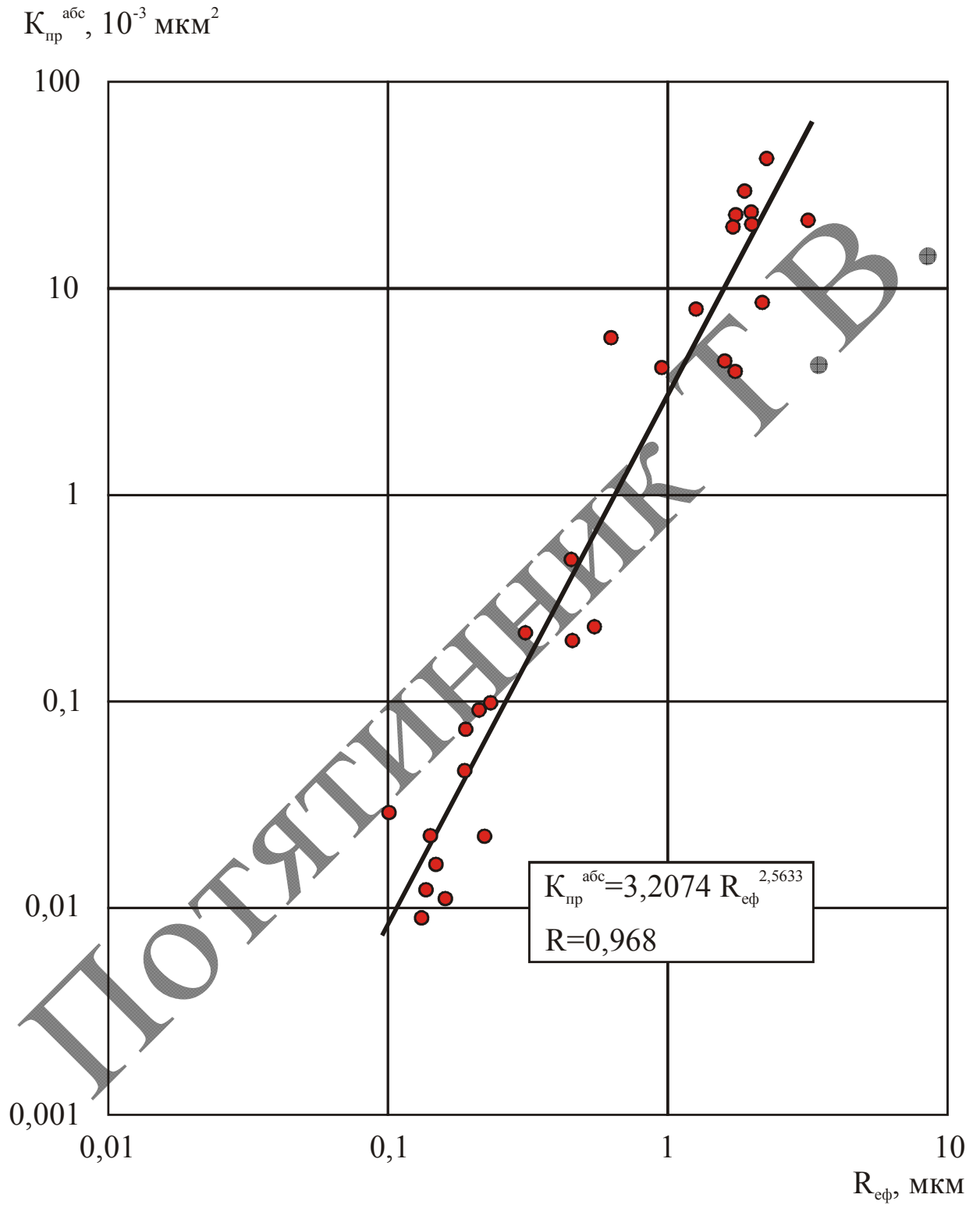


Рисунок 2.2 – Залежність між абсолютною проникністю і ефективним радіусом пор неогенових відкладів Хідновицького газового родовища

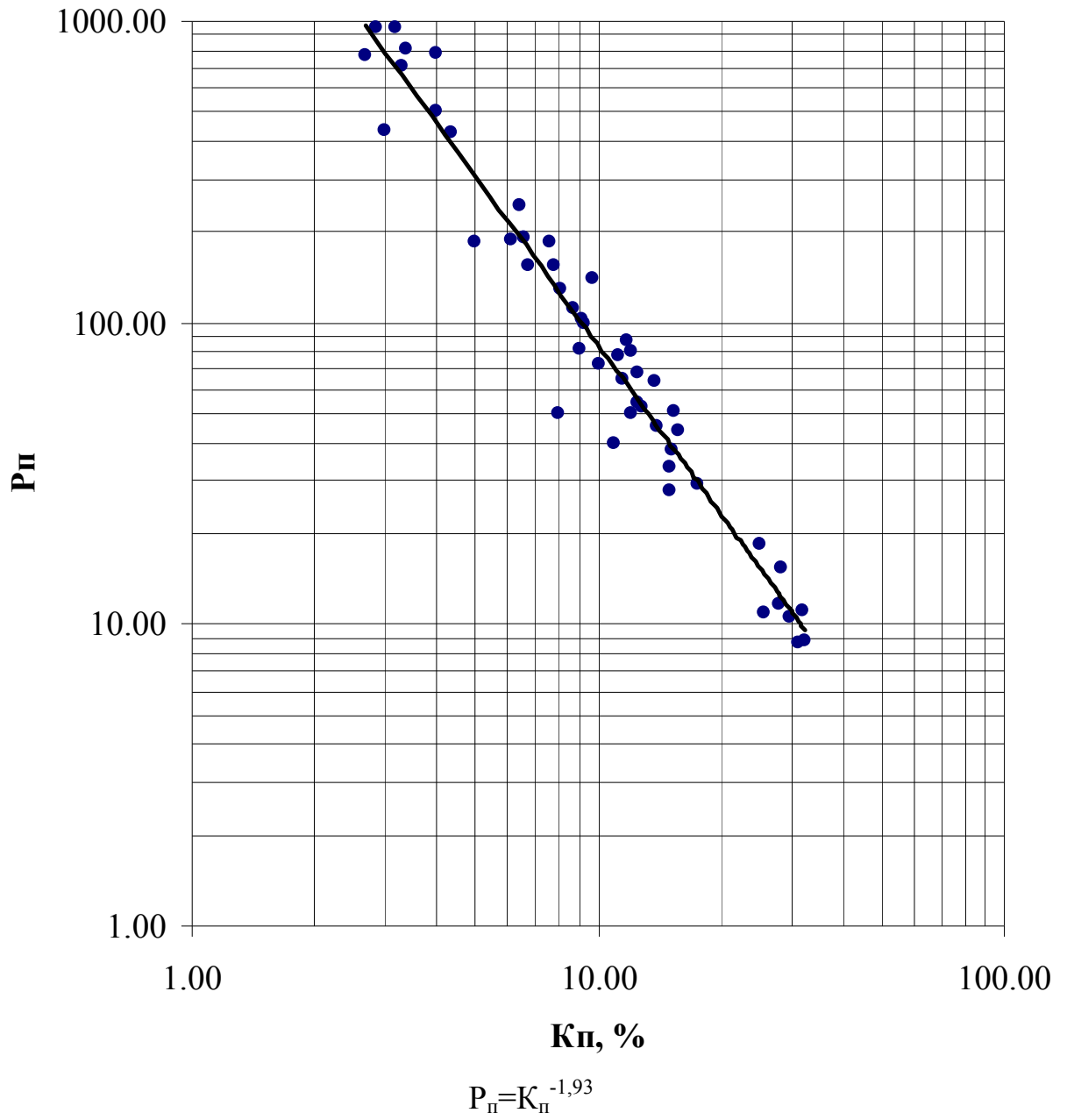


Рисунок 2.3 – Залежність  $P_{п} = f(K_{п})$  для пісковиків нижньосарматських відкладів Хідновицького газового родовища

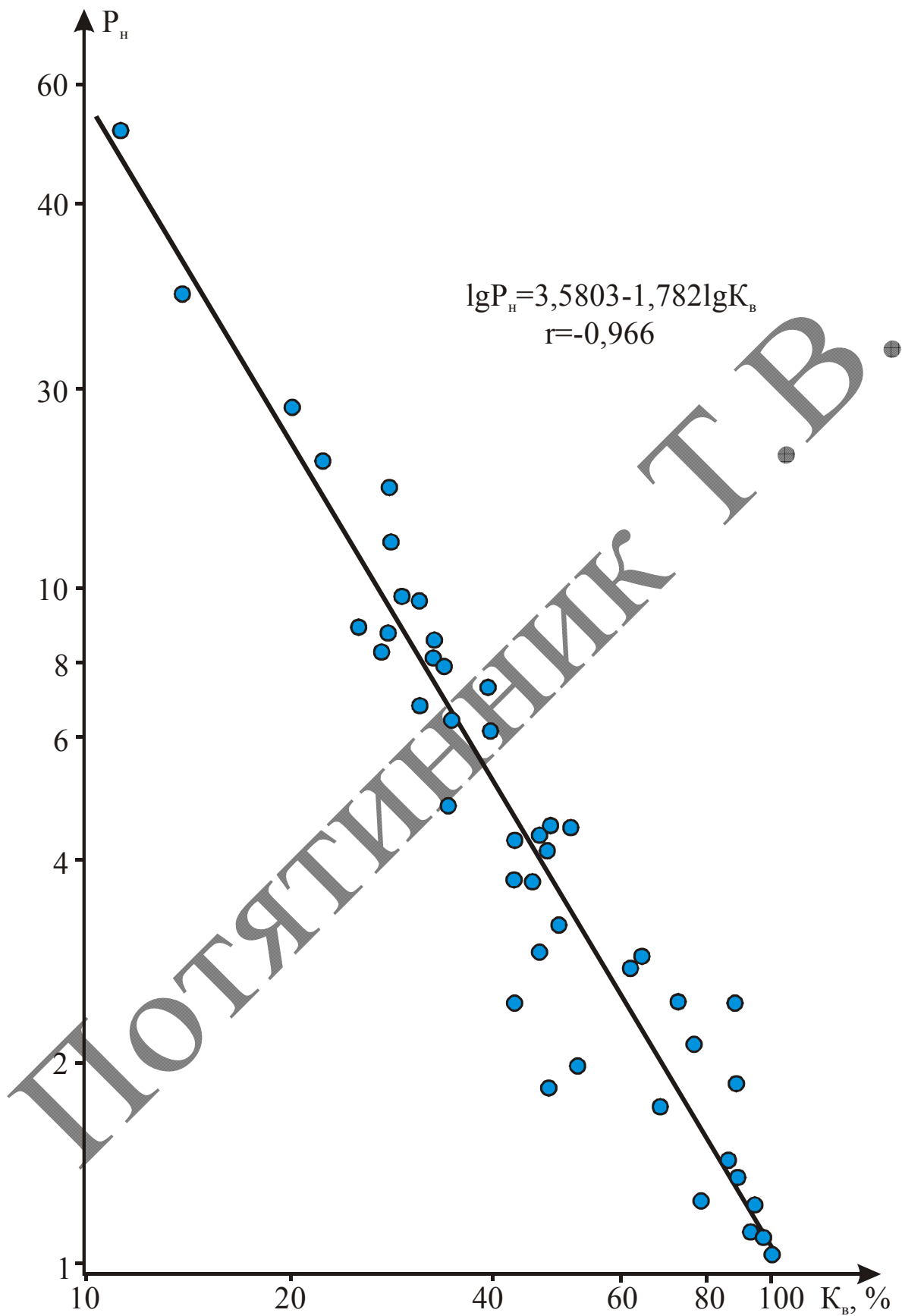


Рисунок. 2.4 – Петрофізичний взаємозв'язок  $P_H = f(K_B)$  для неогенових відкладів Хідновицького газового родовища

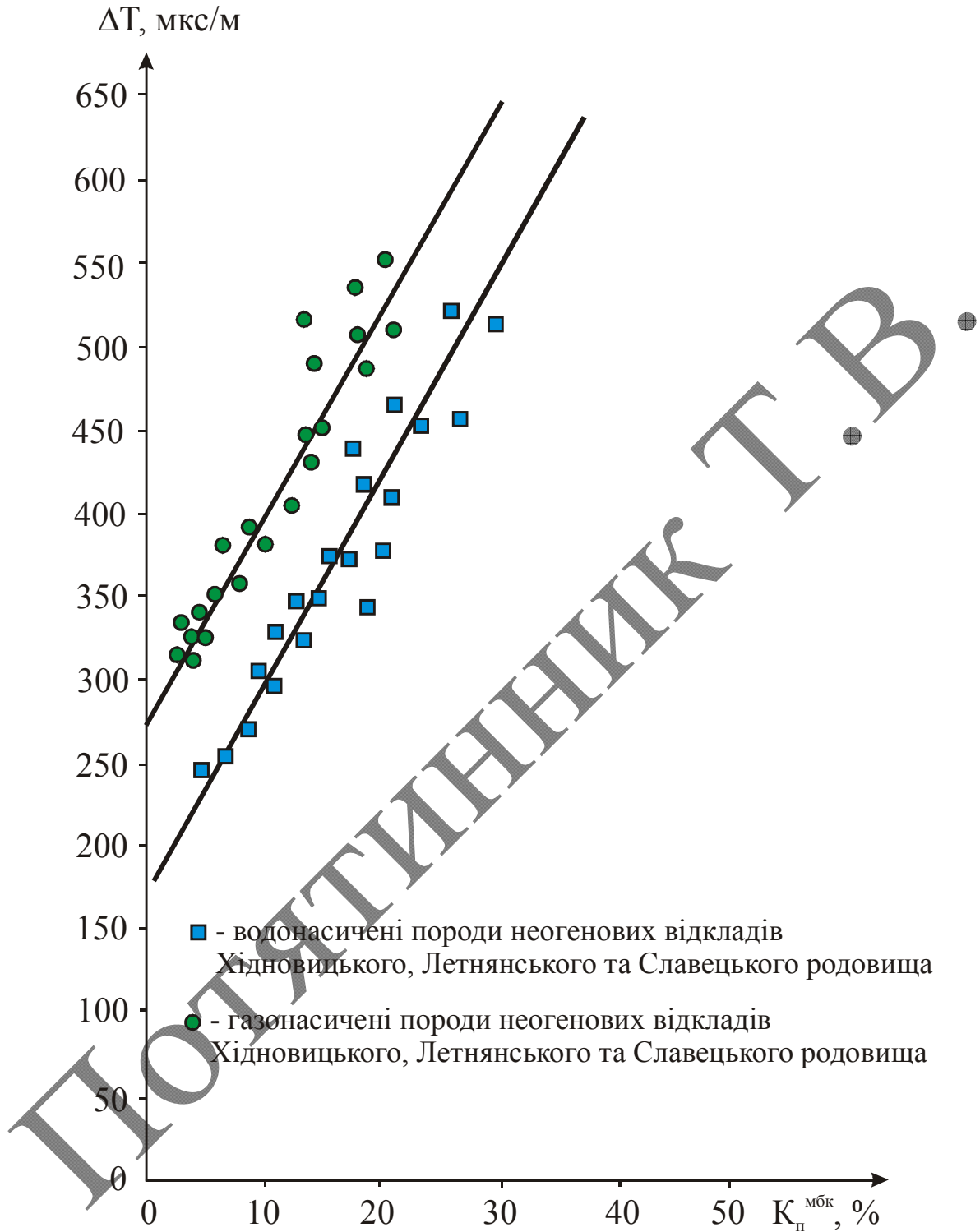


Рисунок 2.5 – Прогнозування характеру насичення теригенних порід за даними АК і МБК

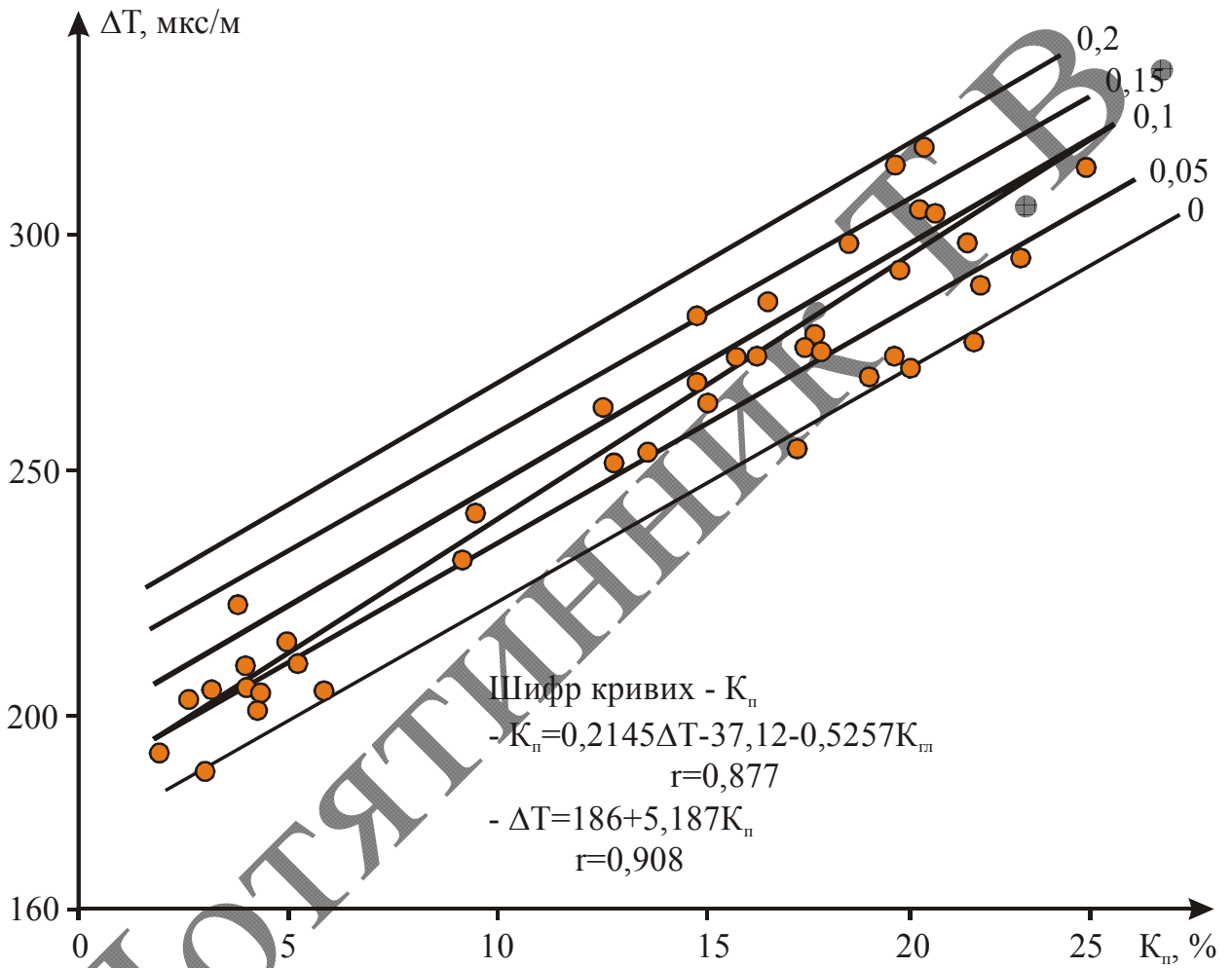


Рисунок 2.6 – Взаємозв'язок інтервального часу проходження повздовжніх коливань із пористістю та глинистістю  $\Delta T = f(K_p)$

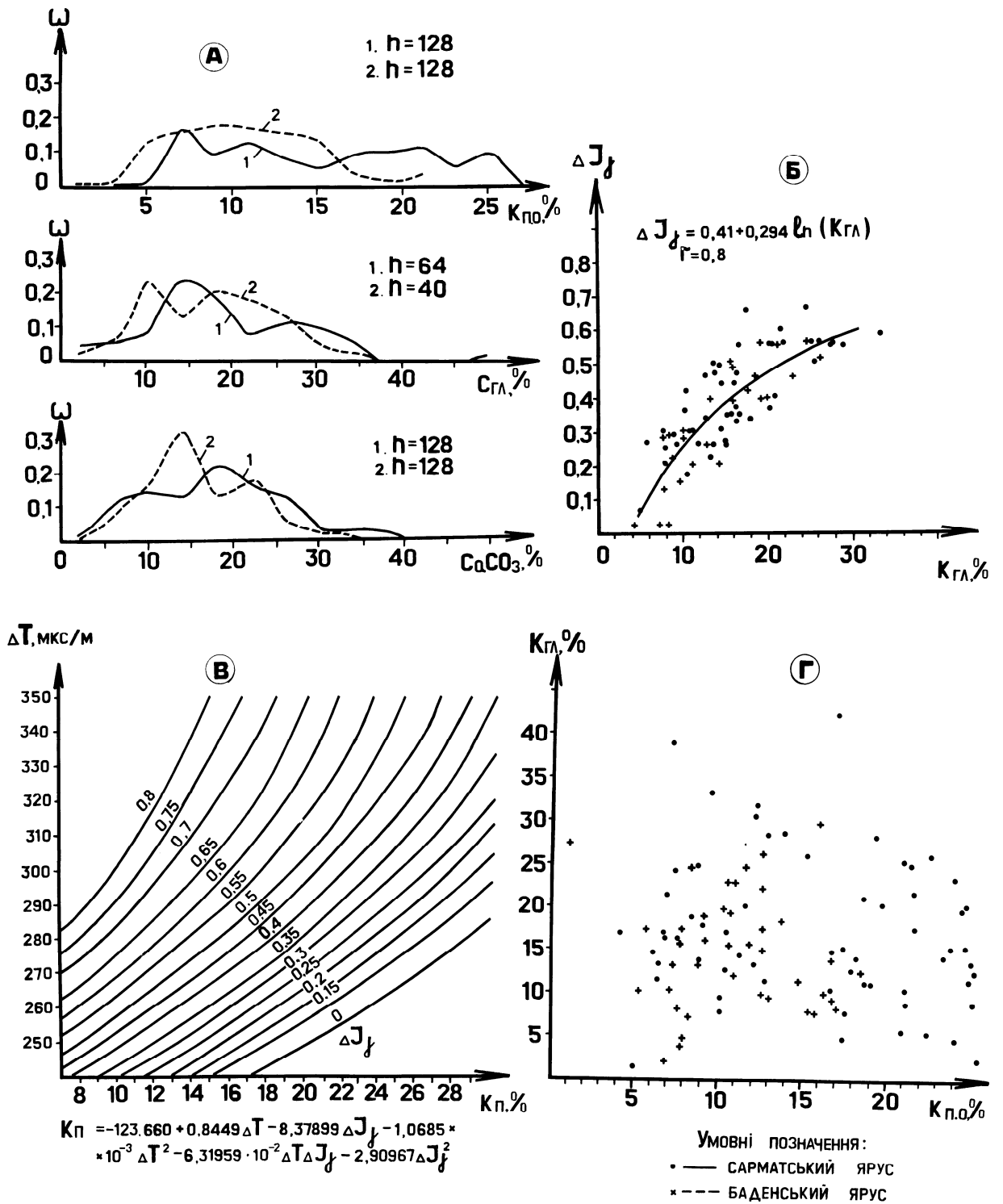


Рисунок 2.7 – Інтегровані фізичні та петрофізичні параметри неогенових відкладів газових і конденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину

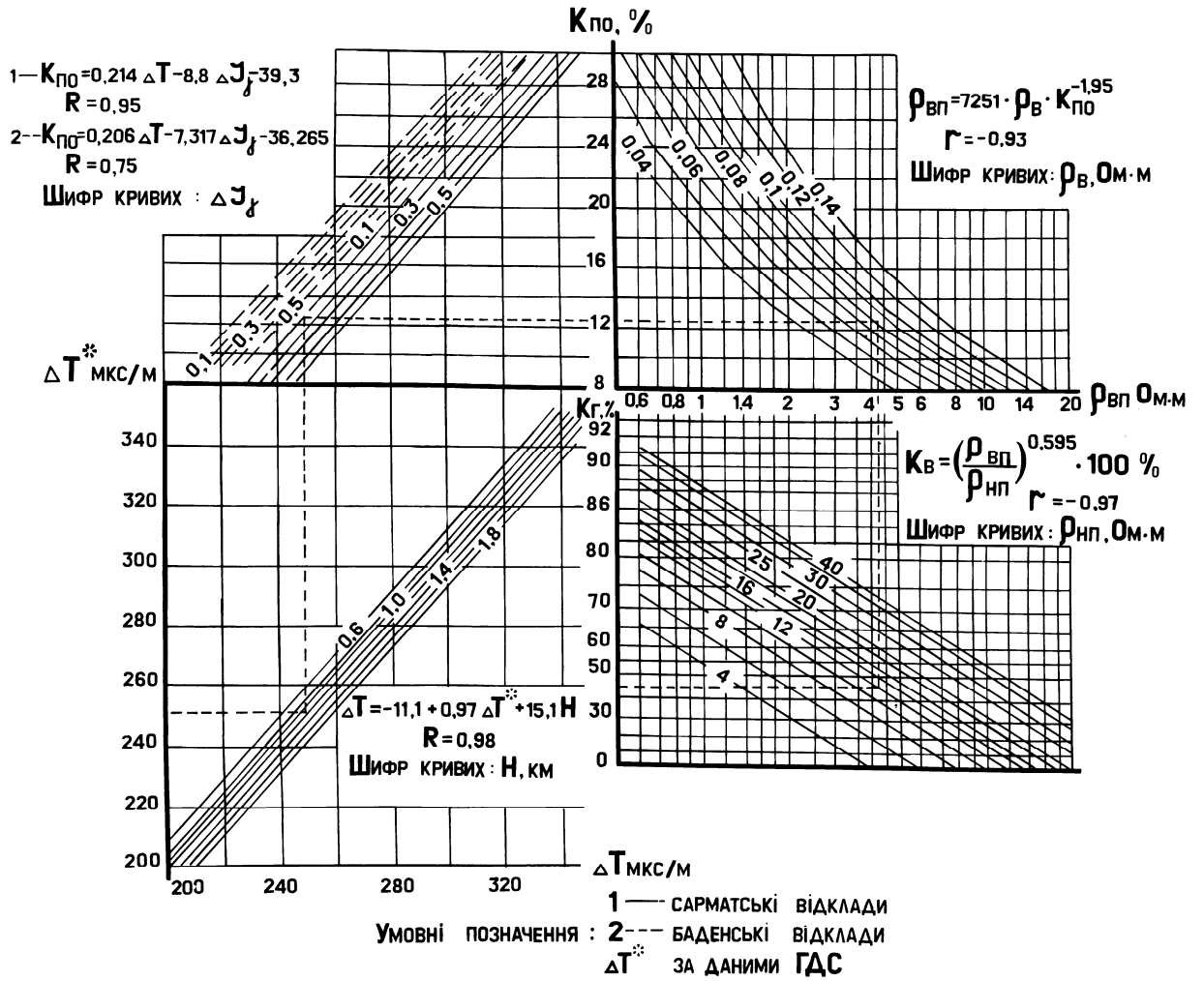


Рисунок 2.8 – Комплексна номограма для визначення  $K_{п}$  і  $K_{г}$  неогенових відкладів газових і конденсат родовищ Більче-Волицької зони

Передкарпатського прогину [64]

## Висновки до розділу 2

У результаті аналізу свердловинних та експериментальних даних досліджень неогенових відкладів Хідновицького газового родовища отримано наступне:

1. У межах Хідновицького газового родовища геологічний розріз представлений комплексами рифею, палеозою, мезозою та кайнозою, відклади яких характеризуються притаманними лише їм геологічними та петрофізичними ознаками залежно від умов формування.

2. Основною особливістю неогенових відкладів є наявність ряду реперних та опорних пластів, а також тонкоритмічне перешарування піщаних та глинистих порід.

3. У тектонічному відношенні особливістю будови геологічного розрізу Хідновицького родовища є те, що неогенові відклади залягають на розмитій поверхні рифею у вигляді брахіантиклінальної складки, склепіння якої розташоване на території Республіки Польща. Така будова зумовлює морфологію структури пластів та впливає на формування поверхні покладу у вигляді еліпса з більш давніми пластами і більш молодими зовні складки.

4. За результатами комплексних експериментальних досліджень керну, відібраного із неогенових відкладів, встановлено складну мінералогічну будову їхньої матриці та виявлено основні породоутворюючі мінерали, що визначають геофізичні та фізичні параметри і впливають на фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід.

5. Наявність у газонасичених породах колекторах акцесорних мінералів та значної заглинизованості, зумовлює високу радіоактивність і знижує інформативність електричних та нейтронних методів у процесі визначення коефіцієнта газонасичення.

6. Аналіз та узагальнення результатів геолого-геофізичних досліджень свердловин, а також експериментальних вимірювань колекторських параметрів на керновому матеріалі, дозволили виділити в геологічному



розрізі Хідновицького родовища дві групи порід, з якими прогнозуються основні поклади газу.

ПОТЯТИННИК Т.В.

### РОЗДІЛ 3

## ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ПРОДУКТИВНИХ ПОРІД НЕОГЕНОВОГО ВІКУ З ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНИМ ЦЕМЕНТОМ ЗА ДАНИМИ ГДС

### 3.1 Характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів

Аналізування розробки газових родовищ, які характеризуються пізньою стадією видобування, пов'язане з необхідністю створення просторових геолого-фільтраційних моделей за результатами геофізичних досліджень свердловин. Більшість геологічних характеристик колекторів, які виникають у процесі утворення гірських порід та дії пост-седиментаційних перетворень відображаються у фізичних полях. Інформація з розподілу параметрів, фізичних полів дозволяє досліджувати фільтраційно-ємнісні характеристики продуктивних пластів.

Вивчення фільтраційних властивостей порід-колекторів для контролювання обводнення та оцінювання ефективності вилучення запасів вуглеводнів із продуктивних покладів пов'язане з проведенням лабораторних досліджень керну, кількість якого в останні роки зменшується. За таких умов використання геофізичної інформації для визначення коефіцієнта проникності значно підвищить достовірність побудови фільтраційної моделі.

У літологічному відношенні продуктивні породи неогенового віку Передкарпатського прогину являють собою потужну товщу піщано-алевроліто-глинистих відкладів із широким діапазоном зміни фізико-літологічних властивостей як за площею, так і за глибиною залягання. Породи-колектори належать до осадових відкладів.

Пісковики світло-сірі характеризуються різнозернистістю, вапняковистістю та слюдистістю, від слабозцементованих до міцних. Тип цементування базальний, порово-базальний, рідше – поровий, цемент

глинисто-карбонатний і карбонатний. Бувають прошарки пісковиків, які слабозцементовані і розсипаються у пісок. Алевроліти сірі, рідше темно-сірі, міцні, дрібнозернисті, вапнисті, кварцові, слюдисті. Складаються з кластичного матеріалу (65-80 %) і значної кількості цементу (20-35 %). Цемент породи карбонатний, карбонатно-глинистий, мікрозернистий, з домішками серициту. Домішки глинистого матеріалу – до 10 %. Тип цементування порово-базальний, поровий.

Для всіх продуктивних горизонтів характерне збільшення вмісту пісковиків від підошви до покрівлі. Для продуктивних горизонтів нижньодашавських відкладів характерне також зростання піскуватості знизу вгору від горизонту до горизонту. Вивчення меж неоднорідності фільтраційно-ємнісних властивостей і петрофізичних параметрів у продуктивних покладах на родовищах Передкарпаття (Залужанське, Летнянське, Хідновицьке та ін.) вказує на значне коливання параметрів. Неоднорідність покладів поділяється на мікронеоднорідність і макронеоднорідність. Мікронеоднорідність для теригенного типу порід обумовлена фракційним складом частинок скелета, частковим вкладом за розміром частинок, щільністю розподілу уламків, типом цементу, ступенем відсортованості, формою уламків і порових каналів. Характеристика розподілу уламків за розміром суттєво впливає на перетин і властивості поверхні порових каналів. Мінеральний склад скелету породи зумовлює ступінь відсортованості частинок скелета, форму і розмір уламків за ознаками густини та міцності окремих мінералів. Макронеоднорідність характеризує: роздрібненість продуктивних пластів непроникними прошарками і лінзами, зміну проникності покладів за потужністю для монолітних продуктивних пластів, нерівномірність фільтраційно-ємнісних властивостей пластів у просторовому положенні. Різноманітність структури і складу порід неогенового віку зумовлює необхідність проведення аналізу зв'язків між геологічними та фізичними характеристиками порід-колекторів.

Для дослідження геолого-геофізичної інформації здебільшого

використовують методи статистичного аналізу в двомірному та багатомірному просторі. Геологічний об'єкт описується простором параметрів, що характеризують фізичні і структурні властивості. Встановлення зв'язків між параметрами та дослідження виду їхніх функцій дозволяють прогнозувати значення параметра, що характеризує геологічний об'єкт за результатами вимірювання у лабораторних та свердловинних умовах.

Встановлення петрофізичних залежностей статистичними методами потребує виконання певних граничних умов при виборі колекції зразків із геологічних та фізичних параметрів. Так наприклад, критеріями є однорідність геологічного об'єкта, прийнятого як еталон, кількість зразків вибірки, перевірка гіпотези закону розподілу та інші [65].

У зв'язку з обмеженнями відбору керна матеріалу та можливості проведення лабораторних вимірів виконати умови створення колекції, що описує певний геологічний об'єкт дуже складно. На першому етапі стохастичного аналізу ми пропонуємо дослідити розподіл параметрів, що описують колекторські властивості порід продуктивного комплексу (коефіцієнт проникності, відкрита пористість, карбонатність).

На прикладі Хідновицького газового родовища розглянемо взаємний розподіл коефіцієнта проникності та карбонатності. Значення коефіцієнта проникності ( $K_{np} \approx 0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \div 5000,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) та карбонатності ( $C \approx 7,0 \% \div 76\%$ ) змінюється у широких межах [66]. На рисунку 3.1 наведено зіставлення розподілу коефіцієнта абсолютної проникності і карбонатності. Спостерігається загальний взаємний вплив карбонатності на проникність порід колекторів, але виділяються окремі зони із локальним зв'язком де порушується характер зв'язку. Наприклад т.1 ÷ т.18 за низької карбонатності проникність дуже низька, а на т. 32 ÷ 43 зменшення карбонатності зумовлює зростання коефіцієнта проникності. Крім того, спостерігаються ділянки коливання карбонатності, яка майже не призводить до зміни проникності.

На рисунку 3.2 наведені результати зіставлення розподілу коефіцієнта відкритої пористості та карбонатності, що підтверджують загальний зв'язок пористості порід неогенового віку з карбонатністю. Зазначена залежність характеризується однаковою функцією, але окремі ділянки описуються власними коефіцієнтами залежності. Рисунок 3.3 підтверджує наявність окремих груп порід, які описуються власними зв'язками.

Узагальнимо характеристику зв'язку фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом, ранжируючи розподіл карбонатності (рис. 3.4, рис. 3.5). На представлених рисунках спостерігаються дві зони, породи з низькою карбонатністю – до 7% ÷ 9%, та з високою – до 85%. У зоні низьких значень карбонатності коефіцієнт пористості характеризується високими значеннями від 9% до 27%, тобто при глинисто-карбонатному цементі пористість в основному зумовлена об'ємом глинистого цементу та розмірами зерен скелету. На величину проникності в цій зоні впливає не тільки карбонатність, але і структура порового простору. Тому при визначенні коефіцієнта проникності за геофізичними методами необхідно звертати особливу увагу на структуру порового простору. У зоні високих значень карбонатності пористість зменшується від 15% до 3%, а проникність набуває дуже малих значень –  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> ÷  $0,08 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Розглянутий зв'язок колекторських властивостей і карбонатності свідчить про значну диференціацію параметрів та взаємозв'язок між ними, що може послужити основою для визначення коефіцієнта проникності геофізичними методами.

У результаті дослідження характеристик розподілів фільтраційно-ємнісних параметрів та карбонатності виявлено значну диференціацію коефіцієнта проникності породи порівняно з карбонатністю і пористістю. Такі властивості колектора фільтрувати газ свідчать про наявність впливу на коефіцієнт проникності властивостей порового простору.

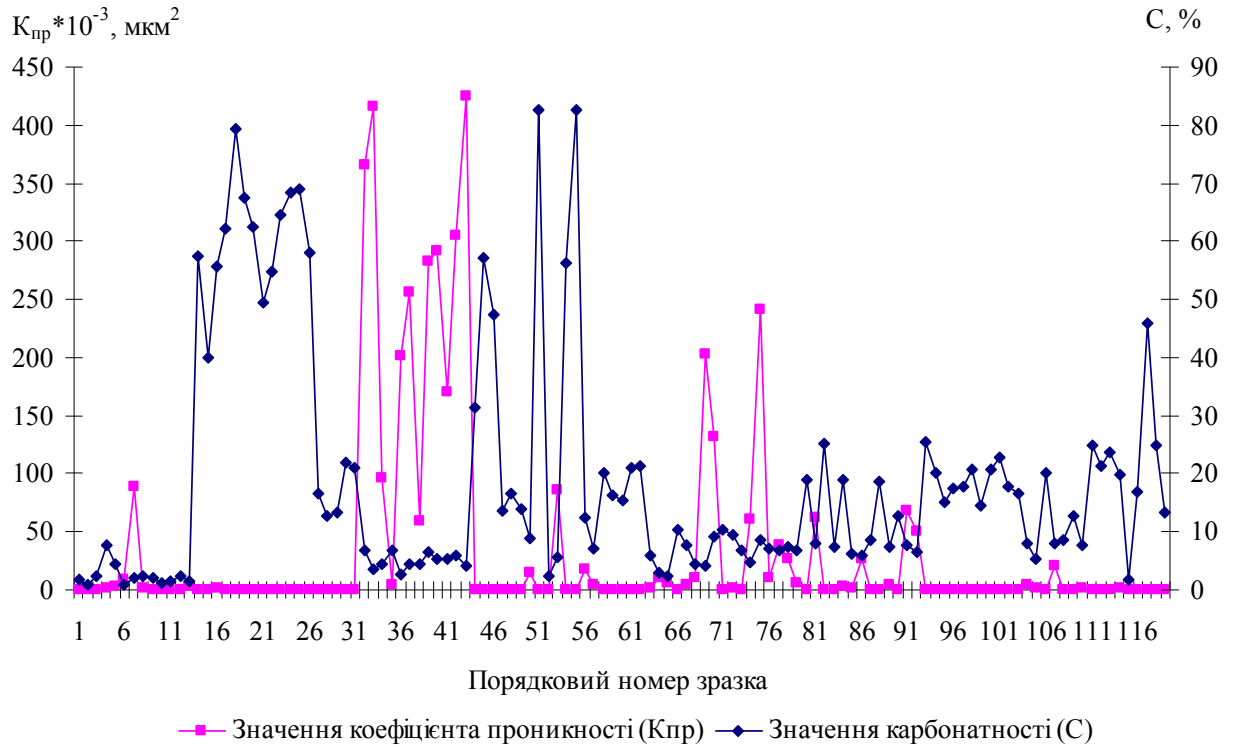


Рисунок 3.1 – Діаграма розподілу коефіцієнта проникності ( $K_{пр}$ ) та карбонатності ( $C$ ) порід-колекторів Хідновицького родовища

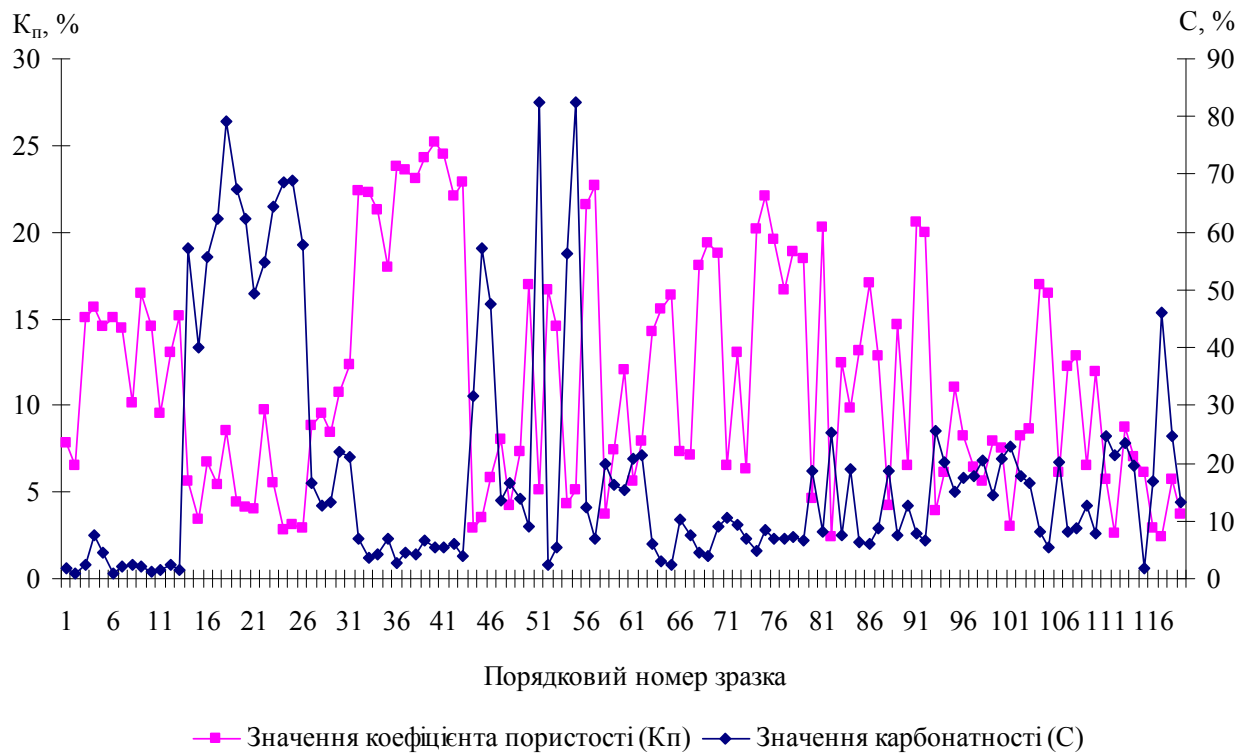


Рисунок 3.2 – Діаграма розподілу коефіцієнта пористості ( $K_n$ ) та карбонатності ( $C$ ) порід-колекторів Хідновицького родовища

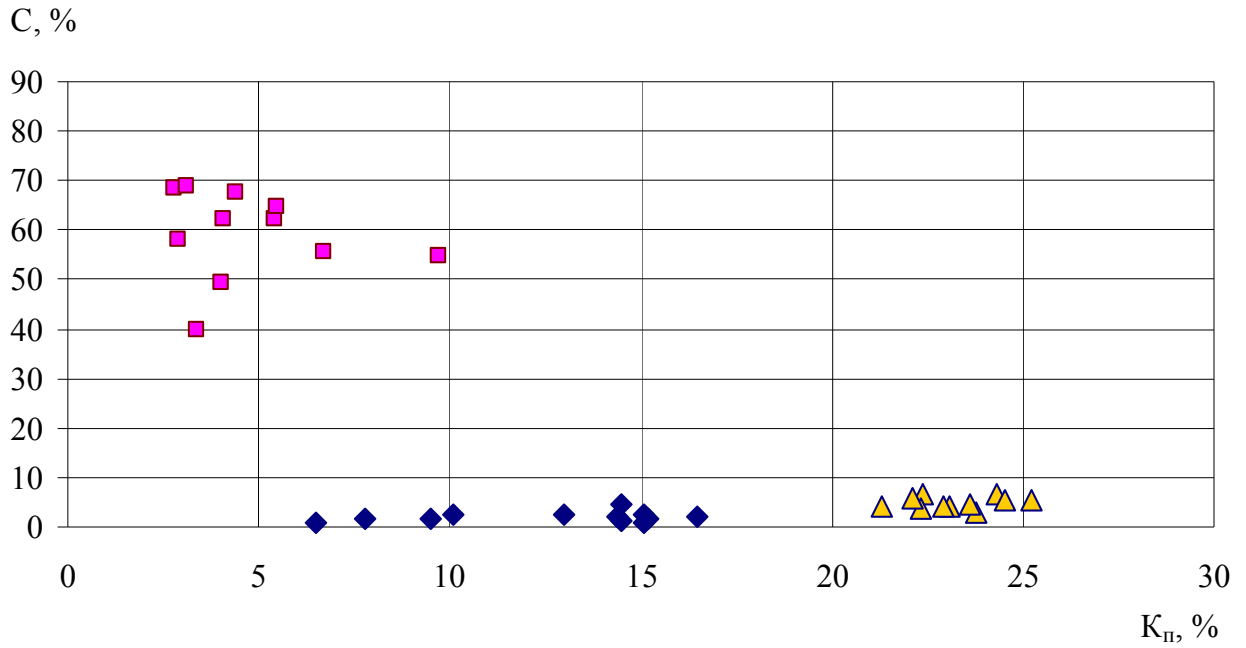


Рисунок 3.3 – Виділення окремих груп порід у неогенових відкладах Хідновицького родовища

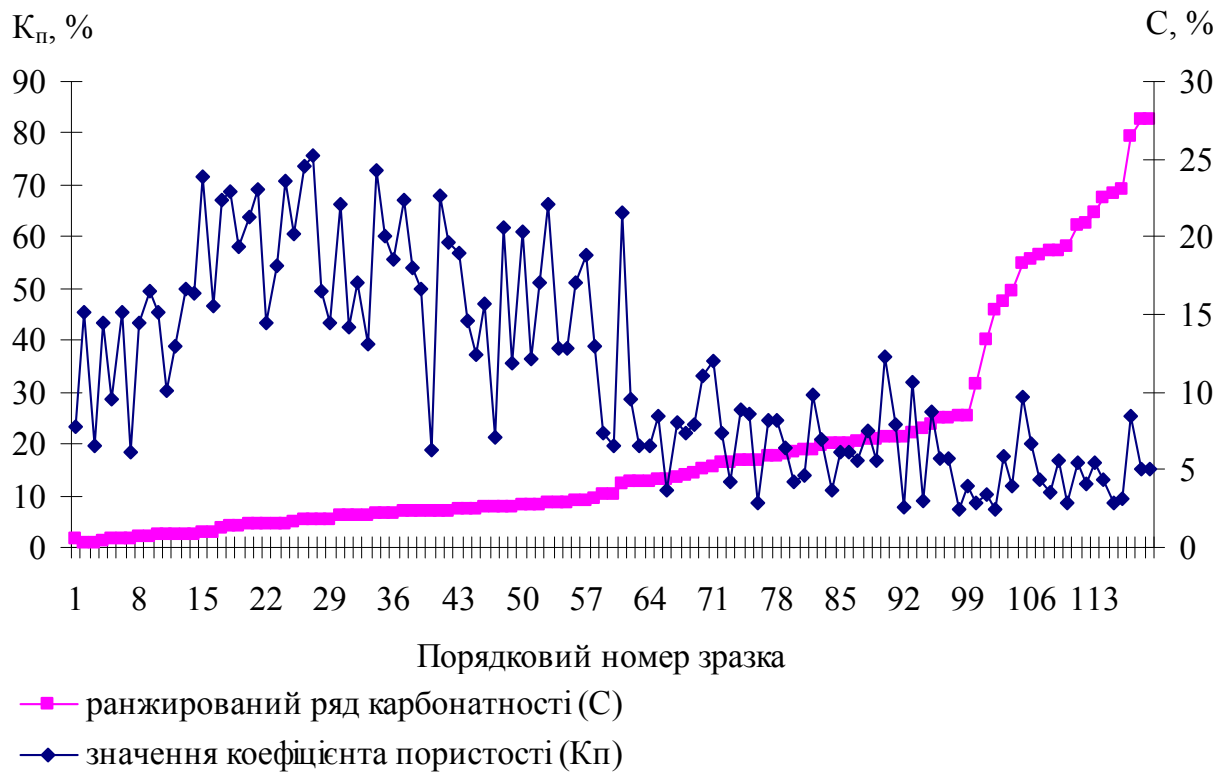


Рисунок 3.4 – Діаграма розподілу коефіцієнта пористості ( $K_n$ ) та кумулятивна крива карбонатності (С) порід-колекторів Хідновицького родовища

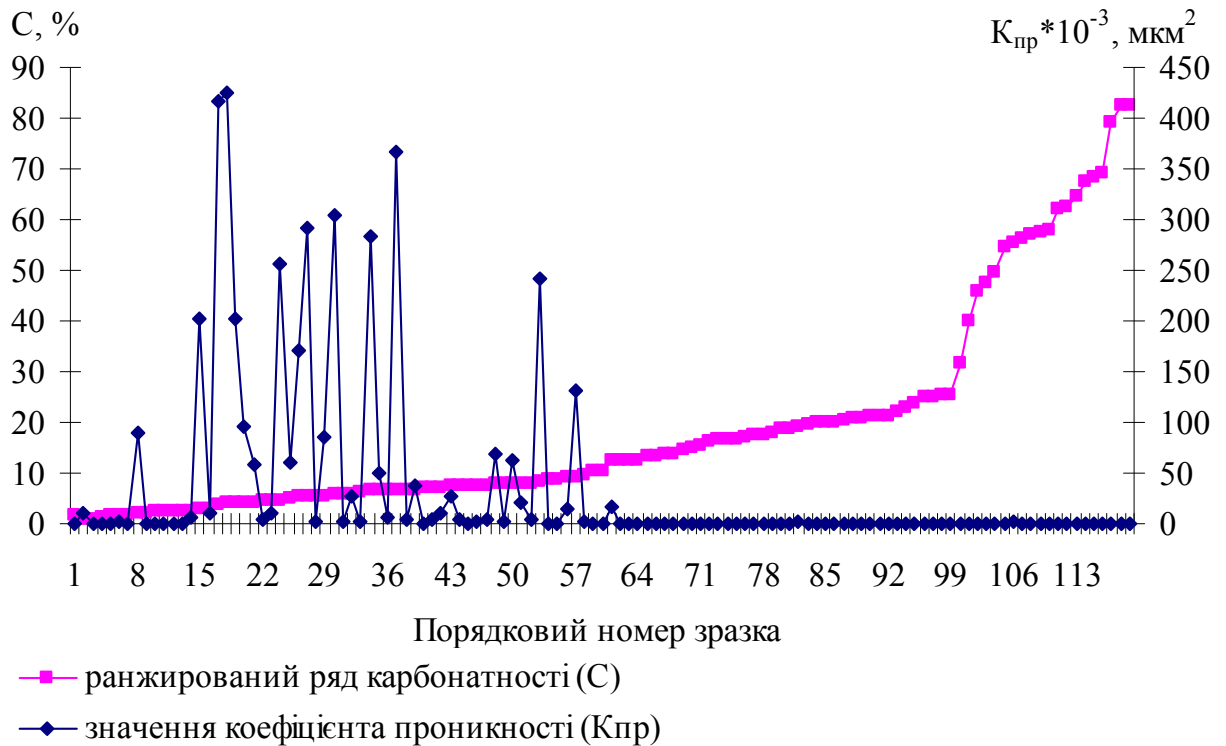


Рисунок 3.5 – Діаграма розподілу коефіцієнта проникності ( $K_{пр}$ ) та кумулятивна крива карбонатності (С) порід-колекторів

Хідновицького родовища

Середовище (колектор) належить до нерегулярних систем. Це зумовлює необхідність використання значної кількості параметрів для опису внутрішньої будови колектора. Імовірно, що певні параметри для характеристики колекторів є більш важливі, а інші – другорядні. Тому для формування робочої моделі необхідно, з одного боку, врахувати всі можливі фактори, що максимально наближують до дійсної, складної геологічної ситуації, а з другого – скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливість практичного моделювання і використання математичного апарату розв'язання стійких обернених задач. Дотриматись зазначених умов у процесі створення фільтраційної моделі продуктивних відкладів – дуже складно.

Основним параметром, що визначає фізичні властивості колектора, є структура порового простору. Леворсен А. І. [67] припускає, що структура порового простору зумовлена складним співвідношенням різних факторів,



що впливають на пористість колектора. Для характеристики властивостей порового простору оптимальними параметрами є об'єм порового простору, питома поверхня і геометрія пор. Геометрія пор характеризується діаметром пор, формою, шляхами з'єднання між порами, кількістю великих пор. Крім того, важливим є характер упаковки зерен скелета, та розподіл зерен за розмірами.

Такі параметри як пористість та питома поверхня мають реальну фізичну величину, яку можна визначити і описати кількісною характеристикою. Представити кількісну характеристику геометрії порового простору у зв'язку з складністю її будови – нелегко. Складність структури порового простору реальних гірських порід зумовлює труднощі створення універсальної моделі. Локалізація характеристик геологічного об'єкта є основним напрямом аналізування ємнісно-фільтраційних властивостей порід колекторів при аналізі видобувальних властивостей продуктивних відкладів.

Дослідження зв'язку фільтраційних властивостей колектора з параметрами порового простору – надзвичайно складне завдання, особливо якщо визначені петрофізичні залежності за лабораторними дослідженнями необхідно переносити на реальний геологічний і геофізичний матеріал. Найчастіше встановлені геологічні параметри, що характеризують поровий простір і визначають фільтраційні властивості, встановити у свердловинних умовах неможливо, тобто перенести методика до реального неоднорідного геологічного простору проблематично [68] і в цьому разі необхідно приймати інтегровані значення параметрів.

Застосування інтегральних характеристик структури порового простору колектора для побудови емпіричних залежностей з геофізичними параметрами зумовлює труднощі підвищення точності визначення коефіцієнта проникності. Для локального геологічного об'єкта, що описаний однаковими геометричними параметрами порового простору, можливо досягти підвищеної точності з визначення  $K_{np}$ .

Лейбензон Л. С. [69], аналізуючи теоретичні і експериментальні

дослідження, проведені для перевірки закону фільтрації, зазначає, що проникність залежить головне від пористості колектора і характерного розміру порового простору. Як характерний розмір приймають розмір пор або зерен скелету, частіше середній. Крім того, використовують величину питомої поверхні порового простору.

Розмір (діаметр) зерен скелета – реальна фізична величина, щільно пов'язана з таким параметром як об'єм. Об'єм зерна правильної форми (куб, куля, ромбоїд) однозначно визначається математичними формулами, а для тіла неправильної форми (зерно кварцу, польового шпату та ін.) необхідно провести декілька вимірювань для визначення об'єму. Це, в свою чергу, ускладнює визначення розмірів зерен. У певних обмеженнях можна визначати деякі властивості, зумовлені розміром зерен. Наприклад, природна радіоактивність (інтенсивність гамма-квантів) зумовлена кількістю зерен у глинистій фракції, тобто можна визначити вміст зерен дисперсної фракції.

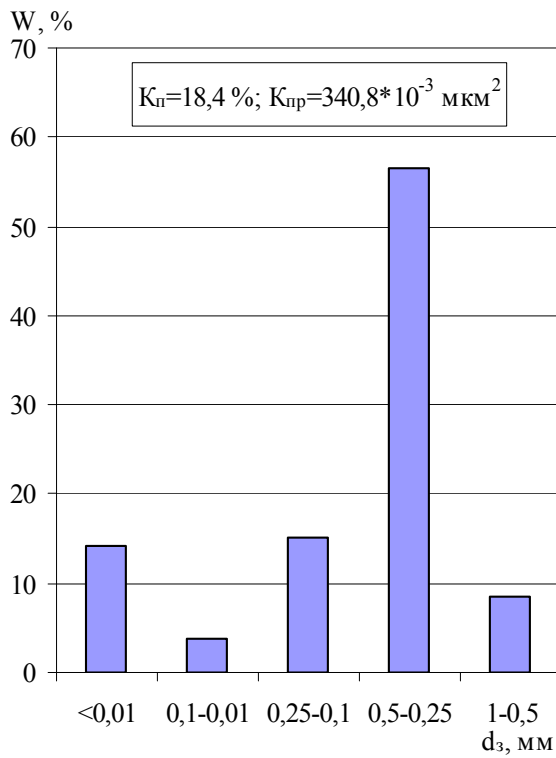
Найбільш поширеним методом визначення розмірів зерен є метод гранулометрії. Породу-колектор дезінтегруються на складові компоненти і на ситі розподіляють за розміром. Розподіл зерен за розміром та їхнім вмістом відтворює умови басейну накопичення осадів. Співвідношення кількості зерен за розміром у зразку визначає характеристику порового простору.

Розглянемо характеристику порового простору за результатами гранулометричного аналізу. Ми використали результати лабораторних досліджень гранулометричного аналізу та фільтраційно-ємнісні параметри неогенових глинистих пісковиків Карпатського регіону та чистих пісковиків візейських відкладів ДДЗ (додаток Б, табл. Б.1, Б.2).

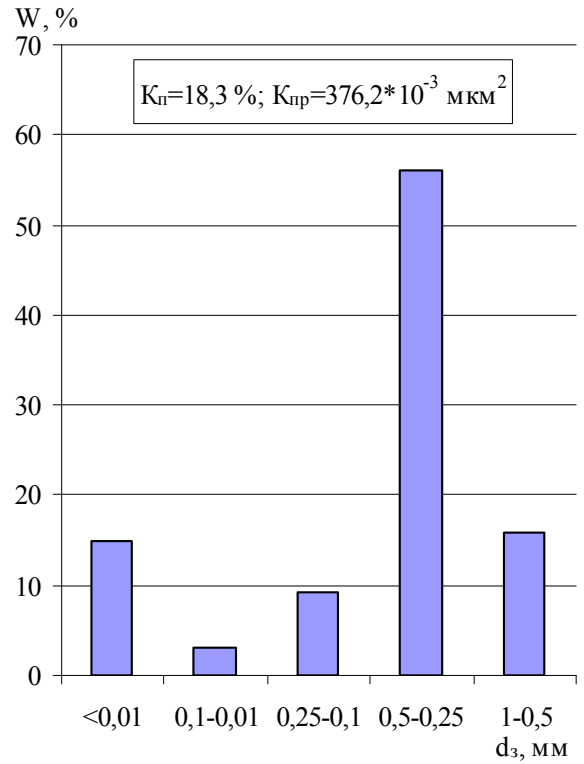
Пісковики сарматських відкладів характеризуються різнозернистістю, вапняковистістю від слабозцементованих до міцних. Тип цементування базальний, порово-базальний, цемент глинисто-карбонатний і карбонатний. Трапляються прошарки слабозцементованих пісковиків. Пісковики візейських відкладів складаються з зерен кварцу різного діаметра. Цемент породи в основному глинистий, невеликого вмісту.

За даними гранулометричного аналізу основний вклад зерен за діаметром розподіляється (середнім значенням) в діапазоні 0,36 мм – 0,17 мм. У цьому діапазоні діаметрів знаходяться медіані значення за вмістом для кожного зразка. Зразок породи характеризують, найчастіше, медіанним діаметром за графіком розподілу. Зразки, що характеризуються високим ступенем відсортованості, на графіку розподілу зерен за діаметром мають чіткий максимум за вмістом конкретної фракції. Зразки з хорошою відсортованістю характеризуються високою пористістю та проникністю (рис. 3.6). З рисунка 3.6 а, б видно, що зразки а, б мають подібну характеристику з розподілу зерен за діаметром, що зумовлює близькі значення коефіцієнтів пористості і проникності. Зразок рис (3.6 в) відмічається незначним збільшенням вмісту медіанної фракції, але характеризується суттєвим зростанням коефіцієнта проникності. Крім того, у зразка рис. (3.6 в) менше глинистої фракції, що також впливає на збільшення проникності, тобто пори менше заглинизовані. На рис. 3.6 г відмічено два діапазони з максимальним вмістом зерен різного діаметра, що зумовило зменшення коефіцієнта пористості і проникності внаслідок збільшення щільності упаковки зерен. Глинистість зразка навіть зменшилась. Розподіл зерен за діаметром із максимальним вмістом двох різних фракцій призводить до зменшення пористості за рахунок іншої упаковки та зміни геометрії порового простору.

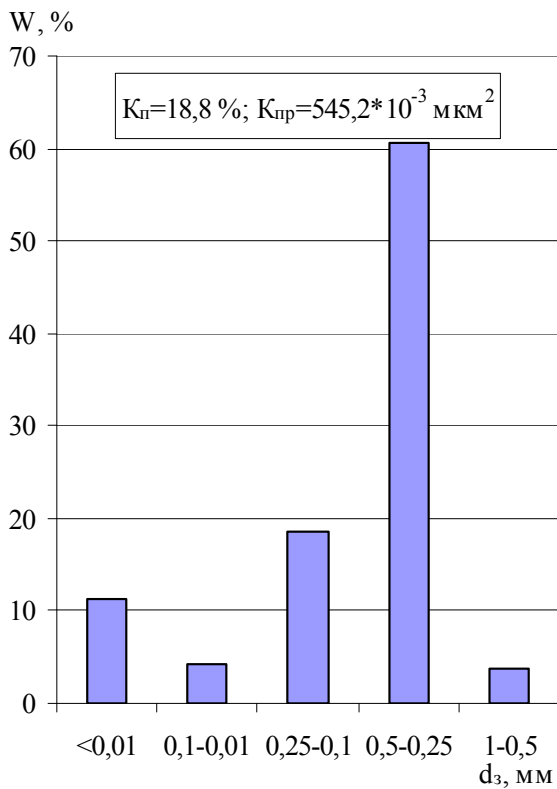
На величину коефіцієнта пористості та проникності суттєво впливає ступінь відсортованості. У цьому разі розподіл діаметра зерен матиме різний характер. При асиметричній формі розподілу на величину пористості впливає величина діаметра зерен.



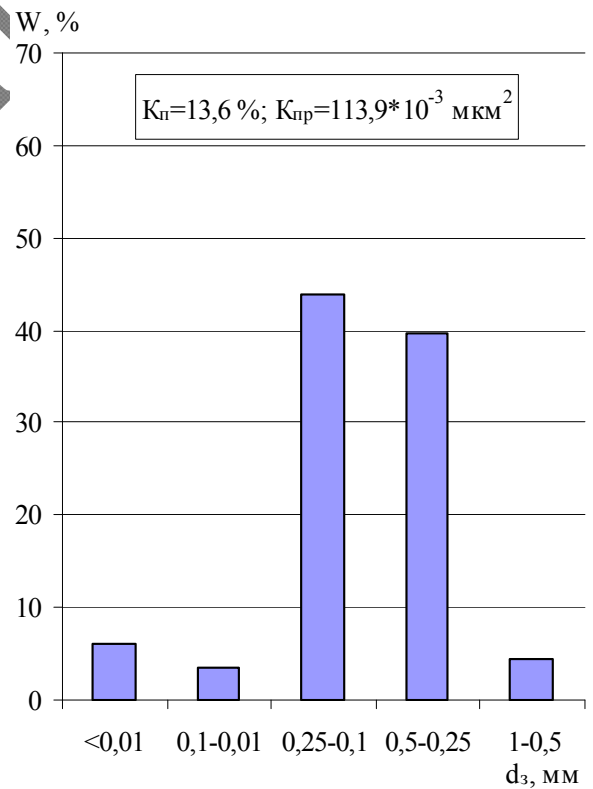
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.6 – Діаграми розподілу зерен скелету пісковиків за діаметром

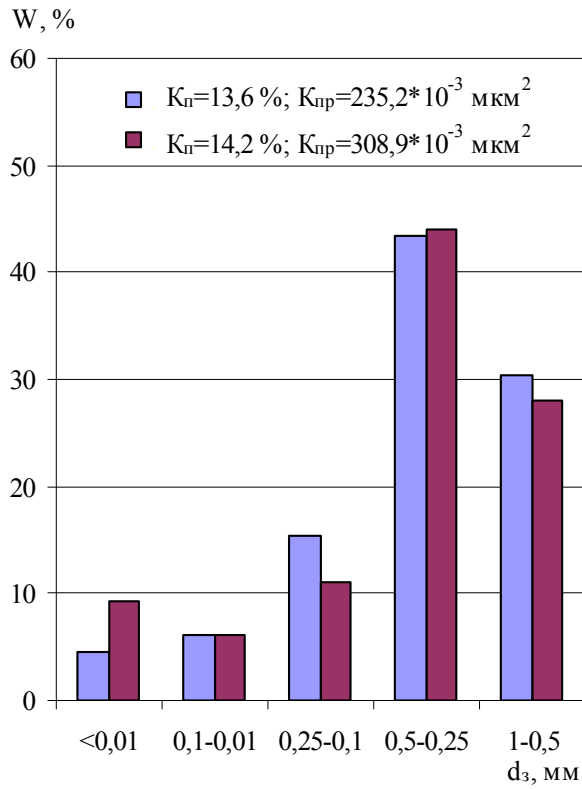
На рисунку 3.7 а спостерігається зростання частки зерен із більшим діаметром (середнє значення діаметра – 0,75 мм). Такий розподіл зерен за діаметром свідчить про те, що за менших значень пористості суттєво збільшується коефіцієнт проникності внаслідок зміни геометрії порового простору. Зростання частки зерен більшого діаметра зумовлює збільшення проникності рис. 3.7 б. Крім того, аналіз характеристики розподілу зерен за діаметром дозволяє контролювати результати лабораторного аналізу визначення  $K_n$  та  $K_{np}$ . На рис 3.7 в видно, що за такого розподілу діаметрів отримати  $K_n = 22,5$  і  $K_n = 22$  не можна. Зразок рис. 3.7 г треба додатково проаналізувати, тому що за однакової пористості та більшій частці максимуму коефіцієнт проникності суттєво зменшується.

Перевіримо характеристику зв'язку коефіцієнта пористості та проникності для різних типів закону розподілу зерен за діаметром. Вибрано групу зразків з високим ступенем сортування та групу з низьким ступенем відсортованості. Зразки вибрані із загальної колекції. На рисунку 3.8 а наведені точки з високим ступенем відсортованості для, яких зв'язок характеризується степеневою функцією з коефіцієнтом кореляції  $R = 0,92$ . Зразки з поганою відсортованістю (рис. 3.8 б) характеризуються низьким коефіцієнтом кореляції  $R = 0,489$ . Встановлена залежність свідчить, що для другої групи вплив геометрії порового простору на зв'язок пористості і проникності породи є більшим.

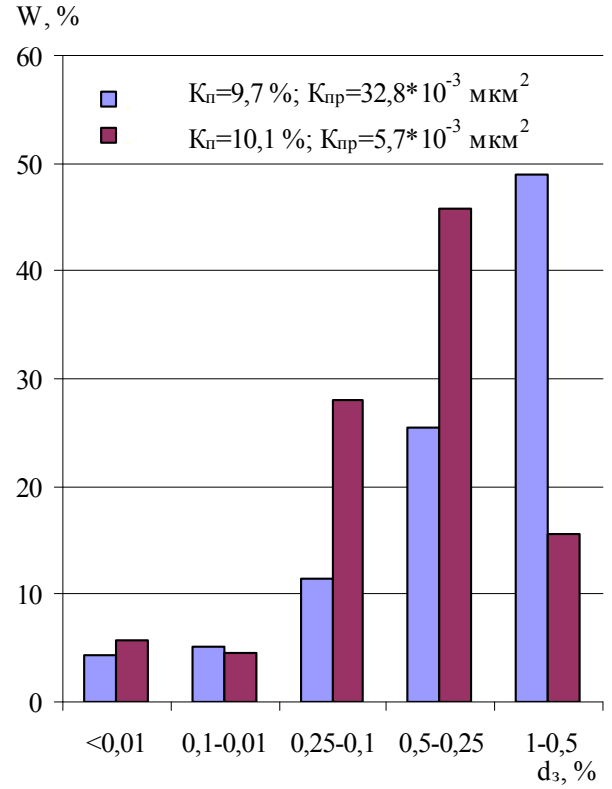
Для характеристики фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, крім форми закону розподілу зерен за діаметром, ще використовується середньозважене значення діаметра зерен

$$D_c = \sum_{n=1}^N \xi_n d_n / \sum_{n=1}^N \xi_n \sum_{i=1}^N d_i \quad (\xi_i - \text{частка окремого діапазону діаметра зерен, } N -$$

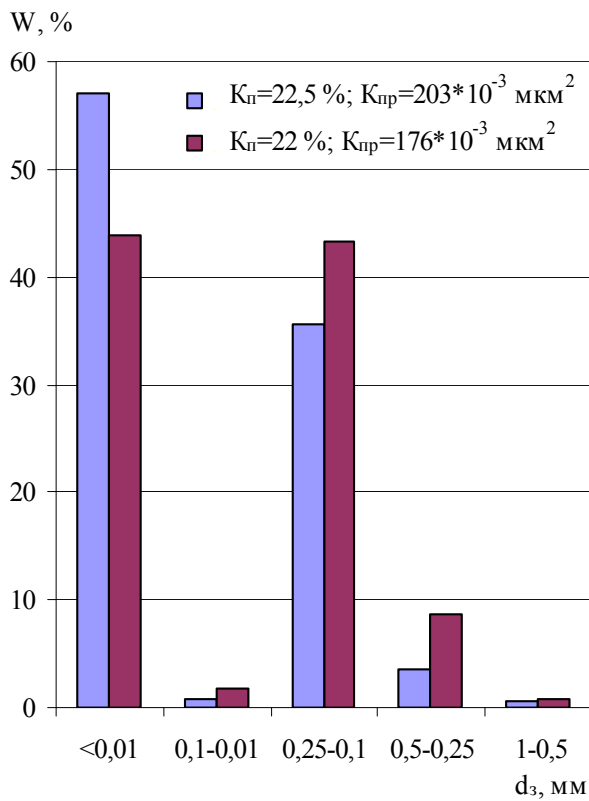
кількість діапазонів). Середньозважене значення діаметра зерен не відображає умови накопичення осадів, а вказує на зернистість породи.



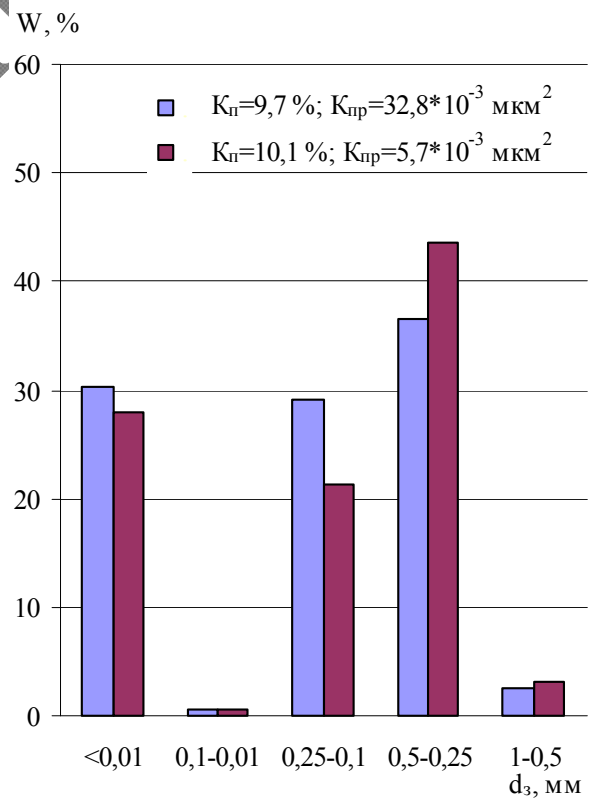
а)



б)

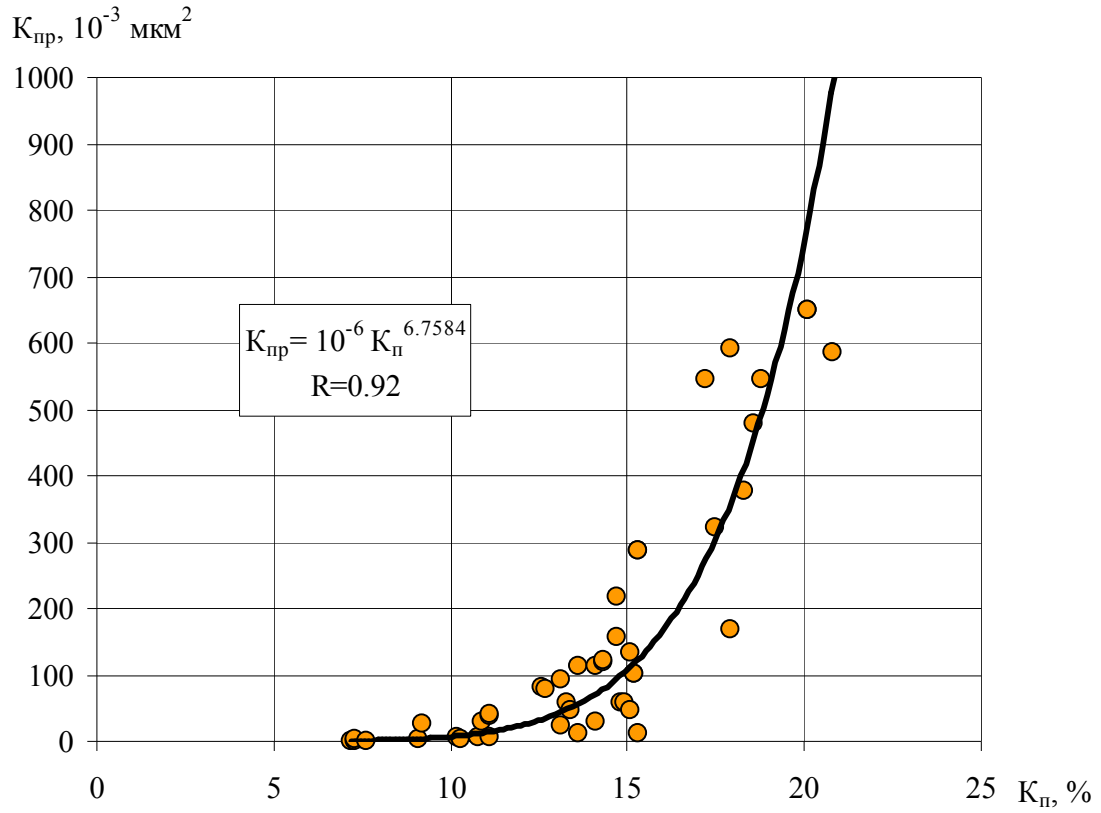


в)

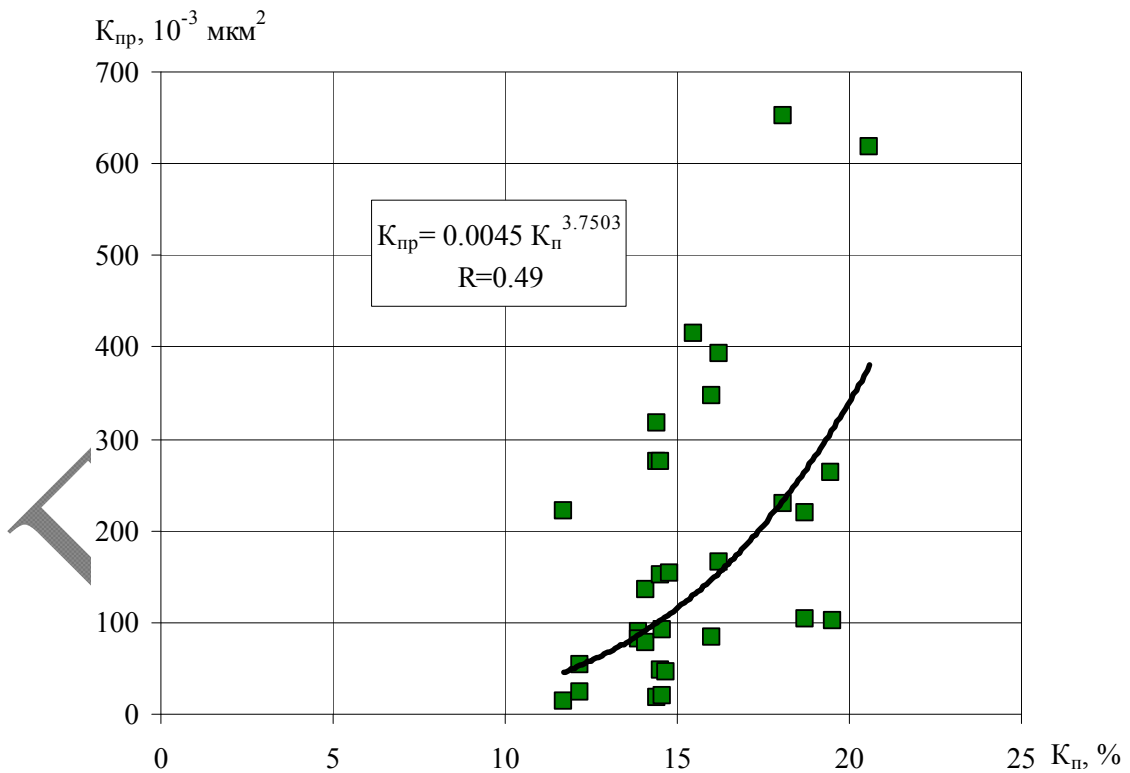


г)

Рисунок 3.7 – Діаграми розподілу зерен скелета пісковиків за діаметром



а)



б)

Рисунок 3.8 – Залежність коефіцієнта проникнення ( $K_{пр}$ ) від коефіцієнта пористості ( $K_n$ ): а) породи-колектора з високим ступенем відсортованості; б) породи-колектора з низьким ступенем відсортованості

Для характеристики гранулометричного розподілу зерен з урахуванням частки фракції з більшим діаметром та вмістом до загальної кількості зерен запропоновано параметр співвідношення діаметрів зерен, розрахований за формулою  $M = \sum_{n=1}^N \xi_i d_i / N$  ( $\xi_i$  – частка окремого діапазону діаметра зерен,  $N$  – кількість діапазонів). Параметр співвідношення діаметрів зерен  $M$  характеризує умови накопичення осадів у процесі формування породи та вказує на зернистість порід пісковиків. Максимальні значення величини  $M$  характеризують породу з хорошою відсортованістю, а мінімальні – свідчать про погану відсортованість зерен під час формування породи-колектора.

На рисунку 3.9 наведена залежність між середнім діаметром та параметром  $M$ . Відповідно до величини коефіцієнта кореляції  $R = 0,83$  зв'язок характеризується достатньою величиною. Але існуюча розбіжність вказує різну природу цих фізичних величин, тобто за одного середнього діаметра розподіл діаметра зерен може бути різний.

Розглянемо зв'язок параметра  $M$  з колекторськими властивостями породи. Нормуємо коефіцієнт пористості параметром  $M$  за формулою  $\Psi = K_n \cdot M$  та  $\Psi_{ск} = (1 - K_n) \cdot M$ . На рисунку 3.10 а наведена залежність параметра  $\Psi$  з  $M$ , що демонструє загальний зв'язок об'єму порового простору з параметром  $M$ , який описує розподіл зерен за діаметром. На рисунку 3.10 б наведена залежність параметра  $\Psi$  з параметром співвідношення діаметрів зерен  $M$ , що демонструє щільний зв'язок  $M$  з об'ємом скелета породи.

З використанням параметра  $\Psi$  досліджено зв'язок нормованого значення коефіцієнта пористості та коефіцієнта проникності. Отримана залежність характеризується логарифмічною функцією з коефіцієнтом кореляції  $R = 0,78$  (рис. 3.11 а). Для аналізу залежності представлена група точок, розділена на окремі зони, що описуються однаковим значенням параметра  $M$ .



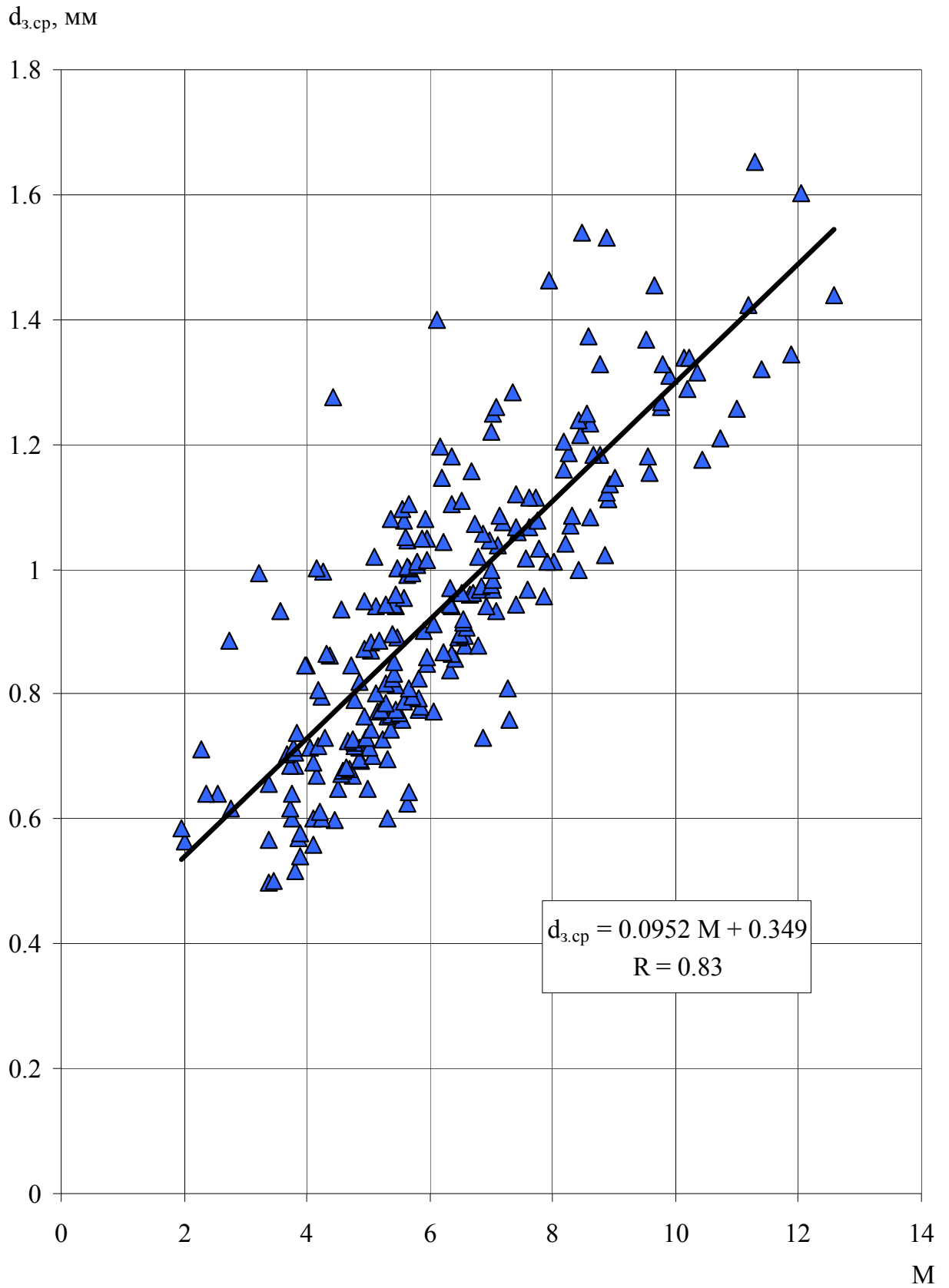
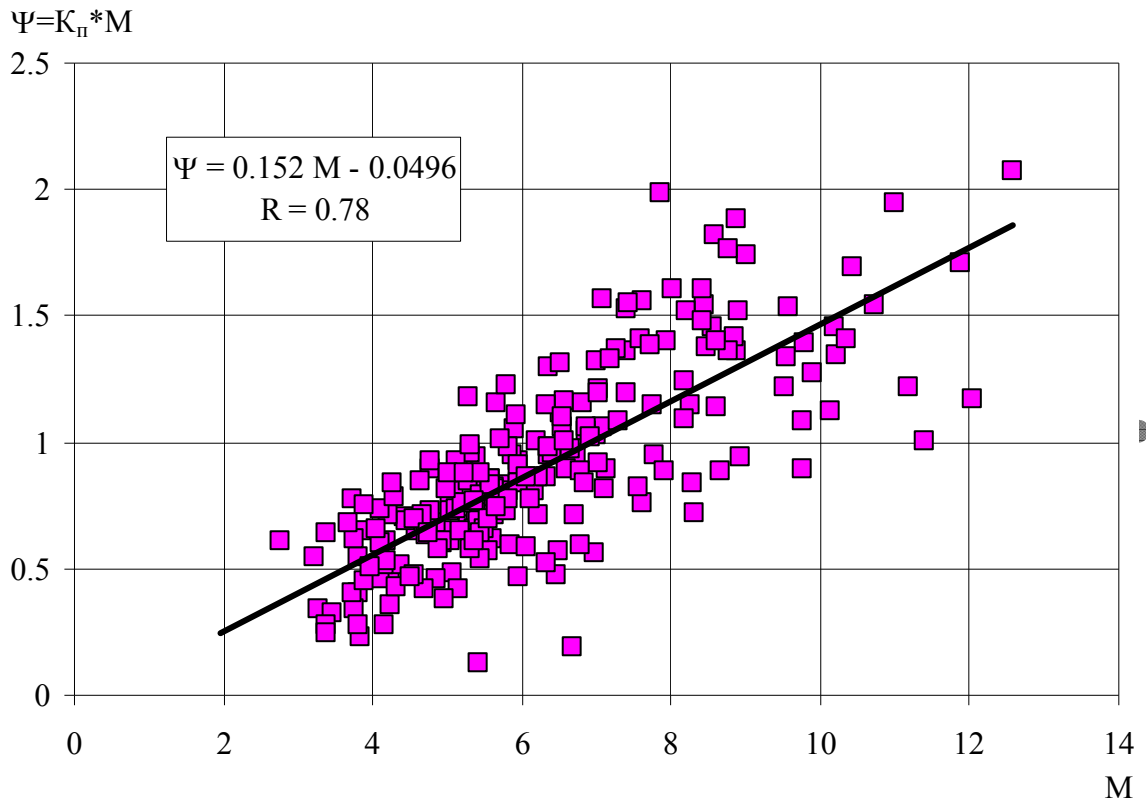
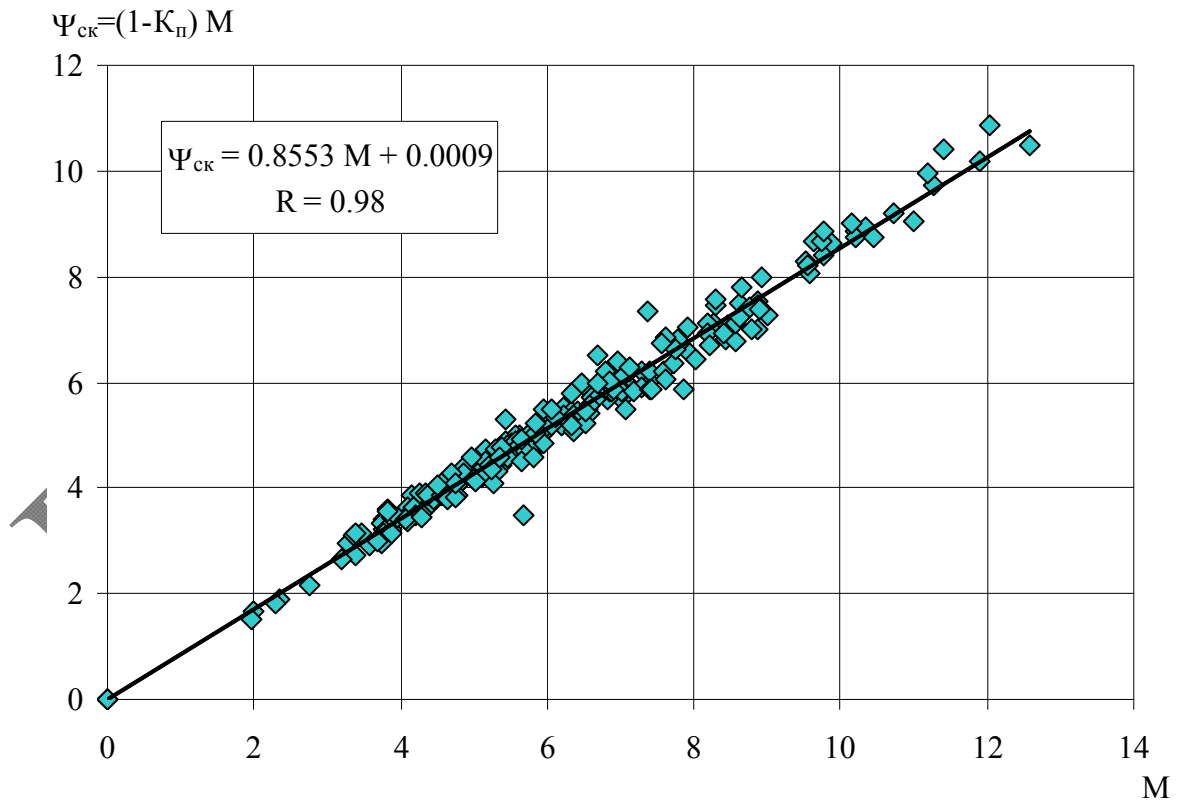


Рисунок 3.9 – Зв'язок середнього діаметра зерен скелета породи ( $d_{3.cp}$ ) з параметром  $M$



а)



б)

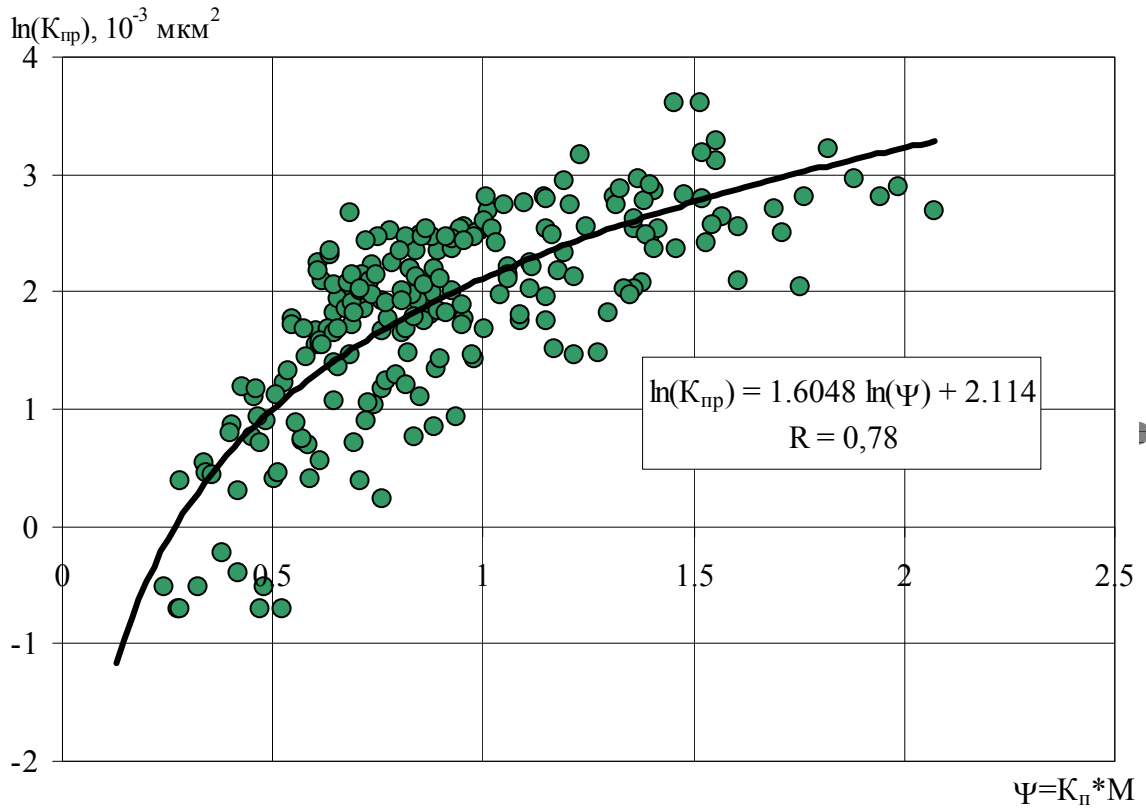
Рисунок 3.10 – Залежність нормованого коефіцієнта пористості від параметра  $M$

На рисунку 3.11 б наведена залежність для окремих зон. Залежності характеризуються логарифмічною функцією, а графіки функції майже паралельно розташовані на планшеті. Виходить, що зв'язок коефіцієнта проникності з об'ємом порового простору для одного виду закону розподілу зерен за діаметром описується високим коефіцієнтом кореляції.

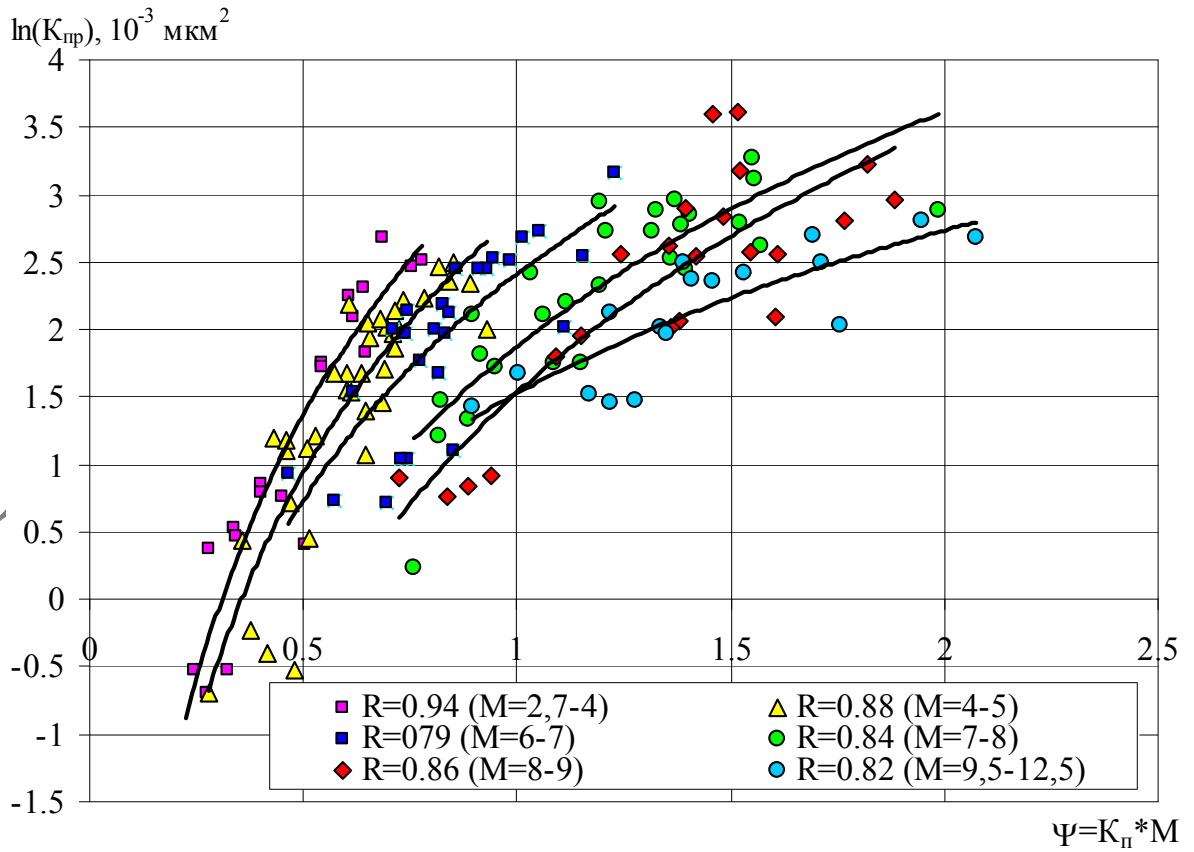
Розглянемо зв'язок коефіцієнта проникності з об'ємом пор і розміром зерен скелета породи. У таблиці 3.1 наведені результати зіставлення даних гранулометрії та значень відкритої пористості і коефіцієнта абсолютної проникності. Використаємо параметр  $M$  співвідношення діаметрів, що характеризує умови накопичення осадів у процесі формування породи, та параметр  $\Psi$ , який вказує на зв'язок пористості із параметром  $M$ .

У першій ситуації (табл. 3.1) за однакового коефіцієнта пористості коефіцієнт проникності пісковиків різний. У другому зразку проникність збільшилася з  $67,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $94,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Така ситуація пояснюється збільшенням частки зерен більшого діаметра. Для першої ситуації значення коефіцієнта  $M$  змінюється з 6,603 до 10,214 внаслідок збільшення частки зерен з діаметром 0,5–0,25 мм і, крім того, збільшилась частка глинистої фракції. Друга ситуація подібна, тобто при пористості 12,6 % і 12,8 % проникність четвертого зразка трішки збільшується внаслідок зростання коефіцієнта  $M$  і зменшення глинистості від 15,3 % до 12,8 %.

Розглянемо третю ситуацію. Спостерігається збільшення проникності з  $14,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $46,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> у шостому зразку, хоча коефіцієнт  $M$  зменшився. Така характеристика зумовлена суттєвим зростанням частки одного діаметра 0,25–0,1 мм. Більша частка одного діаметра зумовлена високим ступенем сортування зерен при накопиченні осадів та змінила структуру порового простору. У цьому разі більшу роль відіграють умови формування колектора, а не діаметр зерен. Така ситуація підтверджує складність оцінювання будови порового простору. У таких ситуаціях необхідно проводити додаткові дослідження.



а)



б)

Рисунок 3.11 – Залежність логарифма коефіцієнта проникнення від нормованого коефіцієнта пористості ( $\Psi$ )

Таблиця 3.1

Результати лабораторних досліджень гранулометричного аналізу та фільтраційно-ємнісні параметри неогенових глинистих пісковиків Карпатського регіону та чистих пісковиків візейських відкладів ДДЗ

п/№	Ситуація, №	Гранулометричний склад						Параметр співвід- ношення діаметрів зерен ( $M$ )	Параметр ( $\Psi$ )	Відкрита пористість, %	Коефіцієнт проникності $10^{-3}$ , мкм <sup>2</sup>
		більше ніж 1 мм	1-0,5 мм	0,5-0,25 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,01 мм	менше ніж 0,01 мм				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	I – В	2,4	20	33,6	20,1	2	18,5	6,603	0.89	13,5	67,8
2	I – В	9,8	45,8	14,2	10	2,1	12,2	10,214	1.34	13,2	94,7
3	II – В	-	10,5	50,2	13,2	5,7	15,3	5,697	0.71	12,6	127,1
4	II – В	-	29,1	38	14,2	3,1	12,8	7,616	0.79	12,8	135
5	III – В	-	4,7	26,7	42,9	7,1	15,5	4,160	0.60	14,6	14,8
6	III – В	-	1,0	10,4	66,6	10,8	8,4	3,276	0.48	14,7	46,7
7	IV - В	-	19,2	42,6	16,5	4,2	11,6	6,552	0.87	13,3	63,2
8	IV - В	-	1,2	41,1	43	5,8	0,15	4,662	0.62	13,3	58
9	V – В	-	5,4	23,4	46,3	2,2	22,7	4,092	0.76	18,1	229,1
10	V – В	-	1,4	23	45,7	1,1	28,7	3,431	0.62	18,3	174,3
11	VI-НД	3	16	22,5	14	13	9	5,231	1.35	25,9	328
12	VI-НД	-	4,0	31	23	18,5	10,6	3,806	0.98	25,8	243
13	VII-НД	-	-	26	32,5	15,5	3,3	3,1382	0.12	4,1	0,1
14	VII-НД	-	-	6	29	20	8,9	1,626	0.06	4,1	0,1
15	VII-НД	5	7	22,5	22	19,5	9	4,6208	0.71	15,5	0,3

Четверта ситуація свідчить про невелику розбіжність коефіцієнта проникності за відносно більшого значення коефіцієнта  $M$ . Більша частка зерен із діаметром 1-0,5 мм зумовила збільшення проникності в зразку № 7.

Ситуація п'ята свідчить про залежність коефіцієнта проникності від діаметра зерен скелета. Фракційний склад зразків № 9, 10 майже однаковий, але зростання частки фракції з діаметром 1-0,5 мм призводить до збільшення середнього діаметра  $i$ , як наслідок збільшення проникності.

Розглянемо пісковики, пісковики алевритові неогенових відкладів родовищ Передкарпатського прогину. Ситуація шість (табл. 3.1) вказує на збільшення коефіцієнта  $M$  та вплив середнього діаметра зерен скелету породи на коефіцієнт проникності. Збільшення діаметра призводить до збільшення проникності, подібно до розглянутих ситуацій, що підтверджує загальний закон залежності пористості і проникності колекторів різних стратиграфічних горизонтів. Така ситуація спостерігається на багатьох зразках.

Розглядаючи ситуацію сім, можна побачити, за однакових значень пористості для зразка № 13  $M = 3,13$ , а для зразка № 14  $M = 1,62$ . За таких умов для даних зразків властива мала і однакова проникність ( $K_{np} = 0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). За доволі високого коефіцієнта  $M = 3,13$ , зразок № 13 має дуже малу пористість. Зразки № 13, 14 характеризуються глинисто-карбонатним цементом з величиною карбонатності  $C = 28,8$  %, що і призвело до зменшення пористості. Зразок № 15 характеризується високим значенням коефіцієнта  $M = 4,63$ , та високою пористістю  $K_n = 15,5$  %, а коефіцієнт проникності дуже малий –  $K_{np} = 0,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. У цьому разі порода пісковик характеризується глинисто-карбонатним цементом ( $C = 25,4$  %), що привело до зменшення діаметра пор домішками карбонатів.

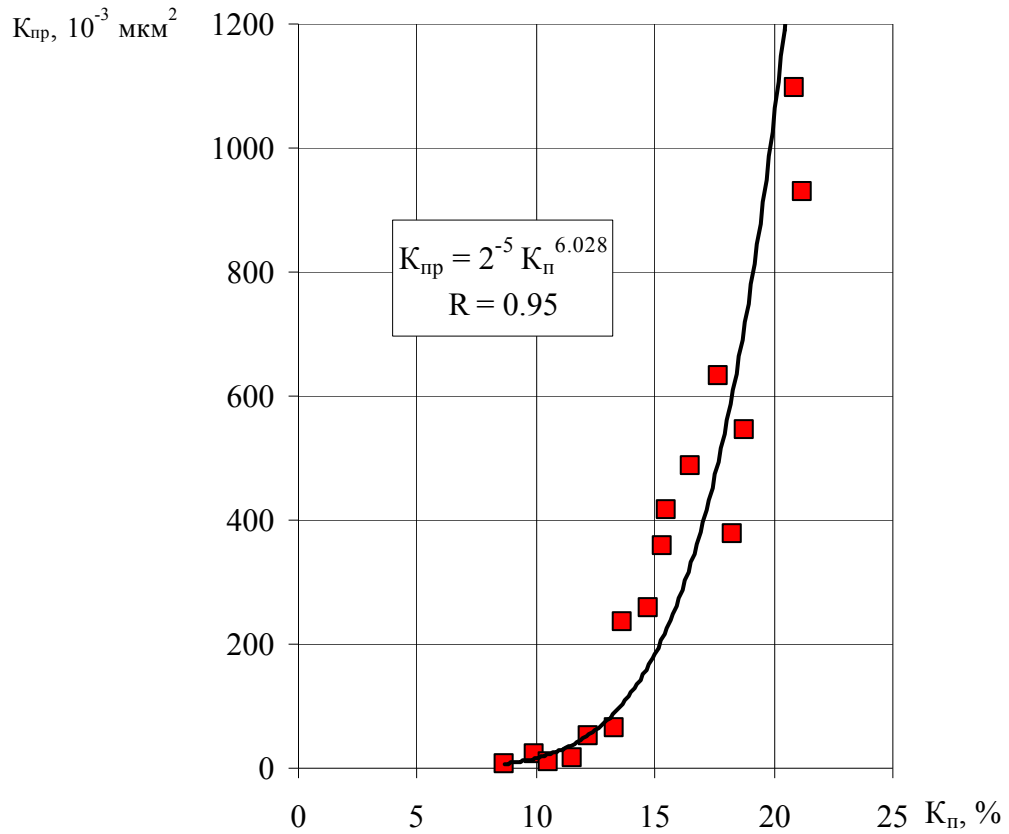
Із загальної колекції результатів гранулометричного аналізу вибрано зразки з однаковими колекторськими властивостями, але різними значеннями коефіцієнта проникності та параметра  $M$  і розділено на дві групи за величиною параметра  $M$ . Одна група з більшим значенням  $M = 7,5 \div 11$ , а

інша – з меншим значенням  $M = 2,5 \div 7,4$ . Для виділених груп досліджено залежність коефіцієнта пористості і проникності. На рисунку 3.12 а наведена залежність для параметра  $M$  більшого значення з коефіцієнтом кореляції  $R = 0,95$ , та на рис. 3.12 б залежність з меншим значенням  $M$ . Коефіцієнт кореляції також великий  $R = 0,85$ .

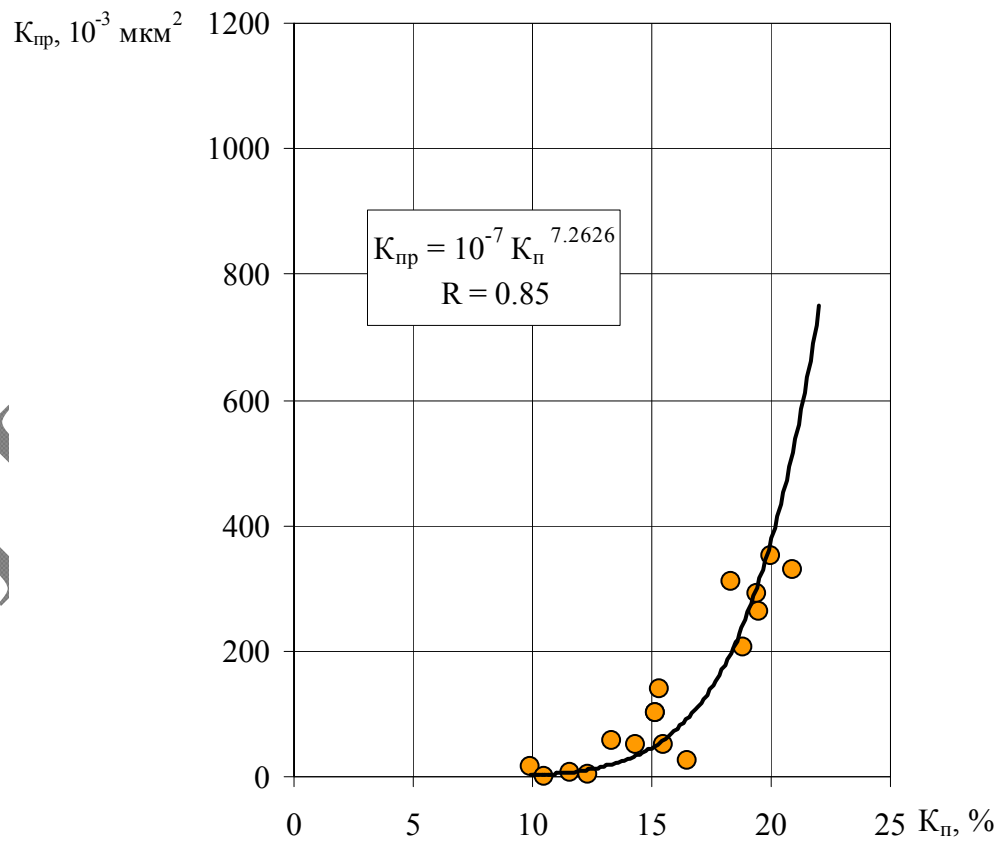
Проведений аналіз дозволив підтвердити залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості та характерного розміру порового простору для порід колекторів різного віку, але крім діаметра зерен існують і інші чинники, що змінюють закономірність зв'язку пористості та проникності.

Геометрія порового простору гірських порід достатньо складна, що зумовлює необхідність визначення кількісних характеристик та створення багатопараметричної моделі. Для прикладу поверхня порового простору може бути описана такими параметрами: формою поверхні, градієнтом нахилу поверхні, відстанню між точками дотику зерен скелета, формою уламків, формою каналу, звивистістю, об'ємом порового простору, питомою поверхнею та іншими. Але збільшення параметрів опису геометрії порового простору приводить до зростання невизначеності опису породи. Така постановка задачі зі встановлення параметричної оцінки геометрії порового простору значно ускладнює практичне визначення фільтраційних характеристик колекторів.

Розглянемо можливості уніфікованого комплексного підходу до оцінки параметра геометрії порового простору, що може об'єднати структуру порового простору, діаметр пор, характер насичення та інші параметри.



а)



б)

Рисунок 3.12 – Залежність коефіцієнта проникності ( $K_{пр}$ ) від коефіцієнта пористості ( $K_n$ ) при: а)  $M = 7,5-11,0$ ; б)  $M = 2,5-7,4$



### 3.2 Методичні аспекти визначення коефіцієнта проникності за результатами геофізичних досліджень свердловин

Фільтраційні властивості порід-колекторів є основною інформацією для ефективного вилучення запасів вуглеводнів з нафто-, газопродуктивних відкладів. Використання геофізичної інформації для визначення коефіцієнта проникності значно розширює можливості побудови фільтраційної моделі. Фільтраційні властивості колекторів безпосередньо не відображаються у фізичних полях, що зумовлює необхідність використання комплексування геофізичних параметрів.

Створенню геологічної і геофізичної фільтраційної моделі приділено багато наукових праць, зокрема Енгельгардта В. (1964 р.), Ханіна А. А. (1969 р.), Храмова В. Г. (1971 р.), Іванова В. А. (1974 р.), Баренблатта Г.І. (1984 р.), Елланського М. М. (1983 р.), Безродної І. М. (2007 р.) та інших. Багатопараметричність завдання та складність їхнього визначення за допомогою лабораторних і свердловинних досліджень створила умови, за яких для стохастичного моделювання зв'язків фільтраційних і геофізичних параметрів використовують, в основному, інтегральні параметри характеристики порового простору.

Вперше гранулярну модель, що складається з геометрично правильно упакованих однакових сферичних зерен, запропонував С. Сліхтер [70]. Форма елементарної комірки пор – ромбодр, утворений зіткненням між собою центрами восьми сферичних зерен. Кут утвореного ромбоєдра коливається в межах від 60 % до 90 % та характеризує ступінь сортування, від чого залежність коефіцієнт пористості. Для запропонованої С. Сліхтером гранулярної моделі встановлено залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості, параметра просвітленості та діаметра зерен. Рівняння залежності має вигляд:

$$K_{np} = d^2 n / [96(1 - K_n)], \quad (3.1)$$

де  $d$  – діаметр зерен моделі;

$n$  – параметр просвітлення;

$K_{np}$  – коефіцієнт проникності;

$K_n$  – коефіцієнт пористості.

З рівняння виходить, що, крім об'єму порового простору на величину проникності впливає діаметр зерен. Із використанням результатів гранулометричного аналізу розраховано середнє зважене значення діаметра зерен  $D_c = \sum_{n=1}^N \xi_i d_i / \sum_{n=1}^N \xi_i \sum_{i=1}^N d_i$  ( $\xi_i$  – частка окремого діапазону діаметру зерен,  $N$  – кількість діапазонів) і на основі цієї інформації розраховано коефіцієнт проникності за моделлю С. Сліхтера. Згідно результатів гранулометричних досліджень та відповідно до фільтраційно-ємнісних властивостей групуємо породи пісковиків за параметром співвідношення діаметрів зерен  $M$ . Рівняння (3.1) записуємо таким чином:

$$\hat{E}_{i\theta} = \left( \sum_{n=1}^N \xi_i d / \sum_{n=1}^N \xi_i \sum_{i=1}^N d_i \right)^2 n / [96(1 - \hat{E}_i)]. \quad (3.2)$$

де  $\xi_i$  – частка окремого діапазону діаметра зерен;

$N$  – кількість діапазонів;

$n$  – параметра просвітленості.

Величину параметра просвітленості запропоновано визначати емпіричним шляхом. Для чистих пісковиків  $n = 0,603K_n^{1.38}$ , а для глинистих –  $n = 0,603K_n^{1.142}$ .

За результатами досліджень керну (додаток Б, табл. Б.2) чистих пісковиків родовищ ДДЗ зіставлено коефіцієнт проникності лабораторних досліджень та розраховані за формулою (3.2). Результати зіставлення наведені на рисунку 3.13, з якого видно, що щільність зв'язку характеризується коефіцієнтом кореляції  $R = 0,72$ . Коефіцієнт кореляції описує доволі щільний зв'язок, що характеризує загальну відповідність

результатів лабораторних досліджень та модельних побудов, тому цю модель можна використовувати для визначення коефіцієнта проникності з урахуванням розподілу зерен за діаметром.

Для представленої колекції діапазон зміни параметра співвідношення діаметрів зерен  $M$  достатньо широкий – від 1,8 до 8,5, а для порід неогенового віку родовищ Передкарпатського прогину змінюється від 0,15 до 6,0. Такі породи характеризуються малою пористістю (3 % ÷ 8 %), виповнені карбонатно-глинистим цементом із карбонатністю від 28 % до 12,6 % і зміною коефіцієнта  $M$  від 0,15 до 1,5 (додаток Б, таблиця Б.1)

Вибрано значення  $K_n$ ,  $K_{np}$ , для яких параметр  $M$  приймає однакову величину в межах одиниці. Тобто досліджено зв'язок коефіцієнта проникності і пористості за однакових значень параметра  $M$ . На рисунку 3.13 наведені точки з урахуванням однакових значень параметра  $M$ , що згрупувались у певній послідовності. Характер розташування цих точок свідчить про залежність коефіцієнта проникності від розподілу зерен за діаметром, тобто геометрії порового простору, і підтверджує необхідність врахування геометрії порового простору.

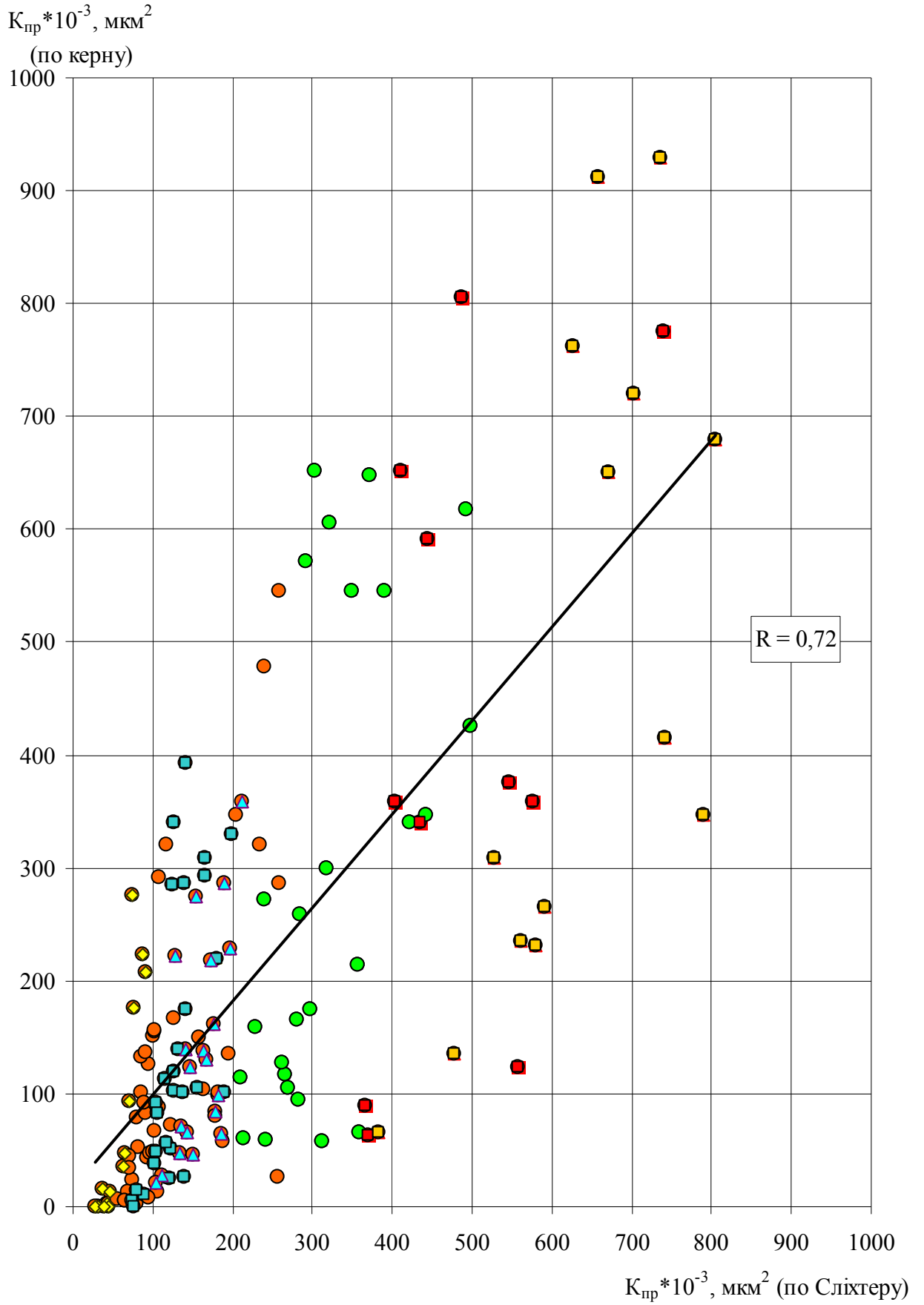


Рисунок 3.13 – Зіставлення коефіцієнта проникності, визначеного за керном та за моделлю С. Сліхтера

На відміну від моделі С. Сліхтера, у 1933 р. К. Терцагі [71] пропонує математичну модель для однакових сферичних зерен, але з хаотичною упаковкою. Модель описано також з умовними припущеннями: перетин каналу фільтрації має форму трикутника; довжина каналу збігається з кількістю часток на одиницю площі. Гідравлічний радіус розраховується за умови трикуткової форми каналу з однаковими сторонами і дорівнює  $r_0 = \sqrt{S/12\sqrt{3}}$ . Фільтраційну модель породи-колектора описано рівнянням виду:

$$K_{np} = AK_n^2 d^2 / (1 - K_n)^{2/3}, \quad (3.3)$$

де  $A$  – коефіцієнт рівняння, що відповідає за форму трикутника;

$d$  – діаметр зерен у моделі.

Значення коефіцієнта  $A$  вибирається за результатами модельних експериментів.

Розрахунки значень коефіцієнта проникності за гранулярною моделлю К. Терцагі відображають зіставлення з гранулярною моделлю С. Сліхтера, що дозволяє використовувати моделі для опису теригенних порід. На рисунку 3.14 наведені результати зіставлення даних визначення  $K_{np}$  за моделями С. Сліхтера та К. Терцагі. Зв'язок набуває лінійного характеру з високим коефіцієнтом кореляції  $R = 0,96$ . У зоні низьких значень коефіцієнта проникності щільність більша, а в зоні високих значень, як видно, менша. Така характеристика зумовлена різницею геометрії порового простору.

Гранулярні моделі С. Сліхтера та К. Терцагі можна брати за основу для описування зв'язку фільтраційних і ємнісних властивостей порід пісковиків.

Застосування геофізичних методів для визначення коефіцієнта проникності базується на відображенні об'єму та структури порового простору в геофізичних полях. Використано методи електрометрії, дослідження швидкості проходження пружної хвилі та визначення водневмісту при поглинанні нейтронів.

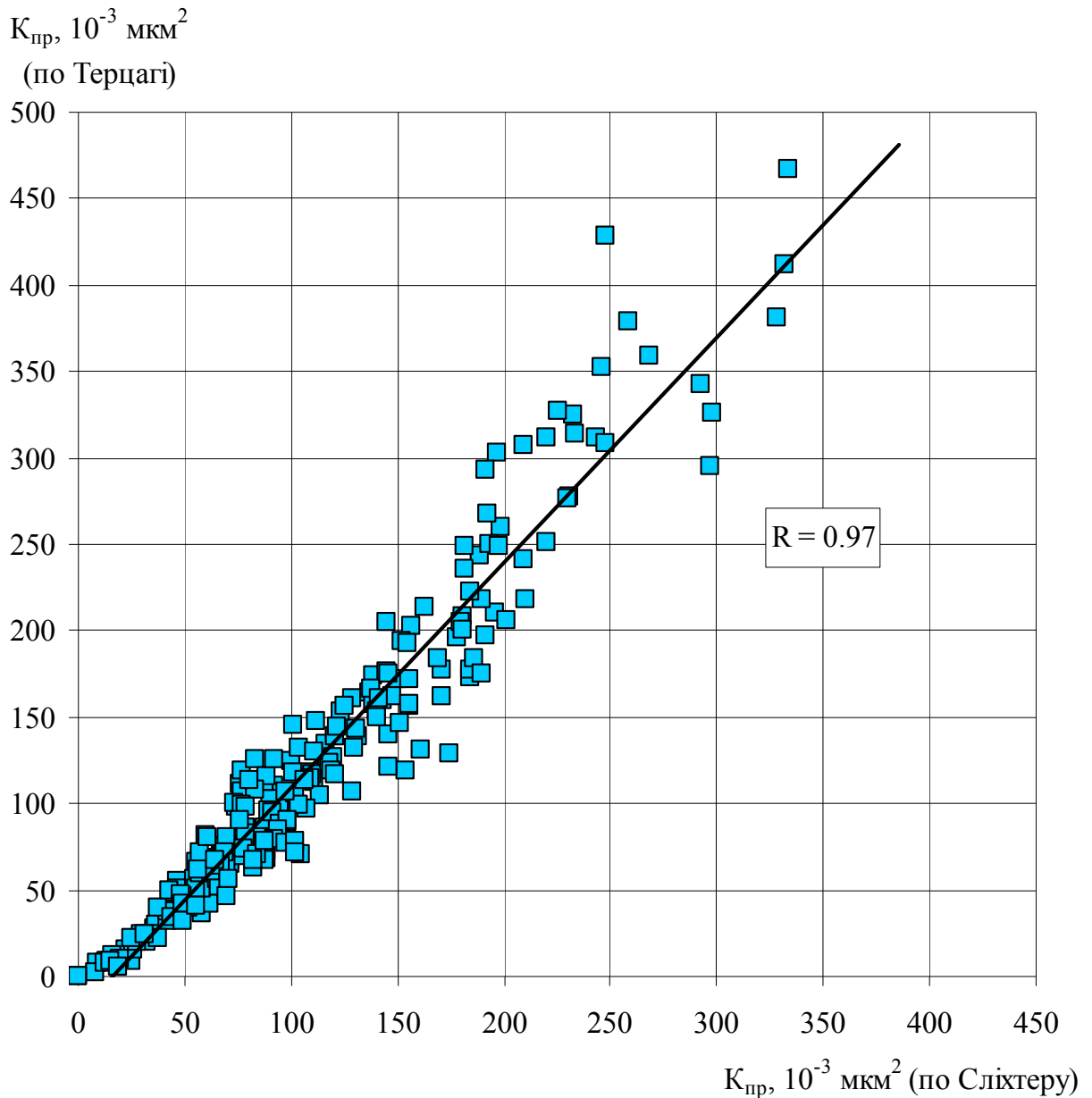


Рисунок 3.14 – Зіставлення коефіцієнта проникності, визначеного за моделями К. Терцагі та С. Сліхтера

Структура порового простору певним чином впливає на фізичні властивості колектора і може бути визначена за результатами геофізичних досліджень у свердловинах. Основним параметром, що визначається ємнісними і фільтраційними властивостями колектора є коефіцієнт залишкової водонасиченості. Проведені дослідження показали, що для однорідних пористих середовищ залежність залишкової водонасиченості від коефіцієнта проникності для дрібнозернистих, середньозернистих і

великозернистих пісковиків характеризується різними показниками кривих залежності  $P_n = \varphi(K_g)$ , що вказує на вплив структури порового простору [72].

Визначившись із можливістю відображення проникності в геофізичних полях, учені Морозов Г. С. (1985 р.) [73], Дахнов В. Н. (1948 р.) [21], Тимур В. (1990 р.) [39], Елланський М. М. (1978 р.) [13] створили значну кількість моделей для визначення коефіцієнта проникності породи на основі геофізичної інформації. Моделі загалом можна поділити на три групи за визначенням  $K_{np}$ : чисті пісковики з доброю укладкою зерна скелета породи; слабоглинисті колектори зі складною структурою порового простору; пісковики з великим діапазоном зміни вмісту глинистого матеріалу.

Для породи, складеної однорідними кварцовими зернами високого ступеня відсортованості і слабо-заглинизованої, Морозов Г. С. [73] пропонує модель для визначення  $K_{np}$ , в якій використовується параметр насичення ( $P_n$ ). Визначення сталих залежності проводилось на основі статистичної обробки вимірів на керновому матеріалі і записується.

$$K_{np} = B_1 P_n^{0,5}, \quad (3.4)$$

де  $B_1$  – масштабний коефіцієнт;

$P_n$  – параметр насичення.

Лабораторні дослідження коефіцієнтів залежності проводились експериментально для певної площі. Досвід використання залежності для порід пісковиків мономіктового складу засвідчує практичну ефективність залежності. В запропонованій моделі (3.4) параметр насичення  $P_n$  залежить від пористості та водонасичення, що, як було показано, є основними чинниками визначення проникності.

Можливість використання моделі Морозова Г. С. доведено на основі аналізу розподілу зерен за діаметром з високим ступенем відсортованості при формуванні гранулярних порід-колекторів.

Для порід-колекторів із глинистим цементом, що характеризуються складною структурою порового простору, рекомендовано більш складну залежність:

$$K_{np} = B\sqrt{P_n K_n}; \quad (3.5)$$

де  $B$  – сталий коефіцієнт, що визначається геологічними умовами;

$K_n$  – коефіцієнт пористості.

У моделі вводиться додатковий параметр, що характеризує об'єм порового простору. Представлена модель має доцільність тому, що фізично обґрунтована, тобто вона відображає зв'язок залишкової води порового простору з динамічною пористістю для конкретного геологічного середовища.

Дахнов В. Н. [21] для дрібнозернистої теригенної породи пропонує модель:

$$K_{np} = A \frac{P_n^{\frac{2}{n}}}{P_n^{\frac{b}{m}}}, \quad (3.6)$$

де  $b, n, m$  – структурні коефіцієнти, що визначаються на основі встановлених петрофізичних залежностей  $P_n = f(K_e)$  і  $P_n = f(K_n)$ ;

$P_n$  – параметр пористості;

$P_n$  – параметр насичення;

$A$  – масштабний коефіцієнт;

$K_n$  – коефіцієнт пористості;

$K_g$  – коефіцієнт водонасичення.

Рекомендована модель пов'язує об'єм вільного порового простору, характер насичення з фільтраційними властивостями, використовуючи електропровідність породи-колектора. Для пластів із однорідною структурою



порового простору і наявністю результатів досліджень фізичних властивостей на зразках керну ця модель може забезпечити високу достовірність визначення коефіцієнта проникності, але завжди залишається проблема вибору сукупності порід із однаковими структурними параметрами порового простору, що ускладнює її використання.

Фірма Шлюмберже для колекторів, що характеризуються малим вмістом глинистого матеріалу, використовує в програмному комплексі побудови геологічних моделей розробки родовищ нафти і газу таку залежність:

$$K_{np}^2 = C \frac{K_n^3}{K_{зв}} ; \quad (3.7)$$

де  $C$  – коефіцієнт пропорційності, що змінюється в межах від 250 до 79 і характеризує породу-колектор за зміною насичення порового простору від нафти до газу. Представлена модель, як бачимо, базується на використанні об'єму порового простору та об'єму залишкової води. Коефіцієнт  $C$  визначають у лабораторних умовах за величинами параметрів  $K_n$ ,  $K_{зв}$ .

Використання залежності на етапі інтерпретації вимагає переходити до геофізичних методів, що визначають  $K_n$ ,  $K_{зв}$ . Цей крок збільшує похибку визначення коефіцієнта проникності. Крім того, представлена модель описує зв'язок частки зв'язаної води у поровому просторі до одиниці об'єму пор і не враховує складність структури порового простору, що знижує достовірність її використання для визначення коефіцієнта проникності.

В. Тимур [39] запропонував залежність в якій використано параметр «ефективна пористість», що представлена у такому вигляді:

$$K_{np} = \frac{(100 \cdot K_{n.эф})^2}{K_{\theta}^2} \cdot K_{n.эф}^{-5} , \quad (3.8)$$

де  $K_g$  – коефіцієнт водонасичення;

$K_{n.эф}$  – коефіцієнт ефективної пористості.

За фізичною основою представлена залежність подібна до формули фірми Шлюмберже. Різна форма представлення емпіричної залежності не впливає на ефективність визначення коефіцієнта проникності. Коефіцієнтом ефективної пористості є похідна  $K_n$  і  $K_g$ , тобто параметри в формулі мають взаємний зв'язок. Ефективність моделі буде низька, тому що використано взаємозалежні параметри.

З аналізу параметрів, що визначають коефіцієнт проникності, виходячи з моделей С. Сліхтера (3.1), К. Терцагі (3.3) та гранулометричних досліджень, визначено чинники, що зумовлюють коефіцієнт проникності: об'єм порового простору, діаметр зерен скелета і структура порового простору. Схожу модель пропонував Елланський М. М. [13], як одну з перших фільтраційних моделей для газонасичених колекторів в які використовувався параметр  $d_m$  – медіанний діаметр зерен скелета породи. Ця модель максимально наближена до реальної ситуації породи-колектора та описана такими рівняннями:

$$K_{np} = 7 \cdot 10^7 K_{n.эф} \cdot d_m, \quad (3.9)$$

$$K_{np} = 3 \cdot 10^8 \cdot \frac{d_m}{P_n^2}. \quad (3.10)$$

Для визначення коефіцієнта проникності необхідно розв'язати дану систему рівнянь відносно  $P_n$  і  $d_m$ . Представлена модель є спробою описати структуру порового простору колектора. На нашу думку, складність використання моделі пов'язана з необхідністю врахування результатів гранулометричного аналізу порід на зразках керну, розглянутих у нашій роботі.

Розглянуті моделі в своїй основі використовували зв'язок об'єму порового простору та структури на основі вивчення діаметра зерен та їхнього сортування у скелеті породи-колектора. Іншим напрямом є дослідження розміру каналів фільтрації.

У розвитку моделювання фільтраційних моделей І. Козені [72, 74] запропонував такий шлях визначення гідравлічного радіуса каналу: радіус  $r_0$  визначає об'єм порового простору в одиничному об'ємі моделі, поділеному на питому поверхню  $S_v$ , і дорівнює  $r_0 = K_n / S_v$ . В іншому модель І. Козені не відрізняється від попередніх, тобто визначається кількісний зв'язок між діаметром сферичних зерен, коефіцієнтом пористості і проникності. Гранулярна модель передбачає випадкову упаковку однакових сферичних зерен, за умови, що в одиниці об'єму є один поровий канал довжиною  $L$  з перетином у формі трикутника. Цю модель описано такою формулою:

$$K_{np} = \frac{d^2 K_n^3}{120(1 - K_n)^2}, \quad (3.11)$$

де  $d$  – діаметр зерен у моделі.

Для дослідження пористого середовища широке застосування отримало модернізоване рівняння Козені-Кармана [14]. Рівняння, виведене з припущення, що пористе середовище являє собою сукупність каналів різного перетину і однакової довжини, має вигляд:

$$K_{np} = \frac{K_{n.ef}}{fTS}, \quad (3.12)$$

де  $f$  – коефіцієнт, що характеризує ступінь відмінності перетину порового каналу від кола;

$T$  – фільтраційна звивистість порових каналів;

$S$  – питома поверхня порових каналів;

$K_{n.ef}$  – коефіцієнт ефективної пористості.

Коефіцієнт зв'язаної води  $K_{e.3e}$  може бути визначений за  $K_n$  і товщиною плівки зв'язаної води  $\tau_{3e} - K_{e.3e} = S \cdot \tau_{3e} / K_n$ . Після врахування значення  $S$  у рівнянні Козені-Кармана отримуємо таку формулу:

$$K_{np} = \frac{K_n \tau_{3e}^2 (1 - K_{e.3e})^3}{fT^2 K_{e.3e}^2}. \quad (3.13)$$

На основі опису фільтраційної моделі породи-колектора формулою Козені-Кармана, враховуючи імовірний зв'язок гідравлічної і електричної звивистості каналів, а також встановлені залежності  $-P_n = fT_{el}^2 / K_{e.3e}$ ,  $K_{e.3e} = P_n^{-1/n}$  Дахнов В. Н. [4] запропонував використати електропровідність гірських порід для визначення коефіцієнта проникності. Отримана модель представлена формулою:

$$K_{np} = \tau_{3e}^2 (1 - P_n^{-1/n})^3 P_n^{1/n} / P_n \quad (3.14)$$

де  $\tau_{3e}$  – середня товщина плівки зв'язаної води;

$P_n$  – параметр пористості;

$P_n$  – параметр насичення.

Основними параметрами в формулі (3.14), що потребують адаптації до конкретних геологічних умов, є товщина плівки зв'язаної води і показник степеня  $n$ . Для визначення середньої товщини плівки зв'язаної води використовують лабораторні дослідження кернавого матеріалу, за якими розраховують середні значення для родовища. Відсутність кернавого матеріалу значно ускладнює визначення товщини плівки зв'язаної води. Діапазон зміни товщини плівки зв'язаної води, за результатами досліджень [75], характеризується значенням величини  $\tau_{3e}$  (у межах від 0,4 до 0,7 мкм). Встановлено, що коливання товщини плівки  $\tau_{3e}$  приводить до великої похибки визначення  $K_{np}$ , крім того, функція зміни товщини  $\tau_{3e}$  має нелінійний

характер. Це в свою чергу призводить до зниження достовірності визначення коефіцієнта проникності.

У роботі [76] автори пропонують розширити можливості використання формули (3.14) шляхом використання залежності між об'ємом порового простору і товщиною плівки зв'язаної води  $\tau_{ze} = f(K_n)$ . Значення величини  $\tau_{ze}$  встановлюють за результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу для конкретного геологічного об'єкта. При інтерпретації геофізичного матеріалу коефіцієнт пористості визначають за методами акустичного та нейтронного каротажів і використовують для розрахунку товщини плівки зв'язаної води. Застосування залежності  $\tau_{ze} = f(K_n)$ , адаптованої до властивостей продуктивних пластів, значно підвищує достовірність визначення коефіцієнта проникності.

Науковими дослідженнями зв'язків петрофізичних параметрів Елланський М. М. у 2001 р. [77] спробував представити єдину теоретичну модель проникності порід-колекторів нафтогазових родовищ. Ця модель адаптована для порід із міжгранулярним типом порового простору, у якій припускається, що порода характеризується середовищем з системою звивистих циліндричних капілярів. Фізична основа представленої моделі побудована на дослідженні проходження електричного струму у поровому просторі і зв'язку електричних та фільтраційних властивостей. Для опису фільтраційної моделі використано рівняння Козені-Кармана, що описує фільтрацію повітря по циліндричних капілярах. Циліндричні капіляри у перетині мають вигляд кола. З урахування параметрів, що характеризують електропровідність колектора рівняння Козені-Кармана записано формулою:

$$K_{i\partial} = \chi r_n^2 / 4KT^2, \quad (3.15)$$

де  $r_n$  – радіус порових каналів;

$K$  – коефіцієнт, що відображає форму порового перетину каналу;

$T$  – припущення звивистості порового каналу;

$\chi$  – «живий» перетин каналу.

Наведене вище рівняння рекомендовано використовувати для визначення абсолютної і фазової проникності.

Для опису фільтраційної моделі порід-колекторів із міжгранулярним типом порового простору відомі й інші математичні моделі із різними варіантами геометрії пор, що, з урахуванням граничних умов, описують взаємозв'язки характеристик порового простору.

Для визначення коефіцієнта проникності Медведєв А. І. 1997 [78] запропонував альтернативну методику оцінювання проникності, що базується на комплексуванні геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин. Особливістю використання гідродинамічних досліджень є можливість тестування методики визначення коефіцієнта проникності. За основу рекомендовано приймати результати гідродинамічних досліджень, як еталон. Така методика має різні позитивні і негативні риси, але загалом має право на існування. Використання результатів лабораторних досліджень керну, як еталона коефіцієнта проникності, може бути не завжди коректним через невеликий об'єм керну порівняно з глибинністю геофізичних методів, неможливість адекватно моделювати у лабораторії процес, який проходить у пласті.

Розглянуті способи визначення коефіцієнта проникності за інформацією геофізичних методів дозволили визначити основні напрямки встановлення залежностей фільтраційно-ємнісних і геофізичних параметрів, виявити джерела перешкод при створення емпіричних моделей для порід сарматського віку з глинисто-карбонатним і карбонатно-глинистим цементом.

### Висновки до розділу 3

У результаті виконаної роботи:

1. Проаналізовано розподіл фільтраційно-ємнісних параметрів і карбонатності для чистих пісковиків та пісковиків із глинисто-карбонатним цементом, за яким встановлено значну диференціацію коефіцієнта проникності породи порівняно з карбонатністю і пористістю. Такі властивості колектора фільтрувати газ свідчать про наявність впливу на коефіцієнт проникності властивостей порового простору.

2. Проаналізовано результати вимірювання діаметрів зерен скелета породи методом гранулометрії та встановлено можливість оцінювання структури порового простору і її вплив на зв'язок коефіцієнта проникності та пористості. Запропоновано параметр, який враховує умови формування теригенної породи за результатами розподілу гранулометричного складу, що дає можливість ідентифікувати відклади неогену і встановити параметри залежності коефіцієнта пористості та проникності.

4. Проаналізовано гранулярні та капілярні моделі визначення коефіцієнта абсолютної проникності на базі аналізу результатів лабораторних вимірювань порід пісковиків та встановлено характеристики взаємозв'язку лабораторних і теоретичних моделей та відображення параметрів фільтраційної моделі в геофізичних полях, що дозволяє використовувати їх для визначення проникності за геофізичними результатами дослідження свердловин.

## РОЗДІЛ 4

**ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КАРБОНАТНОСТІ НА ВИЗНАЧЕННЯ  
КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ЗА ДАНИМИ МЕТОДІВ  
ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН**

Для визначення коефіцієнта проникності методами геофізичних досліджень свердловин ми встановили ознаки фізичних полів, що пов'язані із структурою порового простору та умовами басейну осадонакопичення (особливостей структури порового простору).

Загалом, виходячи з наведеного вище матеріалу, коефіцієнт проникності можна представити моделлю:

$$K_{np} = F(K_n(\Delta T, \rho_{zn}, \delta_p))\varphi(\rho_{en}, I_\gamma, I_{n\gamma}) \pm \varepsilon, \quad (4.1)$$

де  $\varepsilon$  – відносна похибка;

$K_n$  – коефіцієнт пористості за даними ГДС;

$\rho_{zn}$  – питомий електричний опір зони проникнення;

$\Delta T$  – інтервальний час;

$\delta_p$  – густина речовини, що заповнює поровий простір;

$\rho_{en}$  – питомий електричний опір водоносного пласта;

$I_\gamma$  – інтенсивність природного гамма-випромінювання;

$I_{n\gamma}$  – інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів.

Зазначені геофізичні параметри певним чином зумовлені фільтраційно-ємнісними властивостями порід-колекторів. Перша частина рівняння обумовлена об'ємом і властивостями порового простору, а друга – структурою порового простору.

Характерною особливістю продуктивних порід дашавської світи є наявність карбонатного цементу (рис. 3.1-3.5), що знижує фільтраційні



властивості. Карбонатний цемент буває окремими прошарками у загальній товщі пласта-колектора в різній кількості.

Можливість використання геофізичної інформації для визначення коефіцієнта проникності з урахування впливу карбонатного цементу передбачає аналізування зв'язків геофізичних параметрів, що реєструються в свердловині. Нами вибрано декілька свердловин, де зареєстровано повний комплекс методів ГДС та проаналізовано зв'язок нейтронних властивостей порід і природної радіоактивності.

Значною кількістю наукових досліджень [75, 79, 80, 81, 82] доведено, що дисперсність порід зумовлює вміст природних радіоактивних ізотопів. Основним джерелом дисперсного матеріалу в колекторі є глинистий матеріал, що зумовлює адсорбційні властивості породи і впливає на параметр водонасичення, в різних її формах існування [83]. Наявність глинистого матеріалу впливає як на колекторські властивості, так і на зміну структури порового простору. Наявність карбонатного цементу впливає на зв'язок природної радіоактивності з кількістю глинистого матеріалу, але за даними Ларіонова В. В. [79], Дахнова В. Н. [8] та ін. питома радіоактивність для кожного регіону змінюється у зв'язку з збільшенням адсорбційних властивостей порід та зменшенням розмірів пелітової фракції (від 0,01 до 0,001 мм).

Розбіжності в характеристиці моделі зв'язку глинистості з гамма-активністю породи зумовлюють необхідність дослідження можливих причин. Аналіз концентрацій радіоактивних елементів, мінерального складу глинистого цементу дозволив скласти уявлення про характер досліджуваної залежності. При дослідженні широкого діапазону зміни масової глинистості породи змінюється і величина питомої радіоактивності глинистої фракції [63]. Адсорбційні і мінералогічні характеристики глин відрізняються у великоуламкових і дрібноуламкових порід, що спостерігається на Хідновицькому газовому родовищі. Модель зв'язку інтенсивності гамма-поля і глинистості за результатами лабораторних досліджень

характеризується рівнянням:

$$C_{gl} = A \Delta I_{\gamma}^n, \quad (4.2)$$

де  $C_{gl}$  – коефіцієнт масової глинистості;

$A$  – структурний коефіцієнт рівняння;

$\Delta I_{\gamma}$  – подвійний різницевий параметр інтенсивності природного гамма-поля;

$n$  – показник степеня.

Різні адсорбційні властивості зумовлюють різний вклад радіоактивних елементів навіть за однакових умов басейну осадконакопичень. Параметри степеневі функції зв'язку інтенсивності гамма-поля з глинистістю зумовлюють різницю в умовах формування гірських порід, що входять до сукупності колекції для дослідження залежності за умови однакової кількості зразків для різних фаціальних груп. Лінійний характер моделі можливо представляти тільки в обмежених границях зміни глинистості і наявності цементу з глинистою основою одного мінерального складу.

Труднощі вивчення характеристики залежності також пов'язані із складною природою радіоактивності, що описується поліенергетичним джерелом гамма-квантів трьох природних радіоактивних елементів (K, U(Ra) і Th), а для складнобудованих колекторів, ще і залежить від порушення співвідношення вмісту радіоактивних елементів і кількості глинистої фракції.

При вивченні природної радіоактивності порід одним із основних питань є дослідження існування зв'язку між умовами утворення відкладів окремих літотипів із вмістом у них природних радіоактивних елементів. З цього приводу розглянемо природу накопичення радіоактивних елементів у гірських породах.

У процесі накопичення осаду сполуки урану переносяться в вигляді уламкового матеріалу або переходять під дією поверхневих і ґрунтових вод у розчин і мігрують до басейну накопичення осадів [84]. До основних мінералів належить  $UO_2$  і уранова смоляна руда  $U_3O_8$ , яка вміщує невелику

кількість Th. У процесі мігрування ці руди підлягають впливу води і розчинів солей, внаслідок чого утворюються вторинні мінерали, такі як уранілванадад калію  $K_2(UO_2)_2(VO_4)_2 \cdot nH_2O$ , отеніт  $Ca(UO_2)_2(PO_4)_2 \cdot nH_2O$  та інші. У водних розчинах уран може перебувати в декількох валентних сполуках. Найчастіше в водних розчинах буває  $UCl_3$ . Уран дуже вільно утворює комплексні сполуки. Особливо міцні комплекси утворюються з такими комплексоутворювачами як карбонат-, ацетат-, фосфат-, сульфат-іонами. Сполуки урану з вуглецем утворюють карбіди урану  $UC$ ,  $UC_2$ ,  $U_2O_3$ , що реагують за нормальних умов із водою і утворюють при цьому  $H_2$  і суміші різних вуглеводнів. Суміш  $U_2O_3$  з водою не реагує. Під час міграції розчини урану збагачують глибоководні відклади, до яких належать глини, аргіліти, мергелі, вапняки осадові.

Накопичення урану у процесі формування осадів зумовлює наявність у тонкодисперсних частинах породи комплексних солей урану внаслідок тільки адсорбційних процесів і тому концентрація  $U(Ra)$  в глинистих породах буде зумовлена мінеральним складом глинистої фракції, тобто її адсорбційними властивостями. У породах, що характеризуються уламковим матеріалом у скелеті, можливі залишки первинних і вторинних уранових мінералів, що дійсно можуть призводити до порушення пропорції зв'язку глинистості з радіоактивністю.

Проведені дослідження розподілу урану в продуктивних відкладах Передкарпаття свідчать про підвищені значення концентрації урану в породах із підвищеною бітумінозністю ( $U(Ra) = 4,3 - 10,6 \cdot 10^{-4}\%$ ). Така характеристика може порушити пропорцію з адсорбційними властивостями відкладів. Питання про форми зв'язку урану з органічною речовиною є достатньо складним [41, 84].

У відкладах гірських порід торій буває загалом як мінерал торіанід  $ThO_2$  з домішками урану і церію. Мінерали торію бувають у пегматитах, апатитах. Вищий окисел  $ThO_2$  характеризується високою стабільністю і є стійка сполука, а нижчий окисел  $ThO$  має металевий зв'язок і достатньо

нестійкий. У водних розчинах торій міститься тільки в чотиривалентному стані. Більшість солей торію важкорозчинна в воді. Гідроокисел торію  $\text{Th}(\text{OH})_4$ , що виділяється з водного розчину в вигляді гелевого осаду, з додаванням лугу може розчинитися в комплексоутворювачах, наприклад у карбонатах. Важкорозчинні сполуки торію, після міграції, розташовані в уламкових і акцесорних мінералах. Під час транспортування в водних потоках торій переходить у колоїдний розчин і в такій формі може мігрувати на великі глибини басейну осадонакопичення, тим самим збагачуючи глинисті породи. Такий шлях міграції є загальноприйнятою моделлю зв'язку торію і характеристиками гірських порід [84, 85]. Але за даними досліджень [86] сполуки торію мають також добре розчинні солі, до яких належать нітрат, сульфат, і хлорид торію.  $\text{Th}(\text{NO}_3)_4$  кристалізується з 4, 5, і 6 молекулами води. Найбільш стійкий  $\text{Th}(\text{NO}_3)_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ , який дуже добре розчиняється в воді. Відмічена нами наявність сполук торію, які можуть розчинитися в воді, дозволила пояснити, значною мірою характер розподілу торію в деяких інтервалах породи з високим ступенем зв'язку дисперсних частинок і вмістом торію. У роботі [87, 88] також зазначено, що торій надходить у седиментаційний басейн не тільки в грубоуламковому вигляді.

Наведена характеристика сполук торію дозволяє характеризувати розповсюдження елемента торію в вигляді уламкових залишків, що залишаються в породі у разі руйнування чи транспортуються в водному потоці з колоїдами і механічними уламками, а також ми припускаємо можливість міграції в розчині.

Вміст калію пов'язаний із розподілом глинистих мінералів. Калій наявний тут не тільки в мінеральній, але й у сорбованій формах. Розподіл глинистих мінералів у межах одного родовища і навіть для одного структурного горизонту має дуже складну характеристику співвідношення мінерального складу [89]. Глинисті мінерали різняться суттєво за параметрами адсорбційних властивостей, каолініт – за величиною ємності

катионного обміну ( $Q_{100} = 4,63 \frac{мг-екв}{100}$ ) в 20 разів характеризується меншою величиною ніж монтморилонітом ( $Q_{100} = 82,6 \frac{мг-екв}{100}$ ). Отже, зміна концентрації калію в гірських породах тісно пов'язана з кількістю і мінеральним складом глинистого цементу. Деякою мірою завдяки сорбційним властивостям глини концентрація може бути пов'язана з вмістом розчинних сполук калію в басейні осадоконакопичення. Алексєєв Ф. А. [87] наводить інформацію щодо наявності двох джерел зносу теригенного матеріалу в ордовикському і силурському басейнах седиментації Балтійської синеклізи. Це визначило наявність двох зон із підвищеним вмістом калію в відкладах прибережної і глибинної частини шельфу, що підтверджує наші висновки.

Значення інтенсивності природної радіоактивності вимірюють у свердловині шляхом визначення реакції перетворювача на опромінення гамма-квантами природних радіоактивних елементів. Важливим завданням дослідження радіоактивного поля є визначення адекватності вимірних значень гамма-поля з реальною характеристикою розподілу радіоактивних елементів.

#### **4.1 Характеристика процесів, що супроводжують природне гамма-випромінювання в навколосвердловинному просторі**

Утворене гамма-поле в геологічному середовищі зумовлене наявністю природних радіоактивних елементів, що розсіюються, поглинаються та розповсюджуються у середовищі. Поле гамма-квантів залежить від випромінюючих властивостей атомних ядер (енергії виходу квантів, розподілу квантів за кутами і часом утворення) та від властивостей поглинаючого середовища (ступеня поглинання і розсіювання). Це поле певною мірою відображає характерні особливості джерела квантів і середовища, що їх поглинає. Якщо відомий зв'язок «джерело-випромінювач

– поглинаюче середовище – поле гамма-квантів», то можливий і зворотний перехід від поля квантів до випромінюючих і поглинаючих властивостей геологічного середовища. Складність модельних побудов переходу від поля квантів до параметрів джерела і зумовлює використання емпіричних методів при інтерпретації методу гамма-каротажу. Геологічне середовище можна представити як джерело випромінювача гамма-квантів і як об'єкт поглинання та розсіювання. Для опису поля гамма-квантів використаємо точкове джерело.

Точкове джерело випромінювання охарактеризуємо параметрами. У просторі виділимо такий об'єм  $\Delta V$ , щоб лінійні розміри його були набагато менші за розміри детектора, на якому спостерігається потік квантів. Гамма-кванти виходять з об'єму  $\Delta V$  без поглинання, і сукупність ядер, що випромінює, необхідно вважати точковим джерелом. Функція джерела – це є кількість квантів, які утворюються цим джерелом в інтервалі часу  $\Delta T$ , енергія квантів, розподіл за кутами випромінювання і часом утворення квантів, що містяться в об'ємі  $\Delta V$ .

Розглянемо важливі характеристики ядер. При заданій кількості протонів і нейтронів повна енергія ядра  $E$  може мати різні значення, що утворюють дискретний спектр  $E_0 < E < E_2 < E_3 \dots$ , для якого стан із енергією  $E_0$  є основним, а інші стани вважають збудженими.

Збуджені стани ядра нестійкі. Ядро, що перебуває в збудженому стані, без зовнішнього впливу самочинно переходить або у збуджений стан з меншою енергією, або – у основний. Цей перехід супроводжується виходом електромагнітного випромінювання (ядерні гамма-промені). У збудженому стані можуть перебувати як стабільні, так і нестабільні ядра. Час життя ядра в збудженому стані дуже малий (у межах  $10^{-13}$  с). Якщо рівень збудження більший від енергії зв'язку нуклона в ядрі (більше ніж 7-8 MeV), то розрядка його стану може здійснитися також шляхом викиду протона чи нейтрона з утворенням нового ядра. Енергетична умова розпаду полягає в тому, що маса початкового ядра була більша від суми мас ядра-продукту і частинки, яка

вилітає. Надлишок енергії виділяється у формі кінетичної енергії ядра-продукту і частинки.

У разі переходу ядра зі збудженого стану в інший, з меншим енергетичним рівнем виходу гамма-квантів, забирається не вся енергія гамма-переходу, а менша, тому що частина енергії витрачається на віддачу ядра. Ця енергія визначається законом збереження кількості руху.

Ядро загалом має магнітний момент, що не дорівнює нулю, тому орієнтація ядра залежить від напрямку і величини магнітного поля. За напруженості магнітного поля Землі близько 0,5 ерстед і нормальних температурних умов рух ядра на багато порядків перевищує енергію зв'язку між зовнішнім магнітним полем і полем ядра. Ядро в цих умовах можна вважати неорієнтованим.

Для каскадних гамма-переходів кутова кореляція квантів не є жорсткою. Кореляцію за часом вильоту необхідно розглядати тільки для гамма-випромінюючих ядер, що входять до загальних для них рядів розпаду. Якщо час спостереження набагато більший від періоду розпаду елементів, що утворюють ланку, то кореляція за часом вильоту квантів достатньо жорстка.

Виходячи з наведеної вище характеристики джерел гамма-квантів, можливо прийняти, що випромінюючі властивості середовища в реальних умовах описуються сукупністю ізотропних точкових джерел гамма-квантів, енергія яких точно відповідає рівням гамма-переходів ядер. Кількість квантів, що випромінюються в породі, за часом вильоту повністю залежить від співвідношення часу і періоду напіврозпаду.

Для дослідження нашої задачі дуже важливим є питання поглинання і розсіяння гамма-квантів. Розглянемо в певному ступені детальності процесу розсіяння і поглинання. При проходженні через гірську породу гамма-квант взаємодіє з електронами і ядрами атомів. Механізм взаємодії поділяється на дві групи: пружне і непружне розсіювання. Необхідно зазначити, що процес взаємодії має імовірнісний характер, і тому характеристика взаємодії описується середнім перетином взаємодії. При різних видах взаємодії квантів

з частинкою, перетини яких  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \dots$ , повний перетин взаємодії складатиме  $\sigma = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \dots$

За умови проходження фотоефекту на зв'язаних електронах гамма-квант віддає свою енергію повністю і припиняє існування. Фотоефект на вільному електроні не виникає, тому що при цьому неможливо одночасно задовольнити закони збереження енергії та імпульсу для ізольованої системи квант – електрон.

Фотоефект є основним механізмом поглинання квантів малої енергії на важких елементах. Гірські породи нафтогазових родовищ характеризуються наявністю хімічних елементів невеликого атомного номеру, і тому поглинання квантів у цих породах матиме меншу імовірність.

Утворення електрон-позитронних пар виникає при  $E_\gamma > 2m_0c^2$ , де  $m$  – маса спокою електрона (протона). Граничне значення складає  $E \approx 1,02$  МеВ. За жорсткого гамма-випромінювання радіоактивних елементів імовірність виникнення пар достатньо велика. Природні радіоактивні джерела  $^{40}\text{K}$ ,  $\text{U(Ra)}$ ,  $\text{Th}$  практично не беруть участі в утворенні пар, оскільки тільки  $\text{Th}$  має енергію понад 2 МеВ.

Комптонівське розсіювання гамма-квантів на електронах є основним механізмом взаємодії при енергіях  $E_\gamma = 0,1 \div 3$  МеВ і середніх значеннях атомного номера середовища. Під час взаємодії частка енергії кванта передається електрону вільному або зв'язаному. Квант змінює напрямок свого руху.

Перетин комптонівської взаємодії на електронах не залежить від атомного номера середовища, а залежить тільки від енергії гамма-квантів. Частина енергії при комптонівському розсіюванні передається електрону, тому оцінюючи цю долю перетину, її представляють у вигляді двох складових:  $\sigma_\kappa^e = \sigma_s^e + \sigma_a^e$ ,  $\sigma_a^e$  – пропорційна енергії, яка передалась електрону, а  $\sigma_s^e$  – енергії розсіяного кванту:  $\sigma_a^e / \sigma_s^e = E_e / E_\gamma^1$  [90]. Для гірських порід поглинання (враховуючи елементний вклад) при енергії від 0,2 до 3,0 МеВ



зумовлюється комптон-ефектом. Комптонівське розсіювання може проходити і на інших заряджених частинках (протонах, атомних ядрах), але середній перетин для цих процесів у  $10^3$ - $10^4$  разів менший, ніж перетин розсіювання на електронах.

Виходячи з наведеного вище, зазначимо, що проходження гамма-квантів у гірських породах із трансформацією енергії найбільш імовірно завдяки багаторазовому комптонівському розсіюванню до значень енергії 0,2-0,05 MeV, з передачею її атомним електронам з наступним поглинанням кванту при фотоефекті.

Вимірювання параметрів інтегрального гамма-поля в свердловині дозволяє характеризувати радіоактивність гірських порід за інформацією іонізуючого перетворювача (сцинтиляційного) потоку гамма-квантів, що відображає інтенсивність джерела, енергетичний склад, поглинаючи властивості і реакцію перетворювача. Інформація, що реєструється, описується багатопараметричною функцією, це – параметри перетворювача, параметри джерела і параметри фізичних властивостей гірських порід. Основним завданням геофізичних досліджень є встановлення параметрів геологічного об'єкта за даними інтегрального гамма-поля. Для дослідження реакції іонізуючого перетворювача на параметри джерела гамма-поля та їхній просторовий кутовий розподіл розглянемо енергетичну характеристику сцинтиляційного лічильника і особливості перенесення гамма-квантів від поліенергетичного джерела.

Сучасна апаратура гамма-каротажу використовує неорганічні сцинтилятори, в основному це – активовані йодиди NaJ(Tl), CsJ(Tl), що мають високу конверсійну ефективність, достатньо малий час висвітлення і хорошу енергетичну роздільну здатність. Але на енергетичну роздільну здатність сцинтиляційних перетворювачів впливає ряд факторів, до яких належать: однорідність активації за об'ємом, боковий ефект на поверхні сцинтилятора, коефіцієнт підсилення фотоелектронного помножувача, статистичні флуктуації. До основних параметрів перетворювача належить

апаратурна лінія сцинтиляційного детектора, що характеризує розподіл амплітуд електричних імпульсів на виході від багатоенергетичного джерела гамма-квантів. Інтегрування рівняння електричних імпульсів вказує на те, що для кристалу NaJ(Tl) спостерігається аномалія (фотопик) у межах енергії фотоелектронів, положення якого відповідає значенню енергії монохроматичних квантів, які реєструються приладом.

Спотворення енергетичної характеристики сцинтилятора зумовлене багаторазовою взаємодією гамма-променів із речовиною сцинтилятора, і при цьому виділяється аномалія, що відповідає границі комптонівського розсіювання і характеризується нелінійністю зв'язку з її положенням на енергетичній шкалі, з енергією гамма-квантів. Наявність цієї аномалії перешкоджає енергетичному розподілу гамма-квантів [85].

Проведений аналіз енергетичної реакції сцинтиляційного перетворювача свідчить про складну залежність вимірної інтенсивності гамма-поля і характеристики розподілу джерел гамма-поля з різною енергією гамма-квантів. При вивченні гамма-поля методом гамма-спектрометрії, внаслідок енергетичного розділення, характеристика геологічних особливостей розрізу може бути здійснена з високою достовірністю.

Вивчення параметрів інтегрального гамма-поля методом ГК для дослідження геологічних характеристик розрізу має дуже складні залежності, особливо для дослідження поліенергетичних джерел, якими і є гірські породи. Наприклад радіоактивний елемент Th при реєстрації гамма-квантів кристалом NaJ(Tl) матиме аномалію подвійного вильоту в діапазоні енергій  $E_{II}=1,596$  MeV і одиничного вильоту в діапазоні енергії  $E_I=2,109$  MeV, а уран (радій) має інші значення:  $E_{II}=1,249$  MeV і  $E_I=0,738$  MeV. Ці аномальні піки не мають геологічної природи і є фактором перешкод.

Враховуючи викладене, визначення параметрів геологічних об'єктів за інформацією виміряного інтегрального гамма-поля в породах з різним ступенем карбонатності характеризується значною невизначеністю, що необхідно враховувати під час інтерпретації результатів методу гамма-

каротажу. Для збільшення достовірності дослідження гамма-поля, враховуючи параметри реакції перетворювача, рекомендовано проводити свердловинні вимірювання методом гамма-спектрометрії.

#### **4.2 Характеристика вкладу енергетичних характеристик природного гамма-поля на вимірянні покази гамма-методом**

На території Карпатського нафтогазового регіону в попередні роки виконано великий обсяг лабораторних гамма-спектрометричних досліджень (додаток В, табл. В.1). Інформація з концентрації радіоактивних ізотопів  $K$ ,  $U(Ra)$ ,  $Th$  дозволяє дослідити вплив енергетичної характеристики гамма-квантів на вимірянні значення гамма-методу.

Розподіл природної радіоактивності проаналізовано за енергетичним спектром гамма-квантів. Радіоактивний ізотоп калію ( $^{40}K$ ) створює монохроматичне гамма-випромінювання з енергією 1,46 МэВ (0,12 гамма-кванта на один розпад чи 3,4 гамма-квантів на 1 г природного калію). Енергія гамма-променів під час розпаду ядер урану-238 розподіляється в інтервалі від десятків кеВ до 2,446 МеВ. Основними монохроматичними лініями є кванти з енергією 0,352; 0,609; 1,12; 1,76 і 2,204 МеВ. Сумарна енергетична інтенсивність цих ліній складає 54 %, що дорівнює приблизно 98 % енергії гамма-випромінювання всього ряду. Загальна енергія гамма-променів радію-226 і всіх наступних продуктів розпаду складає близько 1,81 МеВ.

Енергія гамма-квантів ряду актиноурану розподіляється в інтервалі від десятків кілоелектронвольт до 0,89 МеВ. Основними лініями випромінювання є кванти з енергією 0,185; 0,35; і 0,829 МеВ. Загальні енергії гамма-променів урану-238 та урану-235 для природних сумішей відносяться як 50 : 1.

Спектр гамма-випромінювання ряду торію характеризується основними лініями з енергією 0,239; 0,583; 0,96; і 2,62 МеВ. Сумарна енергія і інтенсивність складає близько 70 % енергії всього ряду. Близько 85 %

енергії гамма-квантів у ряду торію випромінюється двома ізотопами: талієм-208 (~ 60 %) і актинієм-228 (~ 25 %).

Оцінювання вкладу урану (радію), торію та калію в реєструючу гамма-активність гірської породи, має важливе значення для дослідження колекторів зі складним мінеральним складом цементу породи.

Дослідження спектрального розподілу концентрацій радіоактивних елементів ( $K$ ,  $U(Ra)$  і  $Th$ ), проведені на керновому матеріалі Передкарпатського прогину, дозволили зіставити ці результати з даними інтегрального гамма-каналу. Значення інтенсивності гамма-квантів цих елементів для зіставлення їхніх концентрацій представлені в радієвих еквівалентах (г-екв. Ra)/г. За результатами обробки отримано таку залежність:

$$I_{\gamma} = 3,55 + 2,41 K + 0,47U(Ra) + 1,31Th, \quad (4.3)$$

де  $I_{\gamma}$  – вимірне значення інтенсивності гамма-поля в свердловинних умовах;

$K$  – концентрація калію;

$U(Ra)$  – концентрація урану;

$Th$  – концентрація торію.

З виразу (4.3) виходить, що вклад калію в значення гамма-активності породи перевищує приблизно в два рази вклад торію і в п'ять разів – урану (радію). У сумарне гамма-випромінювання, основний вклад вносить гамма-випромінювання від калію і торію, в сумі воно може перевищувати гамма-випромінювання від урану (радію) в 5-6 разів.

Отже вимірювання значень природної радіоактивності гамма-поля в свердловинах залежать від спектральної характеристики гамма-випромінювання, геометричних умов свердловини, реакції детектора і впливу фільтра, який оточує детектор. Вплив фільтра на дійсні значення інтенсивності природного гамма-поля значний і має враховуватися конструкцією приладу. Тобто вимірювання інтенсивності природного гамма-поля, використовувані для відображення геологічної моделі, спотворені

різними чинниками.

Як було розглянуто, інтенсивність природної радіоактивності піщано-глинистих порід, що представляють неогенові відклади Передкарпатського прогину, зумовлені концентрацією радіоактивних елементів, вміст яких пов'язаний із масовою кількістю глинистості. Колектори складної будови характеризуються наявністю карбонатного цементу з різним ступенем карбонатності, що приводить до невідповідності кількості глинисто-карбонатного цементу і концентрацій природних радіоактивних елементів.

#### **4.3 Характеристика нейтронного поля порід-колекторів неогенового віку з глинистим та карбонатно-глинистим цементом**

Структура порового простору є одним із визначних параметрів кількості щільнозв'язаної і вільної води породи-колектора. Кількість щільнозв'язаної води в колекторі залежить від об'єму дисперсного матеріалу, а вільної води – від коефіцієнта пористості. Інформація з водонасичення породи та глинистості за геофізичними методами, в комплексі, вказує на колектор та характер насичення порового простору. Для оцінювання водневмісту породи колектора, з фізичної точки зору, найбільш придатний є метод нейтронного каротажу.

З достатньою для практики точністю, дослідження нейтронних властивостей гірських порід можна описати такими інтегральними параметрами як час сповільнення швидких нейтронів  $\tau_s$ , довжина сповільнення  $L_s$ , довжина термалізації  $L_{th}$ , довжина дифузії теплових нейтронів  $L_D$ , час життя теплових нейтронів  $\tau_n$ , коефіцієнт дифузії  $D$  та інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів  $I_{n\gamma}$  [27, 40].

Модель нейтронних властивостей породи-колектора відображає вміст водню в поровому просторі і характер мінерального складу цементу породи-колектора. За умови однакового об'єму цементу у породі, але за різного його

складу вміст водню змінюватиметься. Тобто однакові умови структурної будови колектора призводять до різних значень вимірної інтенсивності вторинного гамма-поля.

Породи з високим водневмістом, до яких належить піщано-глиниста пачка неогенових відкладів, відмічатимуться низькими значеннями  $I_{ny}$ . Породи з підвищеними значеннями карбонатності внаслідок зменшення водню характеризуються підвищеною інтенсивністю радіаційного захоплення нейтронів. Така характеристика обґрунтовує можливість використання методу нейтронного гамма-каротажу для оцінювання впливу карбонатності при визначенні коефіцієнта проникності [91].

Дослідимо зв'язок інтенсивності природного гамма-поля з інтенсивністю радіаційного захоплення нейтронів на основі використання свердловинних досліджень на Хідновицькому газовому родовищі (свердловини № 126, № 129, № 303) [91]. На рисунку 4.1 а побудована залежність інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів від інтенсивності природного гамма-поля, де спостерігається відсутність кореляційного зв'язку. Розподіл точок можна характеризувати двома групами, що різняться за розташуванням. Верхня група (група I) точок більш відокремлена та щільна, для якої функцію зв'язку знайти проблематично. Діапазон зміни значень природної радіоактивності для цієї групи коливається в межах від 3,5 мкР/год до 4,5 мкР/год, а діапазон інтенсивності радіаційного захоплення теплових нейтронів – від 2,5 у.од. до 3,3 у.од. Друга група в нижній частині графіка відмічається витягнутою ділянкою з широким діапазоном зміни значень ( $I_\gamma = 3,5 \div 9,4$  мкР/год,  $I_{ny} = 1,2 \div 2,3$  у.од.).

Для пояснення причин розподілу точок на графіку (рис. 4.1 а), ми використали результати лабораторних досліджень кернового матеріалу, які отриманні на етапі оцінювання запасів газу Хідновицького родовища (додаток Б, табл. Б.1) [92]. Аналізуючи результати визначення карбонатності нами встановлено, що друга група характеризується породами з глинистим

цементом і рідко трапляються зразки з незначною карбонатністю. Перша група характеризується породами-колекторами із переважаючим карбонатно-глинистим цементом і високою карбонатністю в межах 27 % – 50 %.

Для другої групи точок побудовано залежності типу  $I_{ny} = f(I_\gamma)$ , що характеризується високими коефіцієнтами кореляції  $R = 0,96$  (рис. 4.1 б). Для пластів-колекторів із глинистим цементом вміст водню більший, тобто вклад дисперсної частини значний, а незначний вплив карбонату не спотворює залежність  $I_{ny} = f(\omega^{nop})$ , що описується рівнянням:

$$I_{ny} = -0,2085 I_\gamma + 2,9932, \quad (4.4)$$

де  $I_{ny}$  – інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення нейтронів;

$I_\gamma$  – інтенсивність природного гамма-поля.

Отримані результати дослідження свідчать про складний характер зв'язку нейтронних параметрів та інтенсивності природного гамма-поля. Крім того, гірські породи неогенового комплексу за даними нейтронного каротажу поділяються на відклади з глинисто-карбонатним і карбонатно-глинистим цементом.

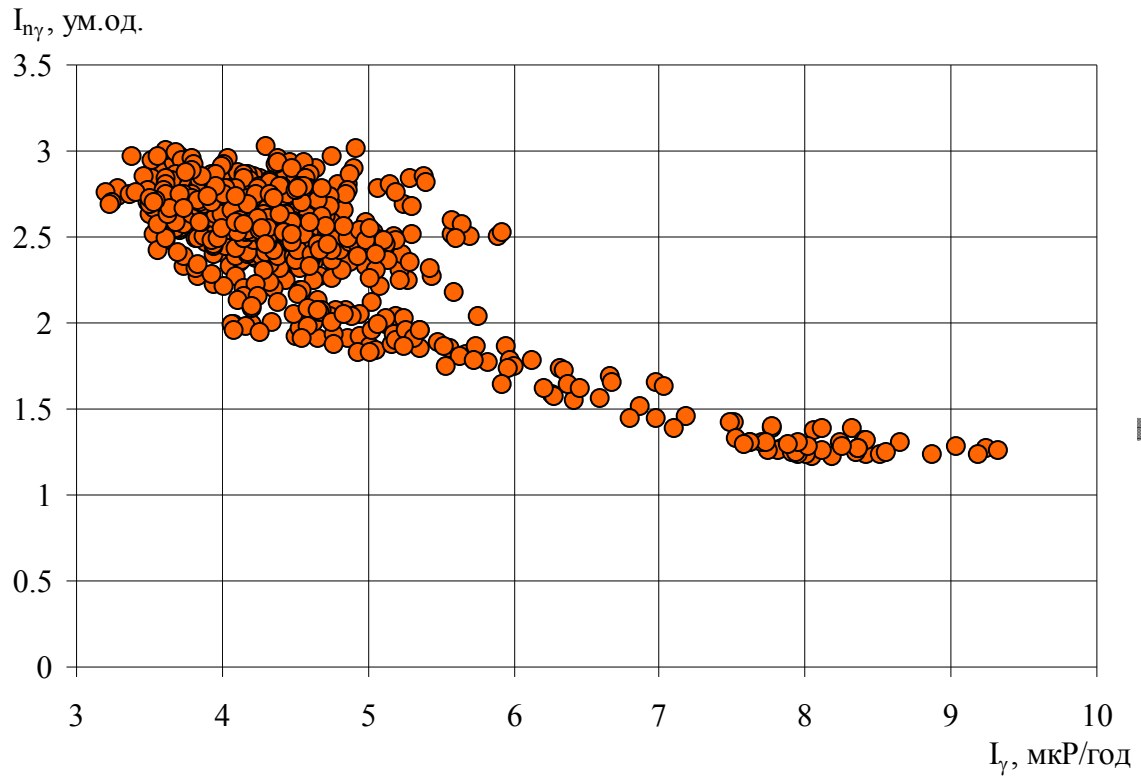
Загальну модель нейтронного каротажу представимо залежністю [7, 14, 39, 79, 93]:

$$\Delta I_{ny} = f(\omega^{nop}, \omega^u), \quad (4.5)$$

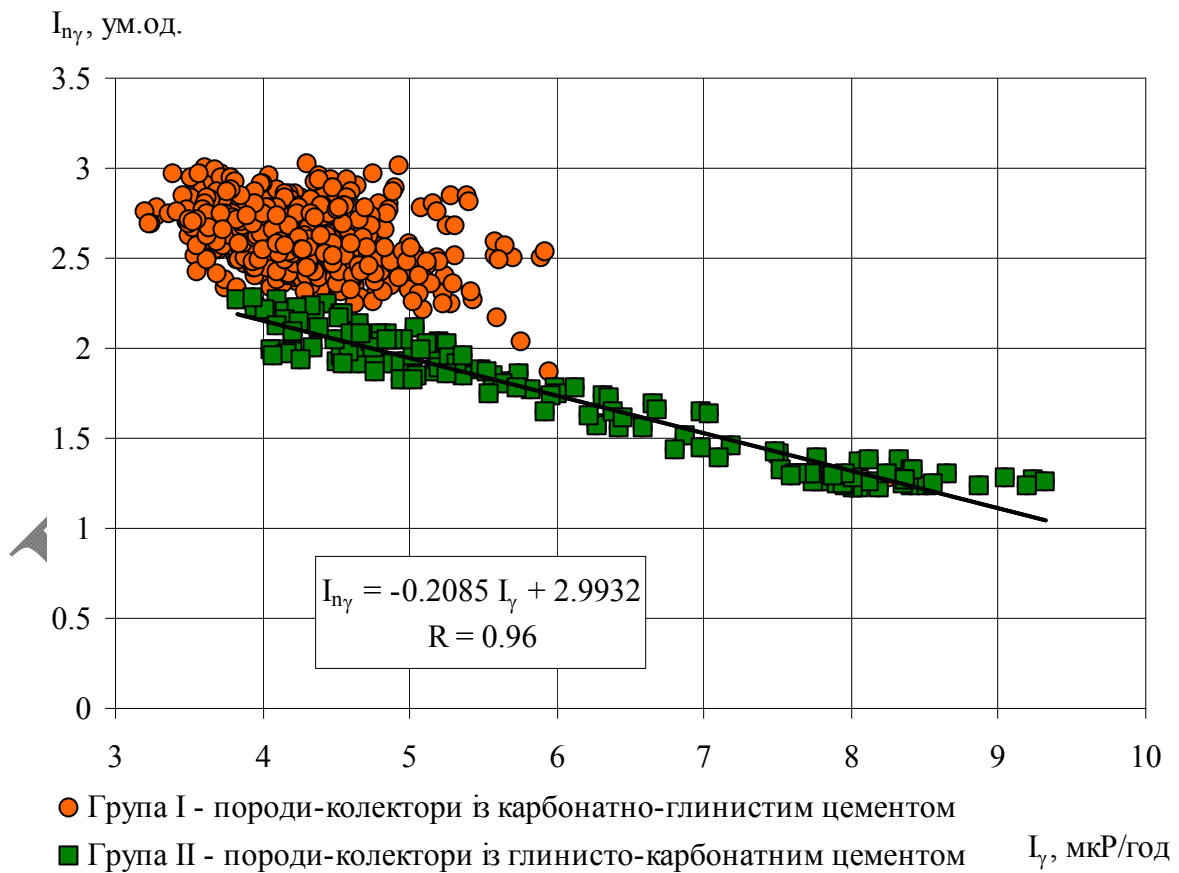
де  $\Delta I_{ny}$  – подвійний різницевий параметр інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів;

$\omega^{nop}$  – вміст водню у порах породи, ч.од.;

$\omega^u$  – вміст водню у дисперсних частинках породи (представлено як цемент породи), ч.од.



а)



б)

Рисунок 4.1 – Залежність інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів від інтенсивності природного гамма-поля



Подвійний різницевий параметр інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів використовується для усунення похибок калібрування геофізичної вимірювальної апаратури і зведення результатів вимірів до єдиного масштабу усіх свердловин родовища.

Об'єм порового простору визначає водневий вміст породи і складається з частки щільнозв'язаної води, залишкової, в тупикових порах та флюїдонасичення. Представимо модель газонасиченої породи таким виразом:

$$\omega^{por} = (\omega_{e,z} + \omega^{gaz}), \quad (4.6)$$

де  $\omega^{gaz}$  – вміст водню у газі, ч.од.;

$\omega_{e,z}$  – вміст водню у щільнозв'язаній і залишковій воді, ч.од.

Величина водневмісту газу у поровому просторі визначається функцією тиску та компонентного складу газової суміші. Для практичних розрахунків можна приймати водневміст породи, величина якого визначатиметься коефіцієнтом пористості.

Цемент породи характеризується мінеральним складом і його властивостями утримувати адсорбційну воду, що визначає його водневміст. Для глинистого цементу розсіяного типу водневміст залежить від співвідношення вмісту мінералів (каолінит, монтморилоніт, гідрослюди, нонтроніт та ін.), що входять до його об'єму. Для Хідновицького родовища глиниста фракція містить мінерали: каолінит, гідрослюди, хлорит та монтморилоніт і є однорідною для усієї площі. Крім того, як було встановлено, в цементі наявні карбонати. Для Хідновицького родовища глиниста фракція однорідна, і тому, приймаємо адитивну модель та запишемо у такому вигляді:

$$\omega^H = (\xi_{zl} \omega^{zl} + \xi_{om} \omega^{\partial om}), \quad (4.7)$$

де  $\omega^H$  – вміст водню в цементуючій речовині, ч.од.;

$\xi_{gl}$  – частка глинистої фракції цементу, ч.од.;

$\omega^{gl}$  – вміст водню у глинистій фракції цементуючій речовині, ч.од.;

$\xi_{дом}$  – частка карбонатних домішок, що входять до складу цементу, ч.од.;

$\omega^{дом}$  – вміст водню у карбонатних домішках цементу, ч.од..

Загальну нейтронну модель представимо таким виразом:

$$\Delta I_{ny} = f((\omega_{6.3} + \omega^{ca3}) + (\xi_{gl} \omega^{gl} + \xi_{дом} \omega^{дом})). \quad (4.8)$$

Мінеральний склад цементу породи визначає його тип, а саме глинисто-силікатний, залізисто-глинистий, карбонатно-глинистий та інші. У нашому випадку породи характеризуються глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Для породи з карбонатно-глинистим цементом характерна наявність домінуючого вкладу карбонатів, що згідно з моделлю (4.8) збільшуватиме величину вторинного гамма-поля. Водневміст карбонатної речовини достатньо малий, і вміст карбонатної домішки призводить до зменшення водневмісту породи. Інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів змінюватиметься пропорційно до частки карбонату. Встановлена характеристика нейтронних властивостей гірських порід підтверджена експериментальними дослідженнями на керні і дала можливість запропонувати новий підхід та обґрунтування критерій визначення типу цементу.

Для візуалізації впливу вмісту карбонату в цементі породи на величину виміряного значення  $I_{ny}$  запропоновано використати метод зіставлення геофізичних кривих. Використовуючи залежність (4.4), що характеризується високим коефіцієнтом кореляції і дозволяє розрахувати значення  $I_{ny}^p$  за даними методу ГК, отримуємо криву нейтронного каротажу, що вказує на цемент глинистого типу. Тобто для пластів-колекторів з максимальним вмістом розсіяного глинистого цементу покази методу НГК будуть мінімальні і прийняті нами для зіставлення. Для порід-колекторів із

карбонатно-глинистим цементом покази методу НГК збільшуватимуться відповідно до збільшення частки карбонатної речовини. На рисунку Г.1 (додаток Г) наведені дві криві НГК і НГК<sup>роз</sup> (розрахована за формулою (4.4)) видно, що в інтервалі 969-980,4 м криві збігаються. Така характеристика вказує на породу-колектор із глинистим цементом. Розбіжність кривих відповідає ступеню домішки карбонату в цементі.

Запропонована методика аналізу впливу карбонатного цементу на поле нейтронного каротажу дозволяє встановлювати тип цементу теригенних порід неогенових відкладів на прикладі Хідновицького родовища.

У третьому розділі розглянуто розподіл взаємозв'язків фільтраційно-ємнісних характеристик із карбонатністю (рис. 3.4, рис. 3.5). Величина вмісту карбонату впливає як на коефіцієнт пористості, так і на коефіцієнт проникності. Із використанням результатів лабораторних досліджень побудовано залежність коефіцієнта пористості від вмісту карбонату, що представлена на рисунку 4.2. На рис. 4.2 ми виділили три групи. Перша група характеризується високою пористістю  $13 \div 25$  % і незначною карбонатністю  $2 \div 7$  %, тому можна вважати, що карбонатність не впливає на ємнісні характеристики породи. Друга група характеризується збільшеною карбонатністю ( $7 \div 20$  %), але широким діапазоном зміни пористості  $K_n = 3 \div 13$ %. Виходить, що вміст карбонату впливає в незначній мірі на об'єм порового простору, а породи характеризуються глинисто-карбонатним цементом. Третя група характеризується широким діапазоном зміни вмісту карбонату ( $28 \div 85$  %). Пористість цієї групи змінюється в межах 3 до 7 %. Для цієї групи карбонатність впливає на пористість і на величину коефіцієнта проникності. Нами встановлено, що цемент глинисто-карбонатний породи з карбонатністю до  $7 \div 20$  % майже не впливає на фільтраційні властивості породи, а з високою – до  $28 \div 85$  % впливає на величину коефіцієнта проникності. У зоні низьких значень карбонатності коефіцієнт проникності характеризується високими значеннями від  $10,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $250 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, тобто при глинисто-карбонатному цементі проникність здебільшого

зумовлена об'ємом порового простору та розмірами зерен скелета. В області високих значень карбонатності проникність набуває дуже малих значень –  $0,01 \cdot 10^{-3} \div 0,98 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Отже чином за однакових значень коефіцієнта пористості, визначених за геофізичними даними, проникність породи може змінюватися і для порід із карбонатно-глинистим цементом може бути завищеною. Для розрахунку необхідно враховувати ступені карбонатності породи.

Для оцінювання ступеня карбонатності ми пропонуємо використати комплексний параметр  $G$ , що вказує на частку дисперсної фракції породи в одиниці водневмісту:

$$G = \Delta I_{n\gamma} / \Delta I_{\gamma}, \quad (4.9)$$

де  $G$  – комплексний відносний параметр;

$\Delta I_{\gamma}$  – подвійний різницевої параметр інтенсивності природного гамма-поля;

$\Delta I_{n\gamma}$  – подвійний різницевої параметр інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення нейтронів.

Величина інтенсивності природного гамма-поля, як було розглянуто попередньо ( $\Delta I_{\gamma}$ ) зумовлена вмістом глинистої фракції. На підставі цієї залежності на Хідновицькому родовищі за даними методу ГК визначається глинистість породи. Загальний вміст глинистої фракції суттєво впливає на водневміст породи і відношення параметр  $G$  буде пропорційне для глинистих порід. Карбонатний домішок (модель 4.8) змінюватиме цю пропорцію. Зі збільшенням частки карбонатно-глинистого цементу величина  $G$  зростає.

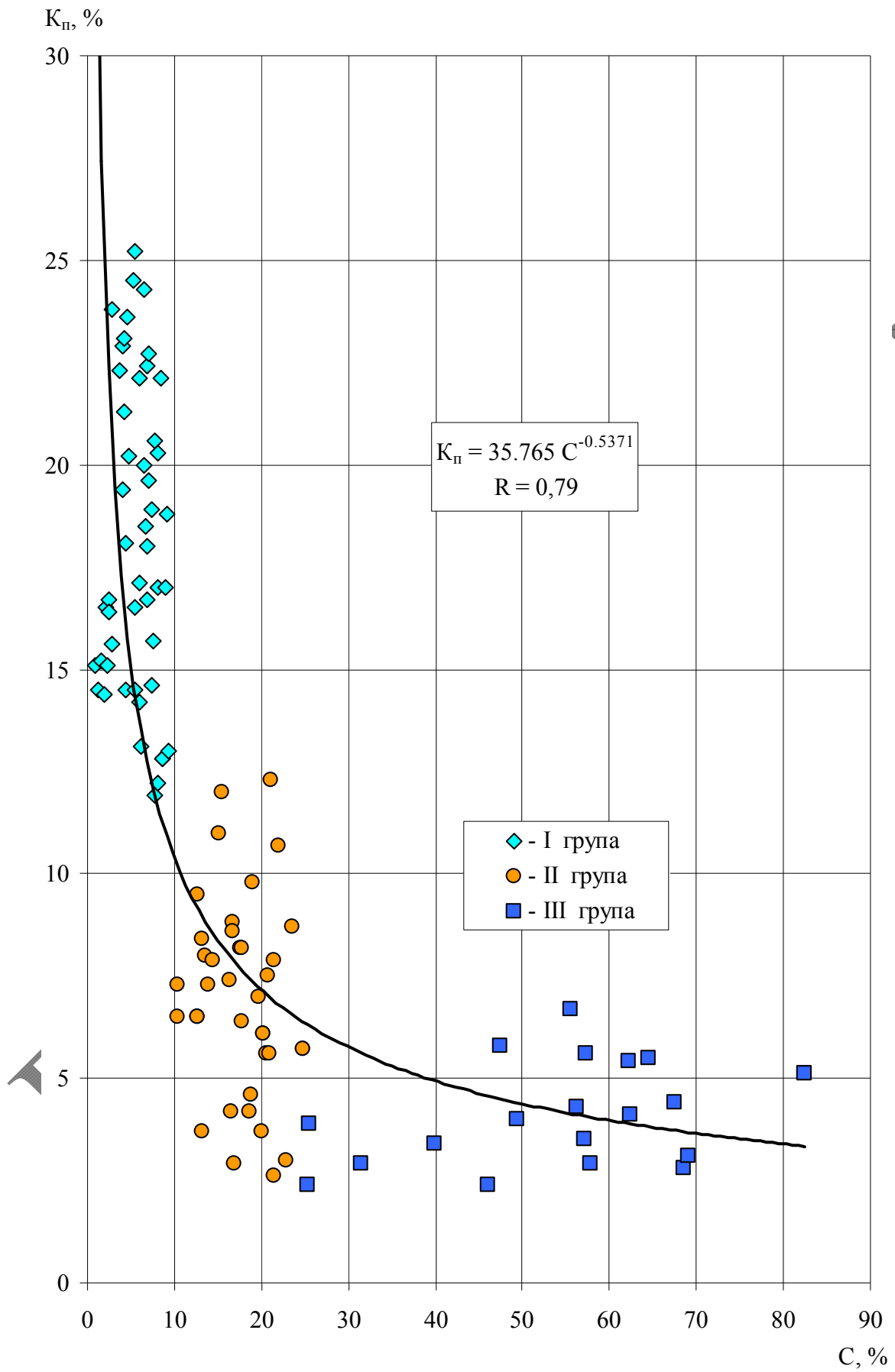


Рисунок 4.2 – Залежність коефіцієнта пористості  $K_n$  від карбонатності  $C$

За результатами лабораторних вимірів та геофізичних досліджень у свердловині комплексом методів побудовано залежність параметра  $G$  від відносної карбонатності (рис. 4.3). Залежність характеризується логарифмічною функцією і оцінюється високим коефіцієнтом кореляції  $R = 0,9$ . Отриману стохастичну залежність за значенням параметра  $G$  можна використовувати для визначення ступеня карбонатності.

При визначенні коефіцієнта проникності за геофізичними даними для порід із карбонатно-глинистим цементом необхідно враховувати ступінь карбонатності. Граничне значення параметра  $G$ , за величиною якого здійснюють розділення порід, де впливає вміст карбонату на визначення значення проникності, складає  $6 \div 7$  (рис. 4.3). На рисунку Г. 2 (додаток Г) наведені результати розрахунків параметра  $G$  на прикладі геофізичних досліджень свердловини № 126 Хідновицького родовища. Крива  $G$  розподілена лінією, що відповідає значенню критерію. Значення параметра  $G$ , що перевищують значення критерію, характеризують породи, які мають карбонатно-глинистий цемент. Можливість визначення ступеня карбонатності дозволила використовувати дані ГДС для визначення коефіцієнта проникності з урахуванням впливу карбонатно-глинистого цементу, що підвищує достовірність використання геофізичних методів.

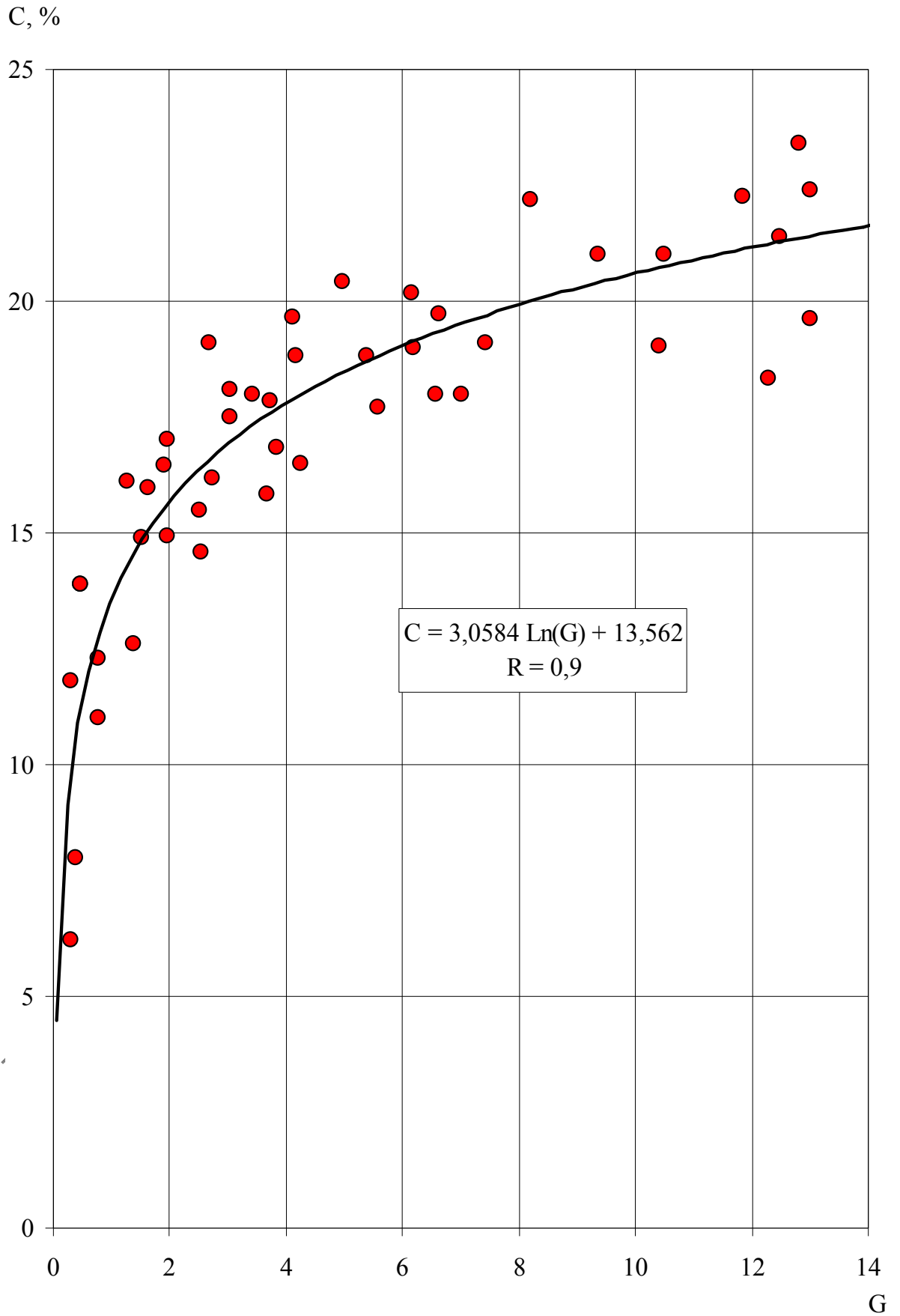


Рисунок 4.3 – Зв'язок параметра  $G$  з відносною карбонатністю  $C$

#### Висновки до розділу 4

У результаті виконаної роботи:

1. Проаналізовано взаємозв'язки природного і наведеного гамма-поля для порід неогенового віку з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом і встановлено відображення геологічних характеристик порід-колекторів у природному радіоактивному та нейтронному полях.

2. Встановлено індивідуальний характер розподілу для порід із глинисто-карбонатним цементом та з карбонатно-глинистим цементом. Запропоновано нейтронну модель, що враховує карбонатний домішок у цементі породи.

3. На основі встановленого індивідуального характеру розподілу природного і наведеного гамма-поля запропоновано комплексний параметр  $G$ , що визначає ступінь карбонатності цементу породи неогенового віку.



## РОЗДІЛ 5

### ПОБУДОВА ФІЛЬТРАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ ХІДНОВИЦЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ЗА ГЕОФІЗИЧНИМИ ДАНИМИ

Характер випереджувального обводнення продуктивних пластів у процесі експлуатації родовищ газу оцінено на підставі аналізу фільтраційної моделі родовища. Визначення проникності окремих прошарків дозволяє встановлювати шляхи надходження випереджувальної води в зонах із найкращою фільтраційною характеристикою. Для побудови фільтраційної моделі родовища з метою її деталізації за коефіцієнтом проникності використовується геофізична інформація. Використання лише результатів лабораторних досліджень, що обмежені об'ємами відбору кернового матеріалу, не дозволяє створювати детальну фільтраційну модель. Інформація з фільтраційних властивостей порід-колекторів продуктивних пачок сприяє ефективному проведенню вилучення газу. Основним напрямом вирішення проблеми є моделювання фізичних процесів на основі зв'язку геологічних і фізичних параметрів, а моделювання розподілу фільтраційних властивостей у геологічному просторі для продуктивних товщ є важливим завданням контролю за розробкою [94, 95, 96].

На Хідновицькому родовищі встановлена значна неоднорідність продуктивних пластів, яка проявляється у структурно-літологічних особливостях будови резервуара, що може призвести до утворення локальної зони недонасичення пласта-колектора. Вирішення цієї проблеми потребує детального опису об'єкта розроблення і розділення порід-колекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями, що можна зробити тільки з використанням всієї наявної геофізичної інформації розвідувальних і експлуатаційних свердловин. Основною особливістю деталізації є вивчення взаємного розташування ділянок продуктивних пачок із різними фільтраційними і ємнісними властивостями у вертикальному та латеральному напрямках. Вертикальна неоднорідність фільтраційних

властивостей може призвести до випереджувального обводнення.

Необхідно відмітити, що нерівномірність відбору керну під час проведення досліджень дає змогу характеризувати поклади тільки середніми значеннями петрофізичних параметрів і тому створює уявні характеристики при оцінюванні геологічного простору. Особливо це стосується визначення коефіцієнта проникності. Використання лише результатів лабораторних досліджень не дає змоги повністю формалізувати фільтраційну модель.

Побудова детальної геолого-фільтраційної моделі за геофізичними даними дає можливість прогнозувати відхилення від прийнятої оптимальної схеми розроблення відповідно до реальних геологічних умов родовищ, особливо на пізніх стадіях розробки.

Для визначення абсолютного коефіцієнта проникності пластів-колекторів враховано гранулометричний склад зерен мінерального скелету, їхній медіанний і ефективний діаметри, однорідність і відсортованість зерен, питомий вміст глинисто-карбонатного та карбонатно-глинистого цементу, що визначають структуру порового простору. Спосіб визначення об'єму пор геофізичними методами має фізичну основу і поширений у наш час на практиці. Проблема полягає у тому, щоб врахувати вплив карбонатно-глинистого цементу при визначенні коефіцієнта проникності.

Для побудови детальної фільтраційної моделі на Хідновицькому родовищі використано метод визначення абсолютної проникності гірських порід для тирегенного складу, запропонований у роботі [97]. Стохастичне рівняння зв'язку геофізичних параметрів із коефіцієнтом абсолютної проникності записується:

$$\ln K_{np} = -C_1 \ln(P_n / K_n^{zdc}) + C_2, \quad (5.1)$$

де  $C_1, C_2$  – коефіцієнти рівняння;

$K_{np}$  – коефіцієнт проникності;

$P_n$  – параметр пористості;

$K_n^{zdc}$  – коефіцієнт пористості за матеріалами ГДС.

Запропоноване рівняння використовуване для порід із глинистим цементом. Величина коефіцієнтів  $C_1$ ,  $C_2$  визначається літолого-структурними особливостями пластів-колекторів на основі результатів лабораторних досліджень. Інакше кажучи, кожен тип гірських порід, який має індивідуальні літолого-структурні особливості, характеризується конкретним значенням коефіцієнтів. У межах гірських порід одного типу зв'язок коефіцієнта проникності і пористості характеризується високою щільністю зв'язку.

Для порід із карбонатно-глинистим цементом запропоноване інше рівняння для визначення коефіцієнта абсолютної проникності, що базується на використанні параметра  $G$ . Рівняння має такий вигляд:

$$\ln K_{np} = (-C_1 \ln(P_n / K_n^{zdc}) + C_2) / B \ln(G), \quad (5.2)$$

де  $G$  – комплексний параметр;

$B$  – коефіцієнт рівняння (змінюється від 0,5 до 1).

Значення коефіцієнтів  $C_1$ ,  $C_2$  визначено на основі результатів лабораторних досліджень. Представлене рівняння дозволяє враховувати вплив карбонатно-глинистого цементу при визначенні коефіцієнта проникності з урахуванням ступеня карбонатності.

Запропонована формула застосована для розрахунку абсолютної проникності порід для побудови фільтраційної моделі Хідновицького родовища за даними геофізичних досліджень розвідувальних і експлуатаційних свердловин (додаток Д, табл. Д.1). У межах пластів визначено середньозважену величину проникності.

За результатами досліджень Ханіна А. А. [98] коефіцієнт проникності системи паралельних прошарків у разі переміщення рідини за напрямком напластування визначається за формулою:

$$k_{np}^{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1} F_{n,i} \cdot k_{np,i}}{\sum_{i=1} F_{n,i}}, \quad (5.3)$$

де  $F_{n,i}$  – поперечний перетин окремих прошарків;

$k_{np,i}$  – коефіцієнт проникності окремих прошарків.

На рисунку Е.1 (додаток Е) наведено приклад розрахунку коефіцієнта абсолютної проникності на свердловині № 126 Хідновицького родовища. У четвертій колонці планшету наведені результати розрахунку комплексного параметра  $G$  і вказана пряма, що відповідає величині критерію. В інтервалах пластів, де значення  $G$  перевищує лінію критерію, спостерігається зменшення розрахованого значення коефіцієнта проникності, тобто враховано значення, ступеня карбонатності. В інтервалах, де значення  $G$  не перевищує вказаного значення, коефіцієнт проникності залишається незмінним. Наведений приклад свідчить про можливість визначення коефіцієнта проникності порід із карбонатно-глинистим цементом.

Для продуктивних горизонтів НД-1 і для НД-2÷3 Хідновицького родовища за результатами розрахунків коефіцієнта проникнення (додаток Д, табл. Д.1) побудовано фільтраційну модель. Модель середньозваженої проникності представлена у вигляді схеми розподілу. На рисунку Е.2 (додаток Е) наведена схема розподілу проникності для відкладів НД-1, а на рисунку Е.3 (додаток Е) – для відкладів НД-2÷3. Значення середньозваженої проникності в кожній точці (свердловини) дає інформацію про фільтраційні характеристики і потужності продуктивного горизонту. На рисунку Е.4 та Е.5 (додаток Е) представлені два профілі вздовж лінії свердловин 114, 400, 29, 111, 27, 129, 36, 101, 105, 39. (поздовжній профіль по лінії I-I) та свердловин 26-132-111-42-117-23-202-24 (поперечний профіль по лінії II-II). Схема розташування профілів наведена на структурній карті (додаток А, рис. А.1). На схемі фільтраційної моделі горизонту НД-1 (додаток Е, рис. Е.2) виділяються окремі свердловини з підвищеною проникністю: свердловина № 115 із проникністю  $K_{np}^{сзв} = 3,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і № 121 із проникністю

$K_{np}^{c36} = 5,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Загалом по родовищу проникність змінюється в напрямку від північного-сходу до південного-заходу ( $K_{np}^{c36} = 0,25 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> ÷  $K_{np}^{c36} = 2,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Локальна аномалія спостерігається в межах свердловин №№ 124, 129 з  $K_{np}^{c36} = 1,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

На схемі фільтраційної моделі горизонту НД-2+3 (додаток Е, рис. Е.3) виділяється зона суттєво підвищеної проникності в межах свердловин №№ 126, 120, 101, 129, 127 з максимальним значенням  $K_{np}^{c36} = 24,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Напрямок загальної зміни проникності подібний до горизонту НД-1, тобто від північного-сходу до південного-заходу ( $K_{np}^{c36} = 0,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> ÷  $K_{np}^{c36} = 3,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Необхідно зазначити, що загальна характеристика розподілу фільтраційних властивостей горизонтів НД-1 і НД-2+3 мають подібний характер розповсюдження ємнісних властивостей.

Детальна характеристика розподілу проникності з окремих прошарків у вертикальному масштабі представлена на профілях I і II (рис. Е.4. та Е.5). Виділяються окремі пласти з підвищеною і зниженою проникністю, що в свою чергу порушує фільтраційну характеристику інтервалу видобутку в зоні перфорації. На рис. Е.4 спостерігається поступова зміна коефіцієнта проникності в напрямку свердловин №№ 129, 36. Проникність зростає від  $K_{np}^{c36} = 0,45 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $K_{np}^{c36} = 11,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. На рисунку Е.5 проникність змінюється на незначну величину і максимальне значення відноситься до свердловини № 132 ( $K_{np}^{c36} = 1,65 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Фільтраційна модель Хідновицького родовища, побудована за геофізичними даними з урахуванням карбонатно-глинистого цементу та структурно-літологічних особливостей, створює додаткову інформацію при контролі за обводненням продуктивних відкладів.

## Висновки до розділу 5

У результаті виконаної роботи:

1. На основі запропонованого нами комплексного параметра  $G$ , який визначає ступінь карбонатності цементу породи, розроблено модель проникності за геофізичними результатами досліджень свердловин, що враховує ступінь карбонатності порід-колекторів і підвищує достовірність визначення коефіцієнта газової проникності.

2. Побудовано фільтраційну модель Хідновицького родовища за геофізичними даними, що дозволить контролювати обводнення продуктивних відкладів.

ПОТЯТІННИК Т.В.

## ВИСНОВКИ

У дисертації, що є завершеною науково-дослідною роботою, науково і практично обґрунтовано актуальну проблему підвищення ефективності виділення геофізичними методами інтервалів обводнення продуктивних газонасичених порід-колекторів неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Основні результати цієї роботи можна сформулювати у формі таких тверджень:

1. Проаналізовано та узагальнено сучасний стан геологічної будови неогенових відкладів і виділення порід-колекторів та оцінки їх фільтраційних характеристик за даними ГДС, що дозволило окреслити напрямки наукових досліджень.

2. Обґрунтовано петрофізичну основу для інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин за результатами аналізу лабораторних досліджень кернавого матеріалу.

3. Досліджено можливості електричних та радіоактивних методів для оцінювання ємнісних та фільтраційних властивостей порід-колекторів та визначення характеру їхнього насичення для глинисто-пісчаних порід неогенового віку.

4. Проаналізовано взаємозв'язки природного і наведеного гамма-поля для порід неогенового віку з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом і встановлено відображення геологічних характеристик порід-колекторів у природному радіоактивному і нейтронному полях. Встановлено індивідуальний характер розподілу геофізичних параметрів для порід із глинисто-карбонатним та з карбонатно-глинистим цементом. Запропонована нейтронна модель, що враховує карбонатний домішок у цементі породи.

5. На основі запропонованого комплексного параметра  $G$ , що визначає ступінь карбонатності цементу породи, розроблено модель проникності за геофізичними результатами досліджень свердловин, яка враховує вплив

карбонатності порід-колекторів на фільтраційні властивості, що підвищило достовірність визначення коефіцієнта газової проникності в породах неогенового віку.

6. Побудовано фільтраційна модель Хідновицького родовища за даними геофізичних досліджень свердловин, яка дозволила контролювати обводнення продуктивних відкладів у процесі експлуатації.

ПОТЯТИННИК Т.В.



**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Фок В. А. Теория определения сопротивления горных пород по способу каротажа / В. А. Фок. – М. : Гостоптехиздат, 1933. – 60 с.
2. Альпин Л. М. К теории электрического каротажа буровых скважин / Л. М. Альпин. – М. : ОНТИ. – 1938. – № 9. С. 36 – 51.
3. Богоявленский Л. Н. Радиометрическая разведка нефти / Богоявленский Л. Н. . – Институт прикладной геофизики. – 1927. – Вып. III. – С. 107 – 113.
4. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В. Н. Дахнов. – М. : Гостоптехиздат, 1955. – 492 с.
5. Дахнов В. Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1972. – 365 с.
6. Кулинкович А. Е. Отбивка границ пластов и выделение песчаников по данным электрического каротажа при помощи цифровых вычислительных машин / А. Е. Кулинкович, А. Е. Сохранов, И. Н. Чуринова // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 39. – С. 107 – 113.
7. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С. С. Итенберг. – М. : Недра, 1972. – 312 с.
8. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В. Н. Дахнов – М. : Недра, 1975. – 341 с.
9. Альпин Л. М. Палетки БКЗ. Рабочий комплект / Л. М. Альпин, Комаров С. Г. – М. : Гостоптехиздат, 1953. – 389 с.
10. Комаров С. Г. Картаж по методу сопротивлений / Комаров С. Г. – М. : Гостоптехиздат, 1950. – 389 с.
11. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В. Н. Кобранова. – М. : Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 490 с.

12. Дахнов А. В. Исследование связей между физическими свойствами максимально влажных терригенных пород и их проницаемостью : автореф. дис. канд. геол.-мин. наук: 04.00.12 «Геология» / А. В. Дахнов; МИНХиГП. – М., 1975. – 21 с.

13. Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики / М. М. Элланский. – М. : Недра, 1978. – 215 с.

14. Элланский М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГДС : методическое пособие / М. М. Элланский. – М. : ГЕРС, 2001. – 229 с.

15. Авчян Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г. М. Авчян. – М. : Недра, 1972. – 224 с.

16. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтяных коллекторов / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. – М. : Недра, 1978. – 318 с.

17. Добрынин В. М. Петрофизика : [учебник для ВУЗов] / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М. : Недра, 1991. – 368 с.

18. Вендельштейн Б. Ю. О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционными свойствами терригенных пород / Б. Ю. Вендельштейн // Труды МИНХ и ГП. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – № 31. – С. 16 – 30.

19. Карпенко А. Н. Петрофизическая модель электропроводности тонкослойной глинисто-песчаной толщи / А. Н. Карпенко // Геофизический журнал. – 2002. – Т. 24. – № 1. – С. 103 – 109.

20. Archie G.E. The electrical resistivity log as a aid in determining some reservoir characteristics / G.E. Archie // Trans. AIME. – 1942. Vol. 146. – P. 54–62.

21. Дахнов В. Н. Интерпретация каротажных диаграмм / В. Н. Дахнов. – М. : Гостоптехиздат, 1948. – 389 с.

22. Bussian F.T. Electrical conductance in a porous medium / F.T. Bussian // *Geophysics*. – 1983. Vol. 48. – No 9. – P. 1258–1268.

23. Glover P.W.J. A modified Archie's law for two conducting phases / P.W.J. Glover, M.J. Hole, J. Pous // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2000. Vol. 180. 3-4 (август 15). – P. 369–383. Т. 1.

24. Ferenczy L. Direct determination of cementation exponent for dual water type models from logs / L. Ferenczy // *Trans. SPWLA. Ann. Logging Symp.* – 1991. X. – P. 24 – 32.

25. Дамаскин Н. Н. Методика определения нефтегазоносности по комплексу методов ГИС сложнопостроенных коллекторов месторождений севера Западной Сибири / Н. Н. Дамаскин // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 1986. – № 4. – С. 40 – 47.

26. Диева Э. В. Интерпретационные модели для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород по данным ГИС (на примере Западной Сибири) / Э. В. Диева, В. Г. Фоменко, В. А. Пантюхин // *Разведочная геофизика (Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. ВИЭМС)*. – 1988. – С. 49 – 50. – Библиогр.: с. 50.

27. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / [Шимелевич Ю. С., Школьников А. С., Поляченко А. Л. и др.]; ред. Шимелевич Ю. С.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М.: Ротапринт, 1965. – 195 с.

28. Основы импульсных нейтронных методов каротажа (методическое пособие) / [Кедров А. И., Новгородов В. А., Поляченко А. Л. и др.]; ред. Кедров А. И.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М.: Ротапринт, 1969. – 225 с.

29. Анализ результатов геофизических исследований скважин Распашновского газоконденсатного месторождения и использование этих данных для обоснования коллекторов и величин подсчетных параметров / В. Н. Проскурняк, И. Н. Муляр, К. Ф. Кривоносова, Л. Н. Сиротика, Л. А. Кирпичев // Министерство геологии УССР объединение

«Укргеофизика». – Полтавская экспедиция по геофизическим исследованиям в скважинах. – Полтава, 1989. – С. 293.

30. Марьенко Н. Н. Моделирование задач определения газонасыщенности терригенных коллекторов нейтронными методами / Н. Н. Марьенко // Проблемы ядерной геофизики. – 1964. Сб. – С. 85 – 91.

31. Запорожец В. М. Применение нейтронного каротажа при контроле за вытеснением газа водой и воды газом в процессе эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа / В. М. Запорожец, Л. Б. Берман. – М. : ВНИИЯГГ, 1970. – 179 с.

32. Губерман Ш. А. Теория подобия и радиометрия скважин / Ш. А. Губерман. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 375 с.

33. Ядерно-геофизические методы исследования газовых месторождений / Ф. А. Алексеев, Я. Н. Басин, Л. Б. Берман и др. – М. : ВНИИОЭНГ. Научно-технический обзор, серия «Нефтегазовая геология и геофизика», 1967. – 59 с.

34. Губерман Ш. А., Чан-Си. Исследование влияния пористости и газонасыщенности карбонатных коллекторов на показания нейтронных методов / Ш. А. Губерман, Чан-Си // Проблемы ядерной геофизики. – 1964. Сб. – С. 32 – 37.

35. Ерозолимский Б. Г. Метод разделения водонефтенасыщенных пластов, основанный на применении импульсного нейтрон-нейтронного источника / Б. Г. Ерозолимский, А. С. Школьников // Ядерная геофизика. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – С. 16 – 24.

36. О результатах применения нейтронных импульсных методов и аппаратуры для исследования разреза скважин / Ф. А. Алексеев, Б. Г. Ерозолимский, Д. Ф. Беспалов [и др.] // Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – С. 20 – 27.

37. Малев А. Н. Исследования методических возможностей двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для визначення поточного газонасичення / А. Н. Малев, И. В. Бабкин // НТВ Каротажник. –

Твер, – 2006 – №7(172) – С. 58-64.

38. Истомина Е.Е. Определение текущей нефтенасыщенности методом импульсного нейтронного каротажа на месторождении Узень / Е. Е. Истомина, И. Ф. Кирдяшкина // НТВ Каротажник. – Твер, – 2006. – №10-11(151-152) – С. 68-76.

39. Вендельштейн Б. Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Б. Ю. Вендельштейн, В. Ф. Козяр, Г. Г. Яценко. – Калинин : НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 261 с.

40. Кожевников Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии / Д. А. Кожевников. – М. : Недра, 1974. – 184 с.

41. Алексеев Ф. А. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии / Ф. А. Алексеев, Р. П. Готтих, В. С. Лебедев. – М. : Недра, 1973. – 383 с.

42. Теленков В. М. Определение текущей нефтенасыщенности методом ИННК / В. М. Теленков, Г. А. Калмыков // НТВ Каротажник. – Тверь, 2002. – № 92. – С. 48 – 62.

43. Путкарадзе Л. А. Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов по результатам ИНК обсаженных скважин / Л. А. Путкарадзе // НТВ Каротажник. – Тверь, 2001. – № 84. – С. 125 – 136.

44. Хуснулин М. Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М. Х. Хуснулин. – М. : Недра, 1989. – 190 с.

45. Алескерев А. К. Оценка текущей нефтенасыщенности сложных коллекторов методами двухзондового ИННК / А. К. Алескерев, Н. А. Мамедов, Ф. Н. Кулиев // Новости геофизики в Азербайджане. – 2002. – № 3–4. – С. 24 – 28.

46. Погребняк В. В. Усовершенствование методики определения

текущей газонасыщенности эксплуатационных объектов подземных газовых хранилищ по данным импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / В. В. Погребняк, С. В. Шальская // НТВ Каротажник. – Тверь, 2008. – № 7 (172) – С. 58 – 64.

47. Поздеев Ж. А. О достоверности определения текущей нефтенасыщенности по данным С/О-каротажа / Ж. А. Поздеев // НТВ Каротажник. – Тверь, 2004. – № 12 – 13 (125 – 126) – С. 61 – 88.

48. Телетников В. М. Технология определения текущей нефтенасыщенности коллекторов при контроле разработке нефтегазовых месторождений Нижневартовского района / Телетников В. М. // НТВ Каротажник. – Тверь, 2002. – № 98 – С. 72 – 94.

49. Воронков Л. Н. Опыт применения углеродно-кислородного каротажа на нефтяных месторождениях Татарстана / Л. Н. Воронков, В. В. Баженов, Я. К. Нуретдинов, Ю. В. Кормильцев // НТВ Каротажник. – Тверь, 2004. – № 12 – 13 (128 – 126) – С. 89 – 95.

50. Буров В. С. О строение фундамента Внешней (газоносной) зоны Передкарпатского прогиба / В. С. Буров, В. В. Глушко // Геология нефти и газа. – 1980. – № 9. – С. 48 – 56.

51. Буров В. С. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат / В. С. Буров, В. В. Глушко, И. З. Гонтовой и др. // Труды УКРНИГРИ. – Недра, 1971. – Вып. XXV. – С. 45–62.

52. Вялов О. С. Схема стратиграфии неогеновых отложений западных областей УССР/ О. С. Вялов // Палеонтол. – 1980. – Вып. 17. – С. 93–96.

53. Доленко Г. Н. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат / Г. Н. Доленко, Л. Г. Бойчевская, Л. Г. Данилевич и др. – Киев : Наукова думка, 1980. – 248 с.

54. Глушко В. В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат та прилегающих прогибов / В. В. Глушко. – Недра, 1968. – 263 с.

55. Феदिшин В. О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення : монографія / В. О. Федишин. – К. : УкрДГРІ, 2005. –

148 с.

56. Федоришин Д. Д. Особливості геологічної будови порід-колекторів неогенових відкладів за даними геолого-геофізичних досліджень / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник // Научные труды SWorld . – Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 3 (40). Том 14. – с. 4 – 7. РИНЦ. ЦИТ: 315–048.

57. Федоришин Д. Д. Особливості геологічної будови сарматських відкладів Хідновицького газового родовища та їхній вплив на покази свердловинних геофізичних досліджень / Д. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин // Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології (до 70-річчя геологічного факультету КНУ ім. Т. Шевченка) : матеріали Міжнародної наукової конференції (м. Київ, 31 березня – 3 квітня 2014 р) – Київ : КНУ ім. Т. Шевченка, 2014. – С. 110 – 111.

58. Трубенко О. М. Моделювання фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови (на прикладі Хідновицького газового родовища) / О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, А. П. Олійник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2014. – № 1(50). – С. 74 – 81.

59. Федоришин Д. Д. Петрофізичне вивчення ємкісних властивостей порід-колекторів Хідновицького газового родовища за даними геофізичних досліджень свердловин / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, Т. В. Потятинник // Сборник научных трудов SWorld. – Иваново : Маркова АД, 2013. – Выпуск 4. Том 53. — С. 26–31. РИНЦ. ЦИТ: 413–1204.

60. Трубенко О. М. Фільтраційно-ємнісна характеристика сарматських відкладів Буцівського газового родовища / О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, В. В. Федорів // Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази : матеріали Міжнародної науково-технічної конференції (м. Івано-Франківськ, 23–25 травня 2018 р.) – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. – С. 132 – 135.

61. Федоришин Д. Д. Основні геологічні чинники, що обумовлюють неоднозначність геофізичної інформації в процесі дослідження неогенових відкладів у свердловинах Хідновицького газового родовища / Д. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин // Нафтогазова галузь України. – Київ, 2014. – № 3. – С. 39 – 43.

62. Федоришин Д. Д. Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості гірських порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення / Д. Д. Федоришин, О. А. Гаранін, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2014. – № 1(50). – С. 51 – 58.

63. Федоришин Д. Д. Основні причини підвищеної радіоактивності неогенових відкладів у геологічних розрізах Більче-Волицької зони Передкарпатського розрізу / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник, Л. А. Аврамко // Научные труды SWorld. – Иваново : Научный мир, 2015 – Выпуск № 1 (38). Том 26. – с. 22 – 26. РИНЦ. ЦИТ: 115-419.

64. Федоришин Д. Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносною провінції): дис. д-ра геол. наук: 04.00.17, 04.00.22. – ІГГГК НАН України. / Д. Д. Федоришин. – Львів, 1998. – 288 с.

65. Жуков Н. Н. Вероятностно-статистические методы анализа геолого-геофизической информации / Н. Н. Жуков. – Киев : Вища школа, 1975. – 304 с.

66. Потятинник Т. В. Аналіз впливу структури порового простору на коефіцієнт проникності порід-колекторів з глинисто-карбонатним цементом / Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2018. – № 1 (66). – С. 17 – 26.

67. Леворсен А. И. Геология нефти / А. И. Леворсен. – М.: Мир, 1970. – 640 с.



68. Шакиров В. А. Методики интерпретации материалов ГИС в карбонатных отложениях семилукского и мендымского горизонтов Ромашкинского месторождения / В. А. Шакиров, Ю. В. Кармильцев // Науч. – техн. вестник «Каротажник». – Тверь, 2005. – № 128. – С. 27 – 33. (незнаю чи правильно джерело)

69. Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л. С. Лейбензон. – М.–Л.: Гостехтеориздат, 1947. – 244 с.

70. Slichter C. S. Theoretical investigations of the motion of ground waters. 19-th Am. Rep. U. S. Geol. Survey, 1899, v. 2, p. 295 – 384.

71. Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств. – М.–Л.: Госстройиздат, 1933. – 392 с.

72. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е. С. Ромм. – Л. : Недра, 1985. – 240 с.

73. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б. Ю. Вендельштейн, Г. М. Золоева, Н. В. Царева. – М. : Недра, 1985. – 276 с.

74. Kozeni I. Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden. – Sitzung Berichte Akad. Wiss., Wien, Nat. Kl., 1927, Bd.136, Abt.11a, S.271.

75. Кобранова В. Н. Петрофизика / В. Н. Кобранова. – М. : Недра, 1986. – 396 с.

76. Старостін В. А. Визначення ефективної проникності колекторів за даними ГДС / В. А. Старостін, О. М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С. 4 – 9.

77. Элланский М. М. Единая теоретическая модель проницаемости продуктивных отложений с межгранулярным типом пустот / М. М. Элланский // Геофизика. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. – № 6. – С. 38 – 47.

78. Медведев А. И. Построение интерпретационной модели по данным ГИС и испытаний / А. И. Медведев // Науч. – техн. вестник «Каротажник». – Тверь, 1997. – № 36. – С. 52 – 63.

79. Ларионов В. В. Радиометрия скважин / В. В. Ларионов – М. : Недра, 1969. – 327 с.

80. Определение глинистости по данным гамма-каротажа с учетом локальных геологических условий / Старостин В. А., Бардовский В. Я., Филатова Т. И. // Нефтяная промышленность сер. «Нефтегазовая геология и геофизика», экспр. инф. – М. : ВНИИОЭНГ, 1987. – № 11. – С. 14 – 18.

81. Изучение естественной радиоактивности и других физических параметров продуктивных отложений центральной части ДДВ / В. Я. Бардовский, В. А. Старостин. Отчет НИР по теме № 140/82 – ИФИНГ. № ГР 018200707339. – Ивано-Франковск, 1982. – 107 с.

82. Клубова Т. Т. Глинистые коллекторы нефти и газа / Т. Т. Клубова. – М. : Недра, 1988. – 157 с. ISBN 5-247-00147-8.

83. Федоришин Д. Д. Визначення коефіцієнта залишкового водонасичення поліміктових пісковиків родовищ нафти і газу у Дніпровсько-Донецькій западині / Д. Д. Федоришин, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятиник, О. А. Громьяк // Научные труды SWorld. – Иваново : Научный мир, 2015. – Выпуск № 2 (39). Том 20. – с. 8 – 14. РИНЦ. ЦИТ: 215 – 107.

84. Готтих Р. П. Радиоактивные элементы в нефтегазовой геологии / Р. П. Готтих. – М., 1980. – 253 с.

85. Коган Р. М. Основы гамма-спектрометрии природных сред / Р. М. Коган, И. М. Назаров, Ш. Д. Фридман. – М. : Атомиздат, 1969. – 468 с.

86. Николаева А. В. Краткий курс радиохимии / Под ред. А. В. Николаева. – М. : Высшая школа, 1969. – 334 с.

87. Алексеев Н. В. Эффективность гамма-спектрометрии естественной радиоактивности в карбонатных отложениях Тимано-Печорья / Н. В. Алексеев, Д. А. Кожевников, Н. Е. Лазуткина, Е. А. Нейман // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – № 4. – С. 28 – 34.

88. Резванов Р. А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы

исследования скважин : учебник для вузов / Р. А. Резванов. – М. : Недра, 1982. – 368 с.

89. Гримм Р. Е. Минералогия глин / Р. Е. Гримм. – М. : Иностранная литература, 1956. – 454 с.

90. Лейпунский О. И. Распространение гамма-квантов в веществе / О. И. Лейпунский, Б. В. Новожилов, В. Н. Сахаров. – М. : Физматгиз, 1960. – 207 с.

91. Потятинник Т. В. Оцінка впливу карбонатно-глинистого цементу на коефіцієнт проникності порід-колекторів за геофізичними даними / Т. В. Потятинник // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2018. – № 1 (44). – С. 48 – 56.

92. Визначення підрахункових параметрів колекторів для ГЕО, геолого-економічна оцінка та техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів газовилучення Хідновицького родовища / М. В. Дорохов та ін.. – Стрий : ТОВ «Надра», 2012. – 275 с.

93. Леонтьев Е. И. Моделирование в петрофизике / Е. И. Леонтьев. – М. : Недра, 1978. – 124 с.

94. Лукин А. Е. Опыт фациального анализа терригенных коллекторов нефти и газа по промыслово-геофизическим и геохимическим данным / А. Е. Лукин // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – М. : ВИЭМС, 1978. – 37 с.

95. Косаченко В. Д. Встановлення особливостей осадконакопичення нафтогазоперспективних структур / В. Д. Косаченко, С. Н. Бурманова, Л. Г. Головцина // Нафтова і газова промисловість. – К., 2001. – № 4. – С.10 – 14.

96. Федак І. О. Оцінка літофаціальної неоднорідності продуктивних відкладів нафтогазових родовищ за результатами геофізичних досліджень свердловин / І. О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 4 (29). – С. 28 – 33.

97. Старостін В. А. Аналіз методик визначення фільтраційних властивостей колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин / В. А. Старостін, А. В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3(4). – С. 18 – 23.

98. Ханін А. А. Порода-колектори нафти и газа и их изучение / А. А. Ханін. – М. : Недра, 1969. – 368 с.

ПОТЯТІННИК Т.В.

## ДОДАТОК А

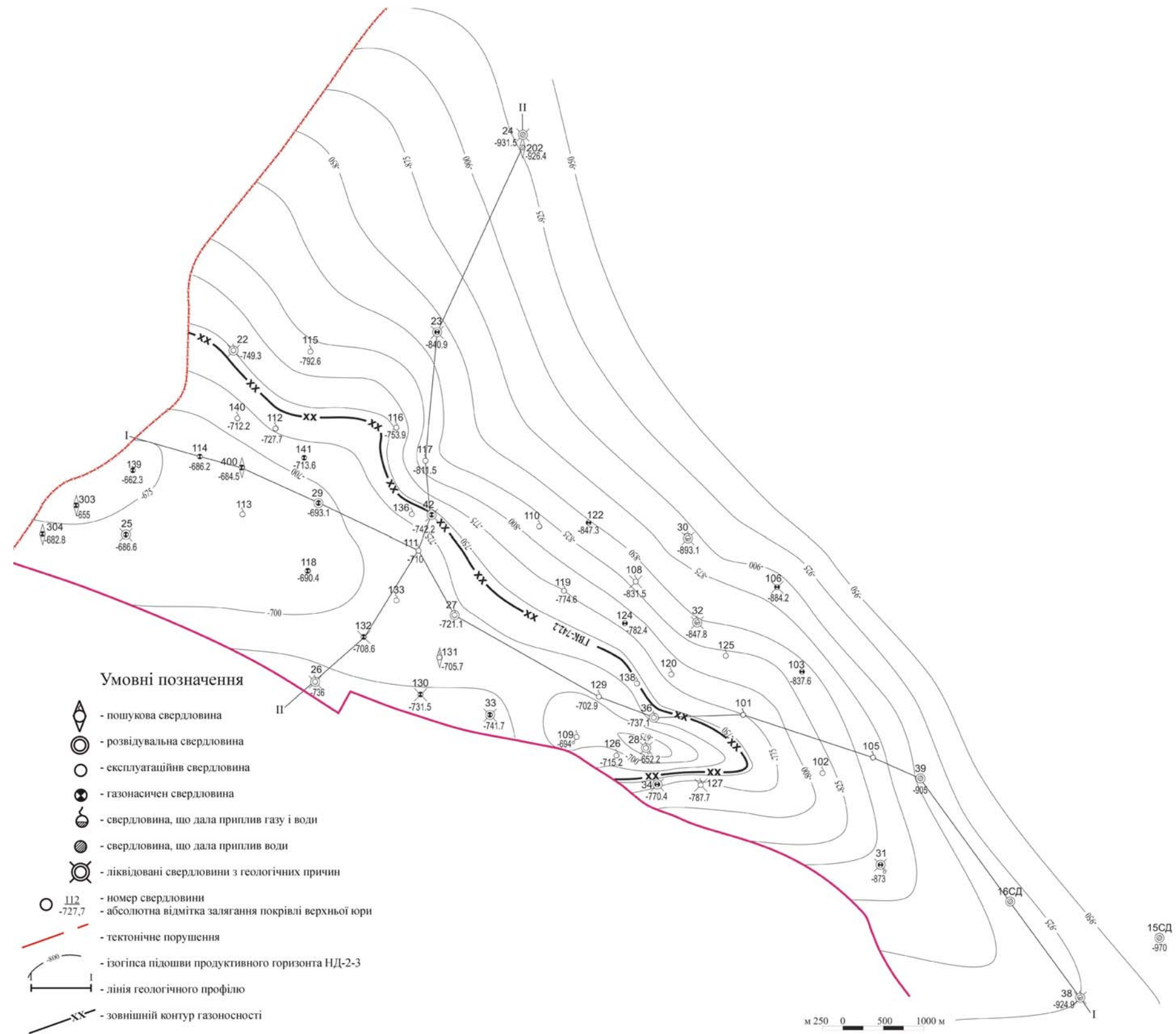


Рисунок А.1 – Структурна карта підшови продуктивного горизонту НД-2÷3



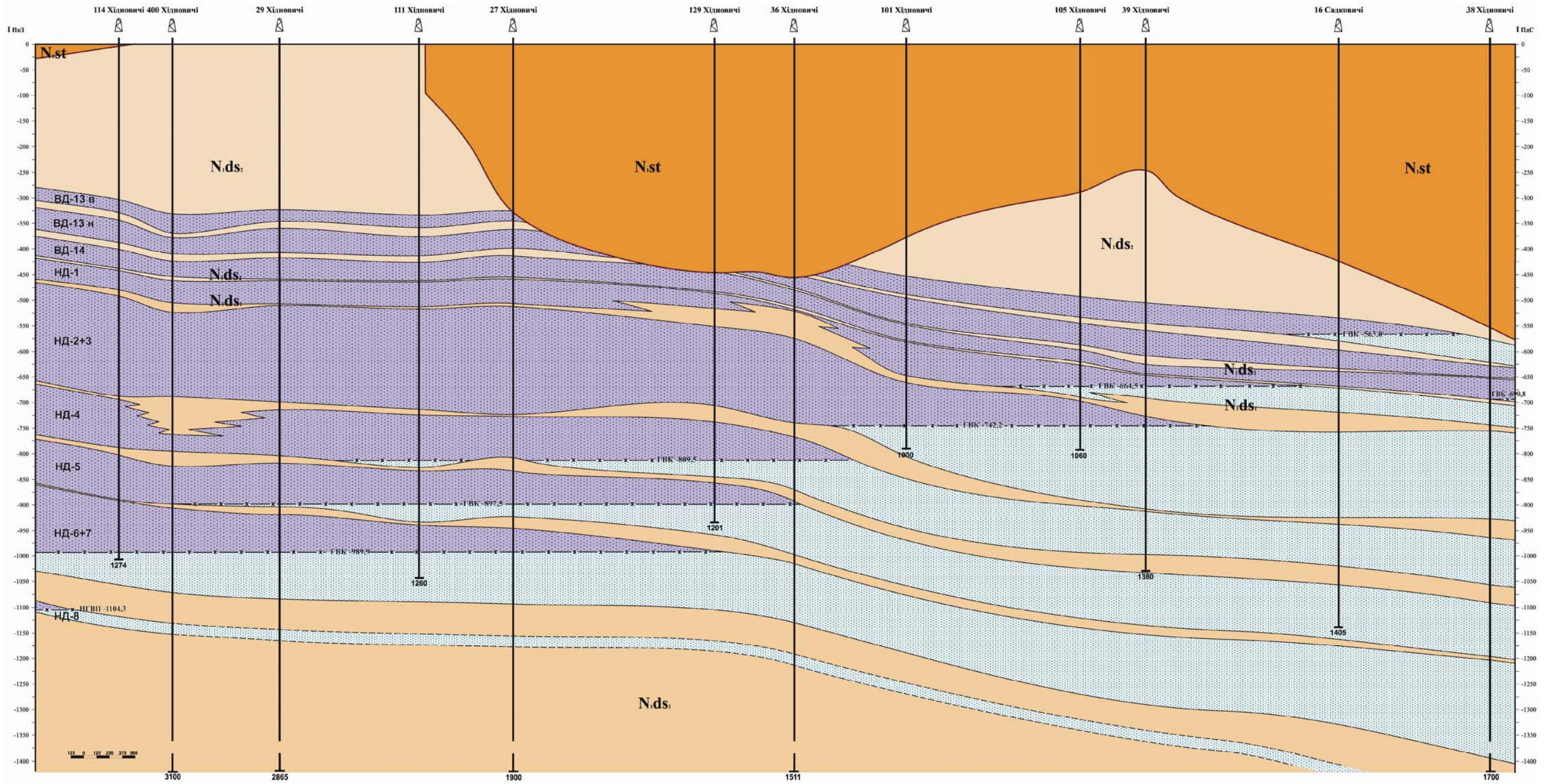
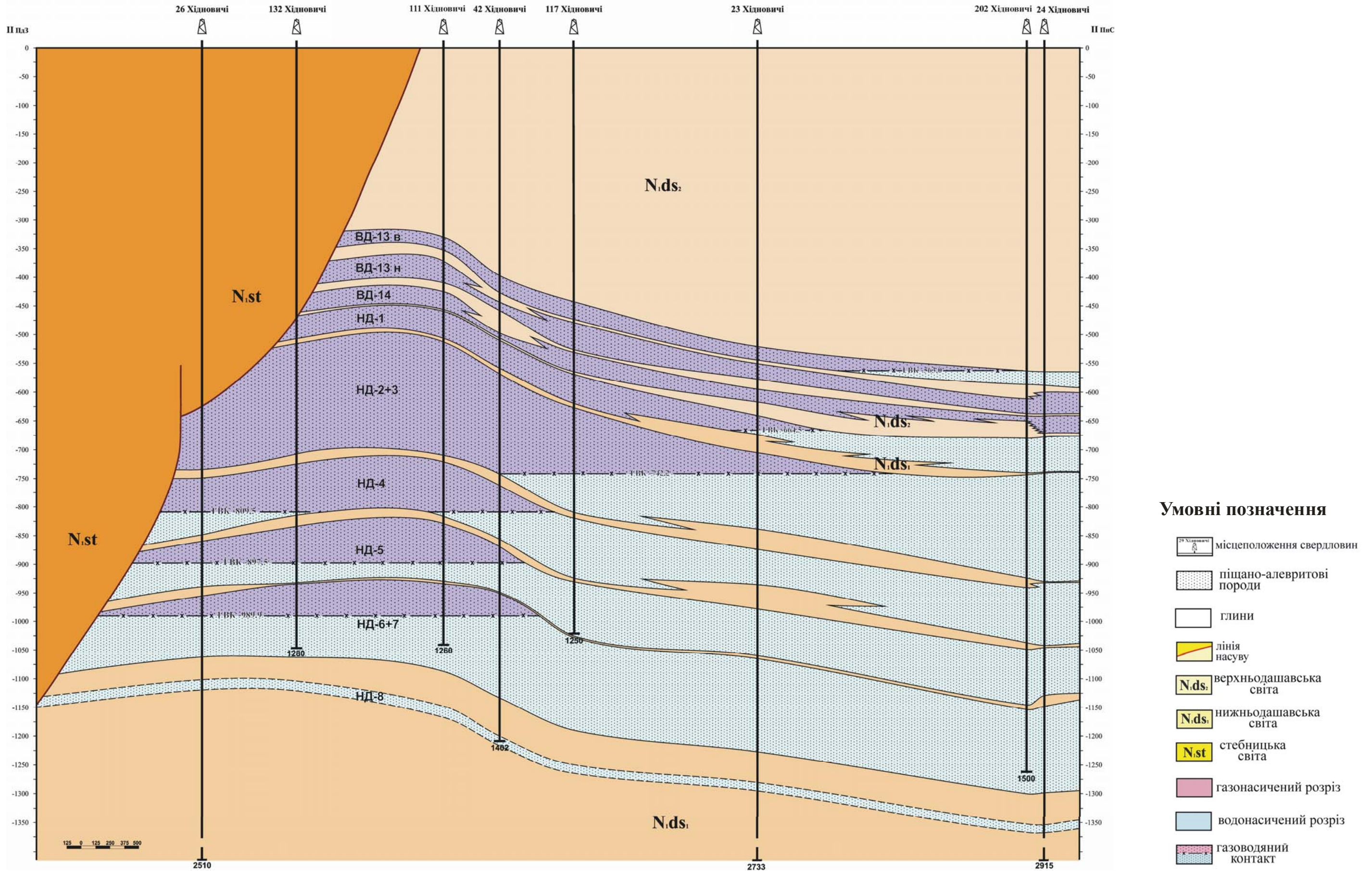


Рисунок А.2 – Геологічний профіль по лінії I-I





Умовні позначення

- місцеположення свердловин
- піщано-алевритові породи
- глини
- лінія насуву
- N.ds<sub>2</sub> верхньодашавська світа
- N.ds<sub>1</sub> нижньодашавська світа
- N.st стебницька світа
- газонасичений розріз
- водонасичений розріз
- газоводяний контакт

Рисунок А.3 – Геологічний профіль по лінії II-II





Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	X. НД-3	903-908	–	–	–	–	–	–	7,1	–	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–
	X. НД-3	903-908	–	–	1	5	20	22,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	X. НД-3	920-929	–	–	14	16	15	37,5	3,5	–	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–
	X. НД-3	935-941	–	8,5	27,5	23,5	16	9,5	25,7	–	847	–	–	–	–	–	–	–	–
	X. НД-3	948-953	–	4	31	23	18,5	10,6	25,8	–	243	–	–	–	–	–	–	–	–
	X. НД-3	974-977	–	–	1	2,5	15	39	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	X. НД-3	983-989	–	8,5	22,5	37,5	17	8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	989-995	–	5	25,5	14	13,5	4,5	12,3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	995-1001	–	1	20	23,5	15	24	4,2	–	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	1028-1034	–	28,5	15	13,5	5,5	1,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	1041-1047	–	5	23,5	14,5	13,5	4,5	25	–	410	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	1047-1054	–	–	7,5	26,5	16,5	12,5	2,9	–	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	1054-1061	–	–	38	22,5	18,5	6	4,5	27	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	1103-1109	–	–	5,5	14	42,5	19	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	1164-1168	–	–	15	10	27,5	20	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
22	XI. НД-4	1010-1015	–	–	0,5	3	13,5	55,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	1057-1062	–	–	–	–	–	–	5,9	25,1	0,1	0,92	10,8	9	15	0,82	1	0,56	0,3
	XI. НД-4	1067-1070	–	–	–	–	–	–	5,3	21,5	3,2	0,92	10,8	9	15	0,82	1	0,56	0,3
	XI. НД-4	1067-1070	–	–	1,5	3,5	35	35	–	–	–	0,92	10,8	9	15	0,82	1	0,56	0,3
	XI. НД-4	1073-1078	–	–	–	–	–	–	5,2	23,2	0,1	0,92	10,8	9	15	0,82	1	0,56	0,3
	XII. НД-5	1144-1149	–	–	–	2,5	22,8	45	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XII. НД-5	1144-1149	–	–	–	–	–	–	12,2	13,8	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–
	XII. НД-5	1150-1155	–	–	–	–	–	–	–	26,4	0,1	0,92	10,8	9	15	0,82	1	0,56	0,3
	XII. НД-5	1150-1155	–	–	0,5	2,5	32,5	32	–	–	–	0,92	10,8	9	15	0,82	1	0,56	0,3
	XII. НД-5	1165-1170	–	–	0,5	9	35	18	7,8	19,3	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–
	XII. НД-5	1170-1176	–	–	0,5	6	16	52,5	8,8	13,6	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–
	XII. НД-5	1181-1186	–	–	0,5	0,5	37,5	27	–	–	–	0,95	10,6	9	15	0,82	1	0,72	0,27
	XII. НД-5	1181-1186	–	–	–	–	–	–	6,9	29,3	0,1	0,95	10,6	9	15	0,82	1	0,72	0,27
	XII. НД-5	1191-1196	–	–	0,5	0,5	37,5	27	–	–	–	0,95	10,6	9	15	0,82	1	0,72	0,27
	XII. НД-5	1207-1212	–	–	–	–	–	–	16,8	21,1	0,1	0,95	10,4	9	15	0,82	1	0,72	0,23



Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
29	XI. НД-4	1056-1058	–	–	0,5	1	10	53,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XIV. НД-7	1224-1234	–	–		2,5	22,5	41	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XIV. НД-7	1335-1344	–	–	0,5	5	26	37,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
30	VIII. НД-1	891-899	–	–	–	–	–	–	7,2	газ	–	1,13	3,3	2,5	5	0,92	1,24	0,66	0,32
	VIII. НД-1	899-906	–	–	–	–	–	–	22,9	газ	–	1,15	4,1	2,5	5	0,92	1,24	0,72	0,64
	VIII. НД-1	906-913	–	–	–	–	–	–	10,1	–	–	1,15	4	2,5	5	0,92	1,24	0,72	0,6
	VIII. НД-1	913-920	–	–	–	–	–	–	4,2	–	–	1,15	4	2,5	5	0,92	1,24	0,72	0,6
	VIII. НД-1	947-958	–	–	–	–	–	–	11,8	–	–	1,08	3,6	2,5	5	0,92	1,24	0,5	0,44
	VIII. НД-1	946-953	–	–	–	–	–	–	3,9	23,3	0,1	1,08	3,6	2,5	5	0,92	1,24	0,5	0,44
	VIII. НД-1	946-958	–	–	–	–	–	–	7	11,8	0,3	1,08	3,6	2,5	5	0,92	1,24	0,5	0,44
	IX. НД-2	958-969	–	–	–	–	–	–	6,6	–	–	1,07	3,5	2,5	5	0,92	1,24	0,47	0,4
	X. НД-3	1003-1010	–	–	–	1	11	60,5	–	–	–	1,17	3,8	2,5	5	0,92	1,24	0,78	0,52
	X. НД-3	1015-1020	–	–	–	1,7	8,5	56,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
31	VIII. НД 1	855-860	–	–	–	1	11	64,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	VIII. НД 1	1012-1019	–	–	22,2	20,5	13,3	10,7	4,8	31,4	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–
	VIII. НД 1	1026-1032	–	–	–	1	14	59	–	–	–	1,15	12	9,8	16	0,94	1,27	0,64	0,35
	VIII. НД 1	1032-1040	–	–	1	2,5	12,5	59	–	27,3	–	1,15	12	9,8	16	0,94	1,27	0,64	0,35
	VIII. НД 1	1040-1047	–	–	–	1,5	10	56	–	–	–	–	12,5	9,8	16	0,94	1,27	–	0,44
32	VIII. НД 1	998-1003	–	–	5	18,5	36	25,5	20,9	–	6,3	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	VIII. НД 1	998-1003	–	–	1,5	27,5	21	7,5	–	–	–	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	VIII. НД 1	1013-1016	–	20	20	8,5	9	7,5	1	29,3	0,1	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	VIII. НД 1	1013-1016	–	–	17,5	20	18,5	11,5	1	29,3	0,1	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	X. НД 3	1016-1021	–	–	0,5	16	32,5	16	–	29,3	0,1	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	X. НД 3	1021-1026	–	–	16	21	21	9,5	3	29,3	0,1	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	X. НД 3	1026-1031	–	–	30	20	10	7,5	–	28,5	0,1	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	X. НД 3	1031-1036	–	–	–	–	–	–	3,3	–	0,1	1,85	9,5	8	16	1,3	1,9	0,92	0,19
	X. НД 3	1049-1055	–	–	26	32,5	15,5	3,3	4,1	28,8	0,1	1,6	10,3	8	16	1,3	1,9	0,5	0,29
	X. НД 3	1049-1055	–	–	6	29	20	8,9	4,1	28,8	0,1	1,6	10,3	8	16	1,3	1,9	0,5	0,29
	X. НД 3	1055-1060	–	6	31	11	9,3	6,5	3	29,5	0,1	1,64	11,1	8	16	1,3	1,9	0,57	0,38
	X. НД 3	1140-1145	–	–	2,5	30	22,9	6	–	–	–	1,64	11,8	8	16	1,3	1,9	0,57	0,47

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	XI. НД-4	<u>1155-1160</u>	–	–	1,5	20	36,5	12	–	–	–	1,64	11,8	8	16	1,3	1,9	0,57	0,47
	XI. НД-4	<u>1170-1175</u>	–	–	0,5	28	22,5	14	–	–	–	1,64	12,2	8	16	1,3	1,9	0,57	0,53
	XII. НД-5	<u>1240-1245</u>	–	–	3,5	30	23,5	8	5,8	24,6	0,1	1,64	11	8	16	1,3	1,9	0,57	0,37
	XII. НД-5	<u>1245-1250</u>	–	–	11	25	22,5	10	2,6	31,4	0,1	1,64	11	8	16	1,3	1,9	0,57	0,37
	XII. НД-5	<u>1250-1255</u>	–	–	–	–	–	–	3,5	29,9	0,1	–	10,7	8	16	1,3	1,9	–	0,33
	XII. НД-5	<u>1260-1265</u>	–	–	–	1	14	54	4,3	21,8	0,1	–	10,7	8	16	1,3	1,9	–	0,33
	XII. НД-5	<u>1270-1275</u>	–	–	–	–	–	–	5,3	–	0,1	–	10,7	8	16	1,3	1,9	–	0,33
	XII. НД-5	<u>1270-1275</u>	–	–	7,5	30	30	6,5	–	–	0,1	–	10,7	8	16	1,3	1,9	–	0,33
	XII. НД-5	<u>1275-1280</u>	–	–	1,5	29	22,5	18	–	–	–	–	10,7	8	16	1,3	1,9	–	0,33
36	VIII. НД-1	<u>756-762</u>	–	–	–	–	–	–	15,4	10,2	0,9	–	–	–	–	–	–	–	–
	VIII. НД-1	<u>762-769</u>	–	–	–	–	–	–	14,2	12,6	1,5	–	–	–	–	–	–	–	–
	VIII. НД-1	<u>769-776</u>	–	–	–	–	–	–	6,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	VIII. НД-1	<u>809-816</u>	–	1	25	20	16	13	13,3	79,3	–	1,46	9,2	7	16	1,19	2	0,33	0,24
	X. НД-3	<u>870-877</u>	–	–	0,5	9	34	19	3	31,6	0,1	1,6	8	7	16	1,19	2	0,51	0,1
	X. НД-3	<u>898-901</u>	–	–	–	–	–	–	3,2	30,7	0,1	1,56	9	7	16	1,19	2	0,46	0,2
	X. НД-3	<u>898-901</u>	–	–	50	22,5	26	11,5	–	–	–	1,56	9	7	16	1,19	2	0,46	0,2
	X. НД-3	<u>909-917</u>	–	–	–	–	–	–	3,4	–	0,1	1,47	10,1	7	16	1,19	2	0,35	0,34
	X. НД-3	<u>909-919</u>	–	0,5	22,5	19	12,5	5,5	–	–	–	1,47	10,1	7	16	1,19	2	0,33	0,34
	X. НД-3	<u>933-938</u>	–	–	–	–	–	–	3,3	–	0,1	1,43	7,2	7	16	1,19	2	0,29	0,02
	X. НД-3	<u>983-988</u>	–	–	–	2,5	10	47,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	XI. НД-4	<u>1003-1011</u>	–	–	–	–	–	–	11,9	19,4	0,4	1,6	10,8	7	16	1,19	2	0,51	0,42
	XI. НД-4	<u>1003-1011</u>	–	0,5	17,5	21	14	15,5	–	–	–	1,6	10,8	7	16	1,19	2	0,51	0,42
	XI. НД-4	<u>1011-1019</u>	–	–	–	–	–	–	6,2	32,6	0,1	1,62	13	7	16	1,19	2	0,53	0,67
	XI. НД-4	<u>1019-1027</u>	–	–	–	–	–	–	21,3	–	–	1,62	13	7	16	1,19	2	0,53	0,67
	XI. НД-4	<u>1027-1035</u>	–	–	1,5	36	20	25	7	6,2	1233	1,52	12,6	7	16	1,19	2	0,41	0,62
	XI. НД-4	<u>1035-1043</u>	–	–	32	25	22	7	–	–	–	1,46	11,4	7	16	1,19	2	0,33	0,49
	XI. НД-4	<u>1035-1043</u>	–	–	–	–	–	–	4,5	27,3	0,1	1,46	11,4	7	16	1,19	2	0,33	0,49
	XI. НД-4	<u>1051-1059</u>	–	–	23,5	27	1,25	4	3,6	31,2	0,1	1,32	11,4	7	16	1,19	2	0,16	0,49
	XI. НД-4	<u>1067-1075</u>	–	–	–	–	–	–	4	29,9	0,2	1,33	12,3	7	16	1,19	2	0,17	0,59
	XI. НД-4	<u>1082-1090</u>	–	–	–	–	–	–	25,1	–	531	1,26	13	7	16	1,19	2	0,1	0,67



Результати гранулометричного аналізу зразків керну порід-колекторів  
візейських і турнейських відкладів Куличихинського та Тимофіївського  
родовищ

№ п/п	№ зразка керну	Діаметр зерен скелета породи, мм						K <sub>п</sub> , %	K <sub>пр</sub> , ×10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
		1	1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	менше 0,01		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Куличихинське родовище									
1	39549	-	-	37,3	41,8	9,7	10,8	15,9	161,7
2	39552	-	1,75	48,6	27,4	7,4	13,1	7,8	8,5
3	39554	-	2,5	15,5	51	16,8	13,7	11,1	5,2
4	39559	-	-	52,7	27,2	4	15,4	17,6	286,9
5	39564	-	-	25,2	23	5,4	45,3	16	93,2
6	39566	-	-	89	41,4	8,8	8,7	17,9	142,9
7	39568	-	3,8	60,6	18,5	4,2	11,3	18,8	545,2
8	39570	-	2,9	55,2	22,8	5,4	13,4	16,2	165,2
9	39572	-	8,6	56,5	15,2	3,7	14,2	18,4	340,8
10	45173	-	-	7,4	69,5	6	16,6	12,2	35,26
11	45174	-	-	4,7	76,6	8,7	9,5	12,1	37,79
12	45175	-	-	15,4	65,2	9,2	9,9	14,6	92,17
13	45207	-	2,2	41,8	37,3	4,1	10,1	13,9	101
14	45209	-	6,7	52,2	24,4	1,7	12,9	14,7	259,5
15	45210	-	-	36,4	46,5	3,9	12	15	129,7
16	45211	-	3,2	40,4	28,2	2,6	22,3	14,7	218
17	45214	-	1,3	27,6	53,7	5,3	8,7	9,5	7,8
18	45216	-	2,4	18,3	57,7	3,8	14,2	14,1	113,5
19	45217	-	3,3	30,3	44,5	3,4	16,9	12,8	71,46
20	45219	-	15,1	53,6	13,5	2,3	13,2	13,9	89,3
21	45220	-	-	16,3	63,7	3,1	14,9	14,7	156,7
22	45177	-	-	14,7	63,7	6,2	14,7	13,9	82,4
23	45180	-	-	18,7	63,7	5,3	11,5	15,6	284,8
24	45182	-	3,7	50,7	25,1	2,3	17,5	15	272,5
25	45184	-	3	45,7	28,4	2,3	19,6	17,8	545
26	45186	-	4,5	57,6	23,1	1,4	12,7	17,2	545
27	45,188	-	3,2	58,2	22,5	1,5	14	16,9	605,58
28	45189	-	-	27	50,3	6,4	14,7	16,2	393,3
29	45190	-	-	17,8	64,7	4,1	13,1	16,1	340,68
30	45191	-	2,3	26,2	32,3	2,3	36,1	14,5	151,37
31	45192	-	4	31,4	46	4,6	13,7	15,3	286,88
32	45195	-	2,6	36,3	47,9	2,1	10,2	16,9	320,6
33	45197	-	-	28,2	51,2	3,9	16	15,4	286,88
34	45199	-	-	19,7	60,1	11,1	8,2	15,3	286,88
35	45203	-	-	7,8	75,5	9,5	5,6	17,5	320,6
36	45205	-	-	29,5	44,6	5,6	14	13,1	82,4
37	45206	-	6,9	35,1	40,3	4,7	11,1	11,4	104,4
38	42582	-	-	2,6	39,6	41,5	8,7	10,3	3,4
39	40286	-	3,4	27,7	40,1	6,8	20,8	13,1	24,6

## Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	40289	-	2,3	24,7	49,2	8,3	13,9	14,1	28,8
41	40290	-	46,2	24,5	8,7	3,3	16,6	13,7	17,3
42	40294	-	33,9	30,7	10,9	4,8	19,4	10,2	2,3
43	40298	-	15,8	56,1	9,3	3	15	18,3	376,2
44	44422	-	-	3,8	72,2	10,6	12,1	13,4	47,6
45	26816	-	5,5	32	33,8	6	13,6	12,8	65,8
46	26818	-	4,8	50,719,8	4	2,8	11,7	38,9	2,4
47	26822	-	4,5	39,7	43,8	3,4	6,1	13,6	113,9
48	33319	-	4,5	15,6	40,2	15	23,7	6,7	0,2
49	33325	-	6,5	13,6	41,5	3,1	31,1	8,4	2,7
50	33329	-	9,9	31,1	41,7	5,3	14,9	8,8	5,5
51	33337	-	4,4	27,4	41,5	7,7	17,9	8,1	2
52	33345	-	4,2	19,7	50	5,5	19,6	14,3	119,1
53	37536	-	-	14,6	57,3	5,4	20,6	15,9	43,6
54	37541	-	-	18,8	55,7	12,2	11,2	14,5	48,2
55	37542	-	2,8	29,5	40,9	8,8	13,2	15,1	46,3
56	37543	-	6,1	27,2	37,2	7,7	20,7	16	83,7
57	37545	-	2,1	10,7	54,7	14,8	12,6	16,7	66,7
58	37550	-	9,9	40,5	31,6	34,3	11,3	14,9	57,2
59	37553	-	10,1	29,2	41,2	10	6,2	14,9	58,7
60	37555	-	8	29,2	41,3	5,6	13,1	14,1	135,4
61	37557	-	10,5	50,2	13,2	5,7	15,3	12,6	127,1
62	37560	-	29,1	38	14,2	3,1	12,8	12,8	135
63	37566	4,3	29,7	25,1	18,4	3,3	18,8	12,2	53
64	37573	-	8,6	48,9	19,2	2	20,8	15,2	94,5
65	37576	4,7	21,8	29,7	19,6	2,2	17,9	13	65,9
66	37579	1,7	26,4	29,7	8,7	1	32,1	14,1	77,6
67	37584	2,4	20	33,6	20,1	2	18,5	13,5	67,8
68	38176	9,8	45,8	14,2	10	2,1	12,2	13,2	94,7
69	38179	-	3,4	34,5	27	3,8	24,6	12,4	35
70	38185	-	3,2	26,5	41,5	1,9	25,3	15,2	101,1
71	38194	-	2,4	16,2	43,2	2,2	33,9	15,1	132,7
72	38196	-	4,7	30,9	39,2	4,4	19,9	12,8	139,7
73	38199	-	2,7	22,4	49,3	3,5	2,6	15,3	139,7
74	38205	-	-	18,3	58,6	5,6	15	11	34,6
75	38208	-	2,6	36,6	29,2	0,6	30,3	14,4	275,2
76	38214	-	3,2	43,6	21,3	0,6	28	14,6	19,3
77	38219	-	10,7	43,4	24,2	2,4	17,9	8	7,7
78	38220	-	3	40,7	20,6	1,7	31,9	14,3	122,9
79	36675	-	1	19	43,8	3,6	22,7	10,5	6,2
80	36678	-	-	20,47	49,1	7,3	13,5	12,2	23
81	36681	-	0,7	21,8	46	3,3	19	11,2	12,6
82	36683	-	-	19,3	56,7	6	17,7	13,1	92,5
83	36689	-	0,9	17,1	44,2	13,7	11,7	9,1	2,9
84	36695	-	-	20,9	63,2	8,4	6,8	13,8	56
85	36697	-	-	22,7	47,5	8,3	8	10,3	5,4
86	36700	-	0,7	20,3	40,2	4,8	18,3	10,8	7,2
87	36704	-	0,8	30,7	43,3	7,7	16,9	9,5	15,1

## Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
88	36707	-	1,1	39,5	37,3	7,1	12,3	9,9	21,2
89	36712	-	-	62,2	23,8	3,6	9,7	15,3	104,8
90	36714	-	-	59,2	23,2	2,7	13,9	16,3	116,4
91	36720	6,2	21,2	25	15,6	3,3	16,2	8,7	2,5
92	36733	9,6	23,8	22	14,7	3,1	15,6	10	1,7
93	40232	-	-	11	69,7	8	10,8	12,7	79,3
94	40234	-	-	5,8	60,8	10,7	5,7	9,9	15,6
95	40235	-	-	16,4	62,4	8,4	12,5	13,2	136,9
96	40244	-	-	6,8	73,8	9,6	9,4	12,5	44,9
97	40249	-	2,2	34,3	45,8	4,2	12,5	11,9	47,9
98	40250	-	-	15,2	64,7	7,9	11,4	12,6	101,4
99	40256	-	2,6	36,9	37,2	4,5	16,3	11,7	221,5
100	40261	-	1,1	34,8	45,3	2,7	13,2	10,9	28
101	40262	-	2,5	22,1	55	5,6	14,3	11,8	48,1
102	40271	-	4,8	25,4	37,5	14,9	14,6	7,6	0,6
103	40277	-	17,2	17	34,2	19,4	14,3	7,3	0,2
104	40280	-	4,1	31,4	43,2	10,2	10,7	12,5	5,2
105	26258	-	8,9	9,6	44,6	20,5	13,8	8,9	0,4
106	26263	-	4,7	26,7	42,9	7,1	15,5	14,6	14,6
107	26266	-	4,6	14,8	34,5	11,5	21,1	14,3	52
108	26269	-	1	10,4	66,6	10,8	8,4	14,7	46,7
109	26271	-	1,7	14	64,7	10,1	6,3	15,5	51,4
110	37516	-	-	19,4	55,7	4,7	17,5	15,3	12,7
111	37518	-	-	18,3	60,2	10,4	4,4	12,6	11,1
112	37522	-	-	6,4	59,8	12,1	16,4	11,7	13
113	37524	-	1,8	11	64	9	8,6	12,3	2,8
114	39490	-	3,1	5,1	48,5	27	9,3	9,4	0,3
115	39469	-	-	23,5	52,2	9,2	9,7	18,7	104,5
116	39478	-	-	25,7	55,1	8,1	9	15,4	26,6
117	39483	-	-	12,6	49,7	13,1	23,2	10,5	0,3
118	39521	-	-	11,7	71,7	7,2	9	14,8	154,5
119	39522	-	-	9,5	74,3	5,8	9,9	16,1	291,8
120	39526	-	1,8	21,8	60,4	9,2	6,2	16,4	292,7
121	39527	-	6,7	29,2	39,1	11,9	12,8	17,8	478,2
122	39536	-	-	7,7	28,7	6,6	6,1	16,1	272,3
123	39539	-	2,6	47,6	30,7	7,7	9,9	16,5	26,8
124	39543	-	-	35,7	43,7	6,3	13,5	15,4	138,4
Тимофіївське родовище									
125	24529	-	-	2,6	59,7	27,9	7,7	12,6	16,5
126	26340	-	18,5	11,1	10,6	38,8	17,8	2,4	0
127	31320	-	3,1	7,5	58,3	2,4	25,2	16,4	125,7
128	31324	-	2,3	7,4	61,2	2,3	25,9	20,9	330,1
129	31327	-	1,4	8,7	29,3	5,2	53,7	20	352,1
130	31331	-	1,2	10	27	0,6	54,1	20,8	586
131	31334	-	0,6	3,5	35,7	0,7	57,1	22,5	203
132	31336	-	0,7	8,6	43,3	1,7	43,9	22	176
133	25963	-	9	4,5	74,1	4,7	13	18	358,9
134	3919	-	1,8	5,5	53,1	21,3	16,1	8,2	0,2



## Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
135	3922	-	3,7	5,8	56	21,6	6,3	11,6	5,8
136	3925	-	-	5,2	55,3	12,1	27,2	12,7	2,5
137	3930	-	-	9,7	36,8	33,7	19,6	5,9	0,1
138	31341	-	5,5	6,2	57,3	14,3	13,1	17	72,2
139	31350	-	2,5	8,6	65,4	6,5	14,1	17,9	166,8
140	31353	-	2,2	5,3	68,9	5	17,5	19,4	292,5
141	26089	-	3,1	59	16,3	5,7	16,4	14,6	28,5
142	26140	-	19,2	42,6	16,5	4,2	11,6	13,3	63,2
143	26141	-	1,2	41,1	43	5,8	0,15	13,3	58
144	26144	-	1,6	5,4	66,3	16,5	3,4	7,3	2,4
145	3933	-	10,1	33,9	36,2	1,7	18,1	17,1	174,4
146	3937	-	1	21,6	44,8	1,4	31,2	16,2	87,9
147	3939	-	5,4	23,4	46,3	2,2	22,7	18,1	229,1
148	3942	-	1,4	23	45,7	1,1	28,7	18,3	174,3
149	3947	-	2,2	26,4	44,6	6,8	19,9	18,7	220
150	3950	-	1	12,6	48,2	0,75	37,4	18,9	207
151	3953	-	-	9,3	55,1	2	33,6	19,7	224
152	3958	-	3,5	11,2	46,6	2	27,2	18,6	477,2
153	3963	-	1,2	8,3	36,6	2,4	50	19,49	263,6
154	3967	-	3,5	13,7	62	3,3	15,4	15,2	102,3
155	3978	-	2,1	18,3	61	1	15,5	18,3	308,9
156	3982	-	-	12,5	66,9	1	18	18,7	322,6
157	31361	-	2,5	4,8	55,6	9,5	21,1	7,2	0,3
158	3987	-	-	2,8	41,3	3,7	46,5	16,5	125,6
159	3990	-	-	7,4	40,2	2,3	48,1	17	57,6
160	21722	-	-	13,7	60,3	12,5	12,9	22,3	150,2
161	21725	0,75	6,7	43	40	3,7	4,5	20,4	346,3
162	21984	0,5	18,8	49,6	21,2	6,3	3,2	18,8	911,4
163	21986	-	7	65	18,7	5,5	3,1	20	123,4
164	21989	-	16,9	52,4	21,9	4,6	3,7	21,2	928,4
165	25020	-	-	2,5	76,3	12,6	6,5	14,5	276
166	25021	-	27,9	47,2	15,2	5,7	3,8	14,3	231,2
167	25022	-	9,3	24,5	44,5	16,7	4,3	14,3	347,3
168	25023	-	30,4	43,5	15,4	6,1	4,6	13,6	235,2
169	25024	-	28,1	44	11,1	6,1	9,3	14,2	308,9
170	25025	-	49	25,5	11,4	5,1	4,3	9,7	32,8
171	25777	-	15,6	45,7	28	4,5	5,7	10,1	5,7
172	25780	-	6,6	29,2	42,6	12,2	9,2	10,2	1
173	25782	-	26,3	43,8	10,5	20	17,3	16	265
174	25783	26,8	27,2	19,4	15,4	3,8	7	8,8	47,3
175	25785	14	39	11,4	27,4	3,6	4,2	16,2	502
176	25787	32,2	28,3	21,5	9,1	2,7	4,6	16,5	486
177	25789	27	28,6	24,2	12,7	2,4	4,3	14,4	316,6
178	25791	10	31	14,5	33	4,5	6,7	16	346,6
179	25792	12,5	39,5	25,8	11,4	5,9	4,8	14,4	-
180	25794	-	16,7	38,2	9,5	3,7	31,8	17	885,7
181	25796	8,5	48	24	9,7	3,6	5,8	17,7	631,5
182	25797	26	45	12,6	7,7	17,5	5,3	13,2	108,5

## Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
183	25801	-	4,6	59,5	26,6	4,6	4,1	16,1	214,5
184	25802	-	4,9	47,4	36,2	5,4	5,3	13	158,8
185	25400	-	19,5	9,8	35,1	24,6	10,5	20,4	65,4
186	25402	-	6,7	57,7	32,2	2,9	5,3	25,3	775,9
187	25404	-	6,8	48	33,6	3,5	7,4	22,2	425,3
188	31901	-	3	20,7	54,1	2,8	18,5	19,5	101,2
189	31908	-	2,4	19,9	56,7	6,7	14,1	13,6	11,8
190	31912	-	10,8	28,7	45	4,7	10,2	17,7	299,4
191	31916	-	19	46,2	16,2	1	16,4	19,1	359,2
192	31919	-	12,3	38,3	34,8	1,5	12,5	21,2	1440,3
193	31923	2,1	25,5	40,1	12,5	4,1	15,2	18,5	720,3
194	31924	5,1	25,3	26,1	13,7	1,4	27,8	18,5	762,6
195	31928	-	24,7	22,4	35,2	3,2	14	15,2	359,2
196	31930	-	11,1	50,1	23,9	1,6	12	20,4	1296,4
197	31934	-	9,6	55,4	14	1	19,1	20,6	617,4
198	31938	-	8	49,6	13,1	0,7	27,5	20,1	648,2
199	31943	5,4	36,7	26,7	14	1,5	14,9	19,3	1000
200	31946	-	20,7	31,9	13,1	3,8	21,5	1300,1	2
201	31948	-	19,4	28,7	35,2	0,7	13,9	17,9	590,9
202	31951	12,1	32,5	22,3	18,4	1,5	12,3	14	103,8
203	31955	-	24	39,7	11,8	0,3	22,3	21,2	1660
204	31957	-	21,6	47,7	10,1	0,7	17,6	20,1	650
205	31958	7,2	34,8	22,3	14,2	1	10,9	15,5	414,9
206	31960	-	7,9	25	42,5	9,5	14,5	13,1	10,8
207	31961	6,4	33,3	28,4	16,7	1	13,9	17,1	1529,5
208	31965	0,05	27	30,3	18,7	2,8	11,3	14,8	339,7
209	31966	4,5	29,4	32,5	15,6	2,5	15	18,5	4067,6
210	31968	5,5	14	35	25,1	1	18,7	15,3	651,8
211	31972	-	15,8	32,9	35,1	1,1	14	20,9	1895,3
212	31975	-	13,2	22,7	42,2	0,9	18,9	18,1	651,8
213	31979	-	2,7	23,5	55	3,8	14,7	17,6	97,9
214	31983	-	4,1	21,1	59,7	2,5	12,2	16,7	63,8
215	31987	-	1,8	57,2	23,3	4,3	13,2	16,8	571,3
216	31991	-	26,3	29,6	20,9	6,3	15,2	17	4016,3
217	31996	3,1	28,8	39,7	17,7	1	16,5	17,6	679
218	31999	-	3,2	30	47,2	4,5	14,2	11,4	3,6
219	32002	-	8,5	37,6	30,2	5,1	16	8,3	0,2
220	32009	-	13,1	39,1	25,1	5,7	16,7	11,5	16,1
221	26580	-	40,4	31,6	15,6	7,6	4,3	10,9	28,8
222	26582	-	11,2	52,6	23,2	7,8	4,8	11,2	21,5
223	26585	-	19,7	47,7	19,7	8,1	4,5	10,5	8,4
224	26586	-	21,3	41,4	20,5	5,6	11,2	10,2	7
225	26589	-	31	40,3	14,8	5,8	7,8	11,1	37,5
226	26590	-	27,6	45,7	12,3	6	7,7	12,9	29,5
227	26592	-	14,1	39,2	30,6	6,2	8,1	10,9	29,9
228	26828	-	11,9	34,6	33,7	5,2	14,4	12,2	60
229	26831	-	27,8	41,3	17	7,7	5,3	11,1	41,8
230	26837	-	23,6	53	11,7	5	6,5	9,2	26,5

Закінчення табл. Б.2

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
231	26841	-	23	27,6	32,7	9,4	7,2	8,7	8
232	26844	-	24,7	28,8	23,5	10,5	12,4	2,8	1
233	3998	-	24,1	10,7	13,7	4,5	13,3	12,6	80,6
234	4606	-	2,9	16,4	55,6	9,2	15,8	10,3	0,1
235	4008	-	15	42,2	25,7	4,3	12,5	14,8	56,9
236	4012	-	2,6	30,2	48,9	5,5	12,7	14,4	17,2
237	4016	-	21	44,2	15,3	4,3	14,9	16,2	806
238	4019	-	6,7	48,7	23	6	4,7	10,6	2,4
239	4022	-	5,7	42,1	26,7	6,1	19,3	9,6	5

ПОЯТІННИК Т.В.

## ДОДАТОК В

Таблиця В.1

Результати визначення концентрації природних радіоактивних елементів

U(Ra), Ер та  $\text{Ca}^{40}$  у відкладах родовищ

Карпатської нафтогазоносної провінції

№ св.	Інтервал відбору взірця керну, м		Вік	Літотип	Вміст радіоактивних елементів, %			Ємність катионного обміну	
	покрівля	підшва			К	U(Ra)·10 <sup>-4</sup>	Th·10 <sup>-4</sup>		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	
2-Делятин	1583	1585	Wrt	пісковик	8,9	1,8	18,7		
	1947	1949	Stb	пісковик	8,8	2,7	35,3		
	2058	2061	Stb	пісковик	6,5	3,4	12,1		
	2216	2220	Stb	пісковик	7,4	0,7	28,9		
	2532	2535	Stb	пісковик	10,9	0	14,8		
	2866	2867	Stb		15,7	2	23,6		
4-Делятин	800	802	Wrt	пісковик	5,5	5,4	12,4		
	1217	1219	Wrt	пісковик	6,7	2,7	28,5		
	2296	2299	Stb	аргіліт	7,7	5,1	21,1		
5-Делятин	966	971	Str	пісковик	2,2	1,5	14		
	1361	1365	Str	пісковик	4,4	0	13,1		
	1550	1559	Str	пісковик	2,5	0,9	14,5		
	17,67	17,69	Str	пісковик	2,9	0,5	12,9		
	2052	2054	Wrt	пісковик	5,9	0	11		
	3067	3069	Wrt	пісковик	11	5,2	36,7		
	3298	3301	Pln	пісковик	13,3	0	14,3		
	3390	3393	Pln	пісковик	11,6	1,3	32,6		
	7-Делятин	990	993	Mnl	аргіліт	4,8	15,7	34,5	
		1170	1172	Mnl	пісковик	4,6	4,7	21,9	
1532		1534	Mnl	пісковик	0	2,9	1,2		
2135		2137	Wrt	алевроліт	1	10,4	24,9		
1550		1555	Mnl	пісковик	0	0	3,1		
2633		2635	Mnl	алевроліт	7,7	2,3	21,5		
2664		2666	Mnl	пісковик	3,7	1,4	7,1		
2855		2858	Mnl	алевроліт	9,8	2,4	20,3		
2883		2886	Mnl	аргіліт	10,2	2	20,6		
3050		3053	Mnl	аргіліт	7	2,1	17,1		
8-Делятин	538	542	Str	пісковик	8,8	0	8,4		
	803	809	Str	пісковик	1,3	2,4	0		
	1019	1023	Str	пісковик	5,6	0,2	10,1		
	1271	1273	Str	пісковик	6,5	2,6	7,2		
	1617,8	1620	Str	пісковик	1,3	0	6,5		
	1755	1763	Str	пісковик	9,4	0,9	8,7		
	2421	2427	Wrt	пісковик	8,9	1,4	26,9		
	2484	2486	Wrt	аргіліт	9,9	1,7	30,5		
	2639	2646	Wrt	пісковик	8	2,4	23,6		
	2721	2727	Wrt	пісковик	10,7	4,1	24,8		
3089	3095	Wrt	аргіліт	10,7	3	22,7			

## Продовження табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	3145	3152	Pln	аргіліт	11,3	1,1	36,5	
	3225	3234	Pln	пісковик	5,2	6,3	1,2	
	3551	3556	Pln	пісковик	7,5	3,5	13,4	
	3832	3834	Pln	аргіліт	5,9	2,4	24,5	
23-Делятин	2737	2738	Dbn	аргіліт	9,33	1,33	32,3	3,5
	3292	3295	Dbn	аргіліт	6,29	3,91	25,6	
	3540	3543	Dbn	пісковик	5,8	1,8	31,7	
	3663	3665	Dbn	пісковик	7,76	0,8	18,9	
	3850	3853	Wrt	пісковик	9,44	3,52	22,4	
	3908	3911	Wrt	пісковик	9,11	0	26,2	
	4379	4383	Wrt	алевроліт	6,4	2,8	30,1	
2-Дзвиняч	1772	1777	Wrt	аргіліт	6,3	4,8	25,8	
	1883	1896	Wrt	пісковик	0,2	1,2	7,5	
	1927	1934	Wrt	пісковик	1	4,1	14,7	
	1960	1966	Mnl	пісковик	3,2	2,8	12,1	
	2845	2848	Vgd	пісковик	4,7	1,7	13,3	
	2974	2976	Mnl	пісковик	1,3	6,5	18,4	
	3255	3260	Str	аргіліт	6,7	3,7	15,3	
	3364	3365	Str	алевроліт	4,9	2,7	17	
	3441	3447	Str	аргіліт	7	1,8	17	
	3707	3713	Str	пісковик	8	3,6	22,6	
	3836	3842	Str	пісковик	7,1	2,8	23,2	
	3976	3981	Str	пісковик	2,1	3,1	12,3	
	4211	4216	Str	пісковик	6,9	2,8	20,8	
	4515	4520	Str	пісковик	7,2	2,3	18,5	
27-Космач	1708	1710	Wrt	аргіліт	1,46	2,94	0	
4-Перегінськ	2237	2242	Bst	пісковик	5,9	2,8	16,8	
	2590	2595	Mnl	алевроліт	4,1	0,8	12,5	
	2913	2918	Wrt	алевроліт	7,8	0	11,9	
	3267	3500	Pln	аргіліт	8,1	3,3	26,7	
	3429	3433	Mnl	алевроліт	2,4	1,3	6,1	
	3495	3500	Mnl	алевроліт	6,3	6,8	12,7	
	3442	3447	Mnl	аргіліт	10,4	2,7	33,8	
19-Ольхівка	805	807	Wrt	аргіліт	9	4	27	12,5
	1242	1244	Wrt	алевроліт	8	4	24	6,4
	1755	1759	Wrt	алевроліт	8	3	15,3	6,2
	2367	2371	Wrt	аргіліт	8	5	17	5,7
	2625	2628	Pln	аргіліт	3	4	12,9	3,7
	3327	3331	Pln	пісковик	8	5	24	5,1
30-Старуня	507	508	Wrt	алевроліт	7,9	4,4	22,7	6,9
	1168	1168,8	Wrt	аргіліт	8,2	0,5	32,3	7,3
	2653	2656	Mnl	алевроліт	12,8	0	23,95	4,4
	2237	2240	Mnl	аргіліт	8,32	2,74	38,95	6,2
55-Старуня	1331	133	Wrt	аргіліт	13,04	4	32,3	9,3
	1393	1397	Wrt	аргіліт	12	3,4	24,7	
	1793,6	1794,4	Mnl	аргіліт	6,18	9,02	28,9	7,3
	1785	1786	Mnl	аргіліт	7,3	6,7	14,6	3,8

## Закінчення табл. В.1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
1-Струтин	1615	1623	Wrt	аргіліт	6,64	3,8	44,8	10
	2039	2046	Pln	аргіліт	7,06	2,79	27,3	10
	2528	2532	Pln	аргіліт	8,66	2,5	23	4,2
	2603	2609	Mnl	аргіліт	9,18	5,98	22,7	5,8
	2632	2638	Mnl	аргіліт	9,36	5,1	20,3	5,6
	2669	2672	Mnl	аргіліт	12,6	4,25	35,6	9,2
	2690	2699	Mnl	аргіліт	13,35	4,57	38,3	8,4
	2713	2717	Mnl	аргіліт	6,87	10,45	26,3	7,3
	2728	2735	Mnl	аргіліт	6,8	4,43	25	9
2-Струтин	1245	1251	Wrt	аргіліт	10,58	2,9	22,4	
	1323	1330	Pln	аргіліт	5,98	3,45	23,6	
	1406	1411	Pln	аргіліт	9,5	1,9	23,9	
	1644	1648	Pln	аргіліт	8,85	3,22	23,9	
5-Струтин	345	351	Wrt	аргіліт	6,31	1,76	24,09	9,5
	401	413	Wrt	аргіліт	5,3	3,5	21	7,3
	512	519	Wrt	аргіліт	0,94	3,91	1758	8,8
	612	621	Wrt	аргіліт	5,5	4,6	17,3	7,3
	702	718	Wrt	аргіліт	4,47	5,49	21,53	11
	814	822	Wrt	аргіліт	7,34	5,8	22,54	10
	1110	1115	Wrt	аргіліт	5,79	6,54	15,9	5,6
	1786	1789	Pln	аргіліт	9,13	3,57	25,42	8,4
	1962	1965	Mnl	аргіліт	5,37	8,08	16,5	5,2
	2181	2188	Mnl	аргіліт	8,37	3,74	21,3	7,3
	2188	2192	Mnl	аргіліт	6,07	4,24	19,66	7,8
	2207	2210	Vgd	аргіліт	9,65	4,7	27,2	8,4
	2404	2408	Mnl	аргіліт	9,55	3,13	21,6	6,1
	2642	2649	Mnl	пісковик	0	3,91	12,7	3,5
	2653	2649	Mnl	пісковик	0	4,54	26,47	5
	2662	2668	Bst	аргіліт	7,6	9,02	30,97	6,4
	2675	2682	Mnl	аргіліт	10,44	14,4	28,5	6,7
	2775	2780	Mnl	аргіліт	13,3	5,4	26,05	8,5
12-Струтин	1081	1086	Wrt	аргіліт	5,22	2,18	15,56	
	1720	1726	Pln	аргіліт	6,64	6,12	27,02	
	1946	1952	Pln	глина	6,92	2,46	32,35	
	2047	2054	Pln	аргіліт	10	0,25	28,14	
	2182	2189	Pln	аргіліт	3,5	4,1	2155	
	2237	2245	Pln	аргіліт	8,7	2,5	26,4	
	2797	2802	Pln	пісковик	0,8	2,23	16,77	

ДОДАТОК Г

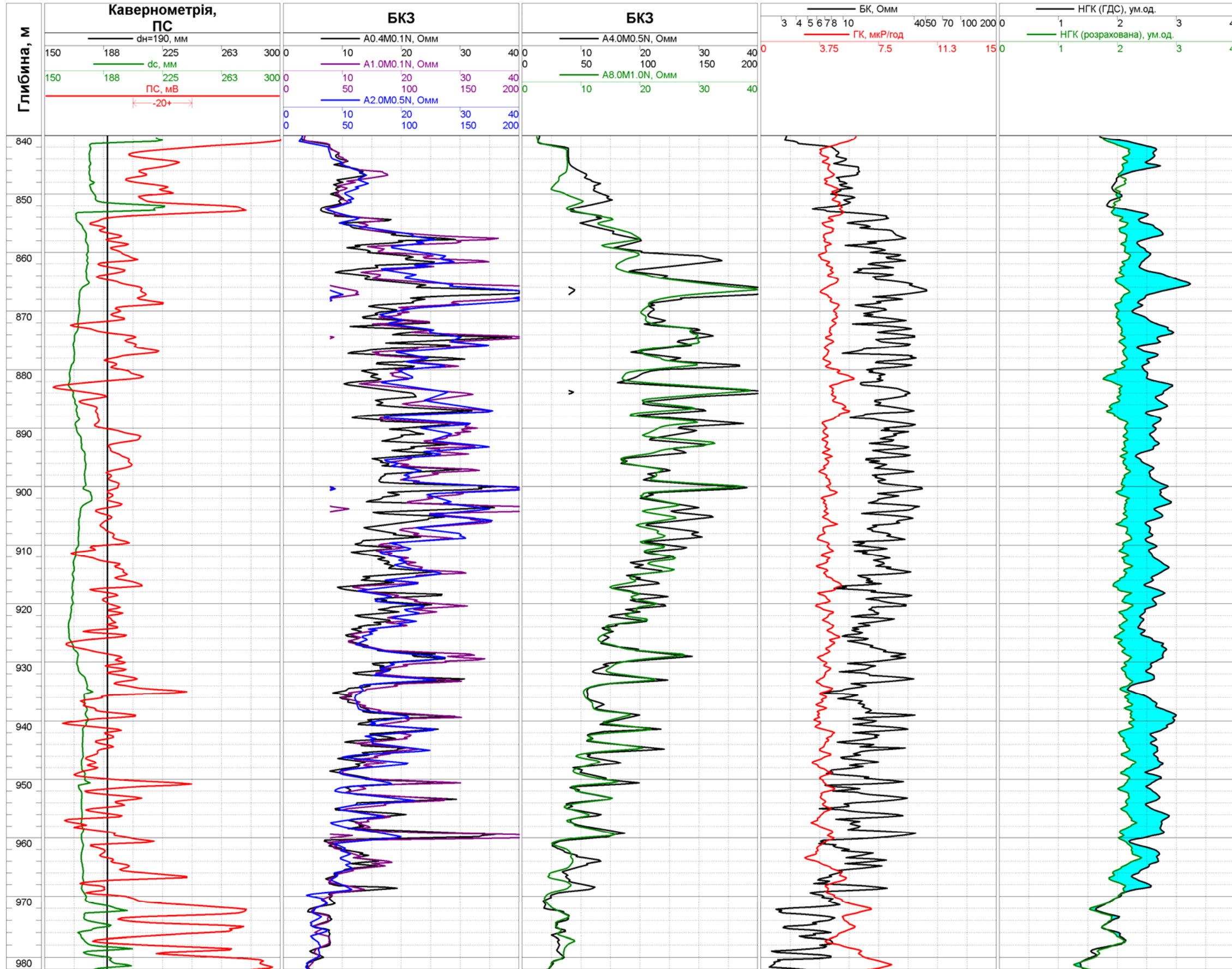


Рисунок Г.1 – Виділення інтервалів пластів із глинисто-карбонатним та глинистим цементом шляхом співставлення розрахованої та фактичної кривої НГК (св. № 126-Хідновичі)



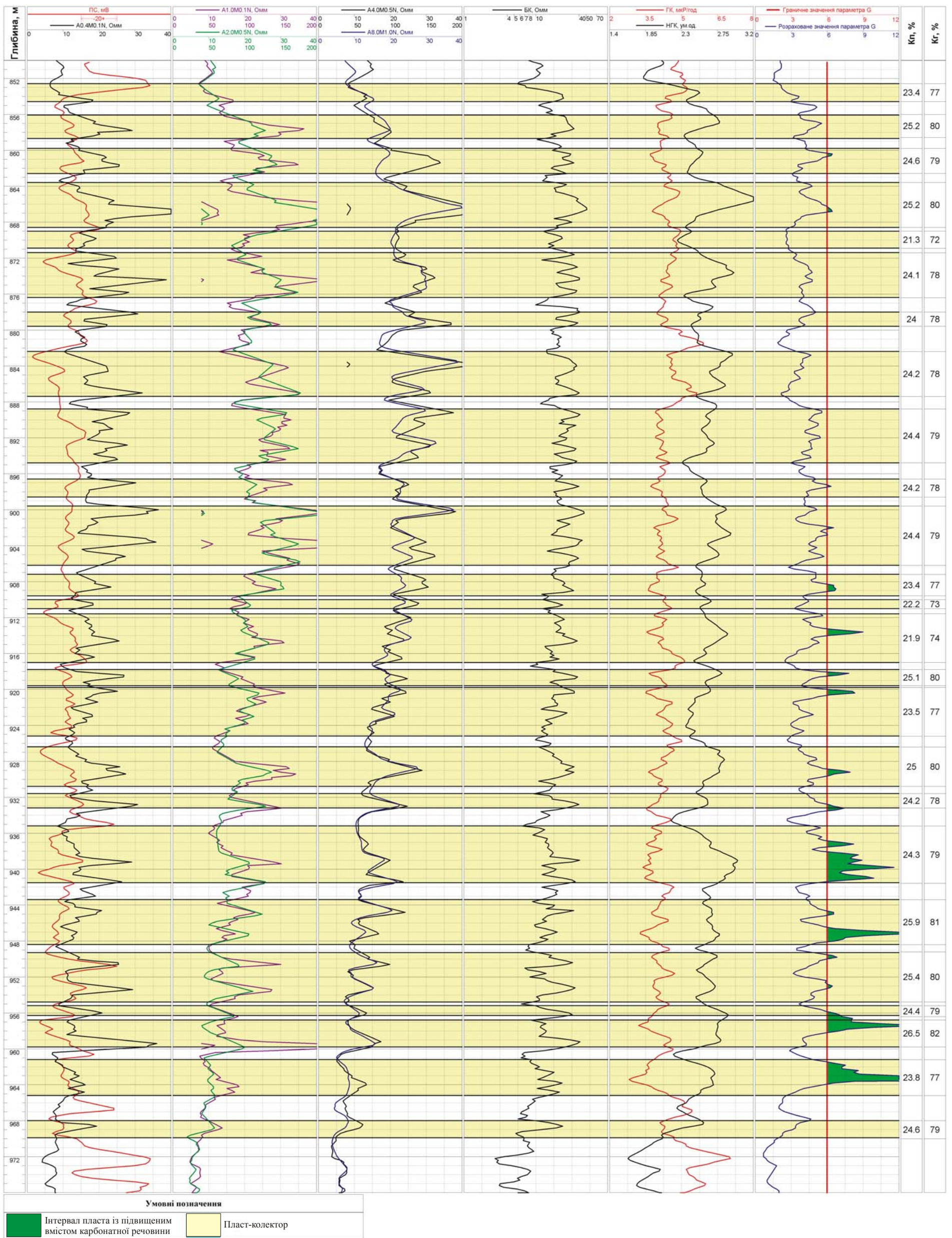


Рисунок Г.2 – Виділення інтервалів пластів з підвищеним вмістом карбонатної речовини за даними ГДС із використанням параметра G (св. № 126-Хідновичі)



## ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1

Результати визначення коефіцієнта проникнення пластів-колекторів

Хідновицького родовища

№св,	Гори- зонт	Глибина зал, м		h <sub>эф</sub> , м	K <sub>гл</sub> , %	K <sub>п</sub> , %	P <sub>п</sub>	P <sub>н</sub>	K <sub>г</sub> , %	K <sub>пр</sub> *10 <sup>-3</sup> , мкм <sup>2</sup>
		покр.	підощ.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22-Х	НД-1	802	829	9,6	14,4	16,2	33,4		62	1,14
22-Х	НД-1	829,2	843	2,8	13,4	16,5	32,3		62	1,34
			Σh <sub>эф</sub> =	12,4					K <sub>пр.сзв</sub> =	1,18
22-Х	НД-2+3	855,6	864,8	1	15,4	16	34,5		61	0,99
22-Х	НД-2+3	865,4	873	1,4	12,3	16,8	31,1		63	1,60
22-Х	НД-2+3	880	890	2,6	13,4	16,6	31,9		63	1,42
22-Х	НД-2+3	892,4	898,2	1,2	12,3	16,8	31,3		63	1,57
22-Х	НД-2+3	900	909,8	3,6	13,4	16,3	33,1		62	1,19
22-Х	НД-2+3	920	970	13,4	11,3	14,1	43,9		55	0,31
22-Х	НД-2+3	979	991	1,8	13,4	16,1	33,9		61	1,06
22-Х	НД-2+3	992,4	1010	5,6	17,5	14,9	39,4		58	0,52
22-Х	НД-2+3	1015,6	1021,3	2	12,3	16,4	32,6		62	1,28
22-Х	НД-2+3	1022,2	1028,4	2,6	12,3	16,4	32,6			1,28
			Σh <sub>эф</sub> =	35,2					K <sub>пр.сзв</sub> =	0,79
23-Х	НД-1	876,4	892	3,6	17,5	13,5	47,9		58	0,20
23-Х	НД-1	896,4	898,6	0,8	18,6	13,9	45		58	0,27
23-Х	НД-1	900	909	1,6	18,6	13,9	45			0,27
			Σh <sub>эф</sub> =	6					K <sub>пр.сзв</sub> =	0,23
23-Х	НД-2+3	940,2	947,6	2,4	19,6	13	51,6		57	0,14
23-Х	НД-2+3	986	1006	4	20,6	12,7	53,8			0,12
23-Х	НД-2+3	1006,2	1050	7	17,5	13,4	48,4			0,19
23-Х	НД-2+3	1052	1075	3,6	21,2	12,5	55,3			0,10
			Σh <sub>эф</sub> =	17					K <sub>пр.сзв</sub> =	0,15
24-Х	НД-1	918	932,8	4	16	16	34,4			1,00
24-Х	НД-1	933,6	958	2,4	18,4	13,8	45,4			0,26
24-Х	НД-1	960	980	2,8	19,4	14,3	42,8			0,35
			Σh <sub>эф</sub> =	9,2					K <sub>пр.сзв</sub> =	0,61
24-Х	НД-2+3	982	1001,6	1,8	14,1	12,4	56,6			0,09
24-Х	НД-2+3	1006,4	1030,2	4,6	17	15,8	35,1			0,90
24-Х	НД-2+3	1031	1038,6	1,8	13,1	14,6	41			0,43
24-Х	НД-2+3	1046,4	1076	7	15	14,1	43,9			0,31
24-Х	НД-2+3	1076,4	1110	8,8	14,1	12,7	53,7			0,12
24-Х	НД-2+3	1110,2	1116	1,2	16	14,4	42,4			0,37
24-Х	НД-2+3	1117,6	1144,2	3,8	16	14,3	42,7			0,35

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
24-X	НД-2+3	1144,6	1162,6	1,8	16	15,4	36,8			0,71
24-X	НД-2+3	1163	1170	1,2	17	15,2	38			0,62
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	32					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,38
25-X	НД-2+3	783	828	3	16,5	15,7	35,5		60	0,85
25-X	НД-2+3	837	845	3	16,5	15,6	36,2		59	0,78
25-X	НД-2+3	855	862	1,6	18,4	15,1	38,5		58	0,58
25-X	НД-2+3	890,4	909	2,2	19,6	14,5	41,6		56	0,40
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	9,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,68
26-X	НД-2+3	921	957	7		14,4	42,1		56	0,37
26-X	НД-2+3	961	980	4		14	44,5		55	0,29
26-X	НД-2+3	980,6	1010	4,8		13,9	45,1		54	0,27
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	15,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,32
27-X	НД-1	676	690	4	19,6	15,2	38		58	0,62
27-X	НД-1	690,2	724	2	17,7	15,7	35,5		60	0,85
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,69
27-X	НД-2+3	730	750	1,6	15,2	16,5	32,5		62	1,32
27-X	НД-2+3	757,6	776	1,8	16,5	16	34,2		61	1,01
27-X	НД-2+3	776,8	790	3,4	17,7	15,5	36,4		59	0,75
27-X	НД-2+3	791,6	795,2	1	17,7	15,5	36,6		59	0,74
27-X	НД-2+3	802,6	817	4	16,5	15,8	35,3		60	0,88
27-X	НД-2+3	818,4	887	11	12,7	16,9	30,9		63	1,67
27-X	НД-2+3	888,2	903,6	5,4	15,2	16	34,3		61	1,01
27-X	НД-2+3	921	930,8	1,6	14,6	16,3	33,1		62	1,19
27-X	НД-2+3	935,6	942,4	1	16,5	15,8	35,3		60	0,88
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	30,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,21
28-X	НД-2+3	781,6	788,4	6,8	7,1	18,7	25,4	11,2	73	4,29
28-X	НД-2+3	789	792	3	8	16	34,4	11,2	67	1,00
28-X	НД-2+3	794	832	34,8	9,3	17,1	30,2	9,5	70	1,86
28-X	НД-2+3	833	845	10,2	6,5	16	34,4	9	67	1,00
28-X	НД-2+3	845,4	875,2	22,8	8	13,2	49,8	5,4	59	0,17
28-X	НД-2+3	876,4	892	9,2	11,2	16	34,4	5,8	64	1,00
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	86,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,38
29-X	НД-1	694	733	8,4		13,6	47,3		53	0,22
29-X	НД-1	734	740,8	0,6		14,1	43,8		55	0,31
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	9					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,22
29-X	НД-2+3	741,2	764	1,6		15,2	38		58	0,62
29-X	НД-2+3	775,2	793,2	1,2		13,9	45,1		54	0,27
29-X	НД-2+3	793,6	805	2,6		15,4	37,1		59	0,69
29-X	НД-2+3	817	869,2	5,2		14	44,6		55	0,29
29-X	НД-2+3	869,4	892,2	6		13,8	46		54	0,25
29-X	НД-2+3	894	901,6	2,8		14,6	41,1		56	0,42

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
29-X	НД-2+3	902,2	917,6	3,6		15	38,8		58	0,55
29-X	НД-2+3	918	930,2	1		18,2	26,9		66	3,28
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	24					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,52
30-X	НД-1	900,6	902,2	1,6	24	14,8	39,9		57	0,48
30-X	НД-1	904	925,4	14,4	22,7	14,9	39,4			0,52
30-X	НД-1	927	960	6,2	17,7	16,4	32,8			1,25
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	22,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,71
30-X	НД-2+3	962,4	979,9	3	16,5	17	30,6		63	1,75
30-X	НД-2+3	982,4	992	1,4	17,7	16,5	32,4			1,33
30-X	НД-2+3	992	1005,6	1,6	20,2	15,7	35,6			0,84
30-X	НД-2+3	1019,4	1032,2	5,2	15,2	17	30,6			1,75
30-X	НД-2+3	1032,6	1038	1,8	12,7	17,2	28,3			2,33
30-X	НД-2+3	1039,6	1080	25,2	10,2	18,5	26			3,85
30-X	НД-2+3	1081	1110	13	22,7	14,5	41,5			0,40
30-X	НД-2+3	1111,6	1130,8	6,2	22,7	14,6	41			0,43
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	57,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,21
31-X	НД-2+3	978,6	979,6	0,6	12	16,7	31,7		63	1,48
31-X	НД-2+3	980	981	0,4	20,1	14,6	41		56	0,43
31-X	НД-2+3	981,2	998	13,6	9	18,5	25,9			3,90
31-X	НД-2+3	998,6	1039	28,6	15,1	16,1	33,8			1,07
31-X	НД-2+3	1040,2	1066	18,2	17,6	15,4	37			0,70
31-X	НД-2+3	1074,4	1083,6	4,2	16,1	15,5	36,6			0,74
31-X	НД-2+3	1110	1112	0,8	15,1	15,8	35,1			0,90
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	66,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,53
32-X	НД-1	851	885,8	13,6	18,7	13,7	46,1		54	0,24
32-X	НД-1	889	903,4	1,2	22,4	13,7	46,3		54	0,24
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	14,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,24
32-X	НД-2+3	918	928,4	1,2	20,9	14,1	44,1		55	0,30
32-X	НД-2+3	934	944	8	12,1	15,9	34,9		60	0,93
32-X	НД-2+3	949	955	2,2	19,4	14,6	41		56	0,43
32-X	НД-2+3	958	969,8	10	5,8	21,2	20	10	73	13,67
32-X	НД-2+3	971	973	1,6	9,9	18,1	27,1	1,6	66	3,15
32-X	НД-2+3	975	981,1	3,6	6,2	18,9	25		70	4,67
32-X	НД-2+3	982	992,2	12,2	6,2	18,9	25			4,67
32-X	НД-2+3	994,4	1034,6	36,6	9,9	17,9	27,6			2,87
32-X	НД-2+3	1035	1056	12,8	13,2	16,4	32,9			1,24
32-X	НД-2+3	1056,4	1072,2	9,4	15,7	15,2	38,1			0,61
32-X	НД-2+3	1073	1087	7,4	15,7	15,8	35,2			0,89
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	105					$K_{\text{пр.сзв}} =$	3,40
33-X	НД-2+3	850,4	927,6	10,2	12,9	16,9	30,9		63	1,67
33-X	НД-2+3	930	987,6	4,2	8,4	18,2	26,7		67	3,36

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	14,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,16
34-X	НД-2+3	918,2	925	5,6	6,5	23,1	16,9	10	73	30,69
34-X	НД-2+3	925,2	933	6,8	5,5	23,8	16	12,1	74	40,16
34-X	НД-2+3	936	970	29	5,5	23,3	16,6	10,2	73	33,39
34-X	НД-2+3	971	998	23	7,7	22,3	18,1	8,5	71	22,06
34-X	НД-2+3	998,8	1008	8	8,7	21,5	19,4	6,7	66	15,75
34-X	НД-2+3	1008,4	1020,4	11	6,5	20,7	20,9	4	56	11,02
34-X	НД-2+3	1021,2	1029,2	4,2	6,5	19,7	23		70	6,94
34-X	НД-2+3	1029,6	1031,8	1,2	8,7	19	24,7			4,93
34-X	НД-2+3	1033	1039	1,6	19,3	15,9	34,8			0,94
34-X	НД-2+3	1039,2	1047	2,2	18	16,1	33,9			1,06
34-X	НД-2+3	1056	1057,4	1	15,5	17	30,6			1,75
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	93,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	23,59
36-X	НД-1	737	740	1	18,3	13,8	45,7		54	0,25
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	1					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,25
36-X	НД-2+3	792,8	796,8	1,4	14,3	17,8	28		65	2,69
36-X	НД-2+3	798,4	811,4	8,4	10,9	20,2	21,9		71	8,78
36-X	НД-2+3	815	817,2	0,4	18	16,7	31,6		62	1,49
36-X	НД-2+3	826,2	829,6	1,4	14,6	19,4	23,7	6	65	6,01
36-X	НД-2+3	829,6	835,8	4,6	8,4	21,6	19,2	8,2	69	16,52
36-X	НД-2+3	836,4	837,6	0,6	17,7	17,7	28,3	3,1	51	2,55
36-X	НД-2+3	839	846	3,2	17,3	18,3	26,5	4,6	60	3,50
36-X	НД-2+3	846,8	850	0,8	19	18,4	26,2	5,4	63	3,69
36-X	НД-2+3	850,6	859	4,2	14,6	20,4	21,5	10,7	71	9,61
36-X	НД-2+3	860	873	6,4	15,2	21,6	19,2	9,7	73	16,52
36-X	НД-2+3	873,6	889,2	8,2	7,1	21,9	18,7	7,6	68	18,77
36-X	НД-2+3	892,6	910,2	10,6	10,2	20,9	20,5	7,5	68	12,08
36-X	НД-2+3	910,6	924,2	5,2	14,6	19,2	24,2	3,2	52	5,44
36-X	НД-2+3	924,8	941,2	8,4	4,6	22,1	18,4	5,9	65	20,34
36-X	НД-2+3	942	945,2	2,4	7,1	20,3	21,7	3,9	55	9,19
36-X	НД-2+3	946,4	950,8	2,8	8,4	20,3	21,7		71	9,19
36-X	НД-2+3	951,6	960,8	6,2	17,7	17,3	29,5		64	2,08
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	75,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	11,52
38-X	НД-1	990	1020	1,8	18	15,7	35,8			0,83
38-X	НД-1	1020	1031	0,8	13,4	16	34,5			0,99
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	2,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,88
38-X	НД-2+3	1044	1058	1,4	18	15,2	38,1			0,61
38-X	НД-2+3	1066	1075	2	21,2	14,2	43,1			0,33
38-X	НД-2+3	1076,2	1094	2,6	22,7	12,8	52,7			0,13
38-X	НД-2+3	1106	1140	2,2	23,5	12	60,1			0,07
38-X	НД-2+3	1141	1187,4	2,8	24,3	12,9	52,1			0,13

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
38-X	НД-2+3	1187,8	1217	4,2	22,7	13,1	50,7			0,15
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	15,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,20
39-X	НД-1	922	930	6,2		14,4	42,1		56	0,37
39-X	НД-1	930,2	939	5,6		14,2	43,3		55	0,33
39-X	НД-1	939,4	944	3,2		13,8	45,7		54	0,25
39-X	НД-1	944,4	949	2		14,3	42,7			0,35
39-X	НД-1	949,4	960	5,2		14,6	41			0,43
39-X	НД-1	960,2	969,4	3		14,8	39,9			0,48
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	25,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,37
39-X	НД-2+3	1001,6	1008	1,4		15,1	38,4		58	0,58
39-X	НД-2+3	1010	1021,7	6,4		14,7	40,5		57	0,45
39-X	НД-2+3	1022	1025,2	2,2		17	30,6			1,75
39-X	НД-2+3	1025,4	1027	1		15	38,9			0,55
39-X	НД-2+3	1027,2	1038,4	3,2		14,7	40,5			0,45
39-X	НД-2+3	1047	1090	26,2		13,3	49,1			0,18
39-X	НД-2+3	1090,2	1137,2	27		13,8	45,7			0,25
39-X	НД-2+3	1138	1160	12		14,6	41			0,43
39-X	НД-2+3	1175	1184,6	2,4		14,1	43,8			0,31
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	81,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,33
42-X	НД-1	733,6	744,6	3,2		15,2	37,9		58	0,62
42-X	НД-1	760	783	4		15,1	38,4		58	0,58
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	7,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,60
42-X	НД-2+3	793	808	1,8		14,8	39,9		57	0,48
42-X	НД-2+3	833,4	842	1,8		14,7	40,5		57	0,45
42-X	НД-2+3	853,2	868,2	3,6		14,8	39,9		57	0,48
42-X	НД-2+3	869	899	4,8		14,7	40,5		57	0,45
42-X	НД-2+3	906,8	931	2,4		14,5	41,5		56	0,40
42-X	НД-2+3	933	948,4	2,8		14,4	42,1		56	0,37
42-X	НД-2+3	964	976,6	2,6		14,1	43,8		55	0,31
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	19,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,43
101-X	НД-1	802	840	22	14,30	18,3	26,5		68	3,50
101-X	НД-1	840,8	868,6	2,4	23,70	14,8	39,9		57	0,48
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	24,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	3,20
101-X	НД-2+3	882,4	889	5,2	7,10	21,6	19,2	5,6	63	7,28
101-X	НД-2+3	889,4	898,4	7,4	4,90	23,8	16	11,2	73	11,80
101-X	НД-2+3	898,6	908	7,8	9,30	22,4	17,9	10	73	23,18
101-X	НД-2+3	910	913	1,6	20,50	16,3	33,1	-	61	1,19
101-X	НД-2+3	917	926,2	6,8	11,20	21,3	19,8	7,7	68	14,33
101-X	НД-2+3	928	948	18	9,30	21,7	19,1	7,7	68	17,04
101-X	НД-2+3	950	959,2	7,4	10,20	21	20,3	6,4	65	12,65
101-X	НД-2+3	959,6	964,8	2,6	11,20	19,7	23	3,7	54	6,94

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
101-X	НД-2+3	965,4	969,3	1	11,80	18,2	26,8		67	3,32
101-X	НД-2+3	970	978	5,8	11,80	18,2	26,8			3,32
101-X	НД-2+3	980	999	10,2	14,30	17,5	28,9			2,30
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	73,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	11,79
103-X	НД-1	848,8	862,8	6	21	15,8	35		60	0,91
103-X	НД-1	866	880	5,8	21	16	34,5		61	0,99
103-X	НД-1	880,4	885,6	1,6	22,4	15,4	37,2		59	0,69
103-X	НД-1	889,2	890,8	0,6	22,4	15,3	37,6			0,65
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	14					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,90
103-X	НД-2+3	932,8	936,4	1,6	22,4	15,4	36,8		59	0,71
103-X	НД-2+3	936,8	940,4	2,2	15,3	18,6	25,6		68	4,11
103-X	НД-2+3	942	951	6,2	15,3	18,3	26,5		67	3,50
103-X	НД-2+3	964	966,6	0,8	13,9	18	27,4		66	2,99
103-X	НД-2+3	967	970,5	1,2	13,9	18	27,4			2,99
103-X	НД-2+3	971	975,4	2	13,9	18	27,4			2,99
103-X	НД-2+3	978,8	986,4	3	15,3	17,4	29,1			2,21
103-X	НД-2+3	990,6	1014	7	13,9	17,8	28,1			2,66
103-X	НД-2+3	1017,2	1041	8	15,3	17,7	28,3			2,55
103-X	НД-2+3	1043,2	1062	5	16,8	17	30,5			1,77
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	37					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,66
105-X	НД-1	898	902,4	2,2	11,1	16,5	32,5		62	1,32
105-X	НД-1	903,6	908	2,4	13,4	16,1	34,1		61	1,04
105-X	НД-1	908,8	912	1,4	17,4	15,1	38,3		58	0,59
105-X	НД-1	912,8	916	3,2	17,4	15,1	38,3		58	0,59
105-X	НД-1	918	929,2	4,4	16	15,4	36,9		59	0,71
105-X	НД-1	929,6	939,8	2,2	20,1	14,6	40,7		56	0,44
105-X	НД-1	940,4	962	3,2	23,6	13,5	47,7			0,21
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	19					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,68
105-X	НД-2+3	968,4	976	2,4	20,9	14,3	42,8		56	0,35
105-X	НД-2+3	977	981	2,6	12	17	30,6		63	1,75
105-X	НД-2+3	986	991	2	7,6	18,8	25,3		68	4,42
105-X	НД-2+3	992	997,2	3,2	5,8	19,9	22,5		70	7,69
105-X	НД-2+3	997,4	1005,2	2,6	20,1	14,5	41,3		56	0,41
105-X	НД-2+3	1006	1008	0,8	20,9	14,1	43,7		55	0,31
105-X	НД-2+3	1015	1017,5	1,8	12,9	16,4	32,8		62	1,25
105-X	НД-2+3	1018	1028,8	6	12,9	16,4	32,8			1,25
105-X	НД-2+3	1032,2	1045,6	6,8	14,7	16,8	31,2			1,59
105-X	НД-2+3	1048	1053	2	9,3	17,2	29,8			1,98
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	30,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,14
106-X	НД-1	887,6	891	1,6	18,8	15,2	37,9		58	0,62
106-X	НД-1	892	902	6,4	20,4	14,5	41,7		56	0,39

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
106-X	НД-1	902,8	920,4	12,2	22,1	13,8	45,8			0,25
106-X	НД-1	922	947	3,2		17,6	28,6			2,43
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	23,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,61
106-X	НД-2+3	951	953,8	1		17,6	28,6		65	2,43
106-X	НД-2+3	963	968,2	2		17,7	28,2		65	2,58
106-X	НД-2+3	974	980	1,8		16,8	31,2		63	1,59
106-X	НД-2+3	981,4	985,2	1,2		15,4	37,1			0,69
106-X	НД-2+3	1000,4	1014	6,8		16,8	31,1			1,60
106-X	НД-2+3	1014,4	1040,4	14,2		17,7	28,3			2,55
106-X	НД-2+3	1042	1056,4	6,8		16,1	33,9			1,06
106-X	НД-2+3	1057,6	1073,6	7,6		15,6	36,2			0,78
106-X	НД-2+3	1074,4	1097,6	10,2		14,1	43,6			0,31
106-X	НД-2+3	1100,4	1122	9,6		16,2	33,7			1,11
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	61,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,40
108-X	НД-1	876,8	882,4	2,4	16,2	15,4	37		59	0,70
108-X	НД-1	882,4	884	0,8	21,6	13,8	45,9		54	0,25
108-X	НД-1	886	898	4,2	23,7	13,2	50		52	0,16
108-X	НД-1	900	908	3,6	18,9	15	38,7		58	0,56
108-X	НД-1	914	916	1,6	18,9	15	38,9		58	0,55
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	12,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,43
108-X	НД-2+3	949	954,4	1,4	17,6	15	39		58	0,54
108-X	НД-2+3	963,6	964	0,4	25	12,2	58		48	0,08
108-X	НД-2+3	966	967,8	1	21,6	13,3	48,7		52	0,18
108-X	НД-2+3	988,4	989,2	0,4	18,2	14,3	42,8		55	0,35
108-X	НД-2+3	990,8	993,7	1	12,1	16,4	32,8		62	1,25
108-X	НД-2+3	994	999,2	0,8	5,3	17,6	28,7			2,40
108-X	НД-2+3	1000	1008	2,4	8,1	16,6	31,9			1,42
108-X	НД-2+3	1009,6	1035,2	8,2	6,7	17,7	28,4			2,53
108-X	НД-2+3	1036	1050	6,8	10,8	16,5	32,2			1,36
108-X	НД-2+3	1052	1061,6	5	13,5	14,9	39,5			0,51
108-X	НД-2+3	1064	1083	3	24,4	13,2	49,5			0,17
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	30,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,34
109-X	НД-1	753,2	754	0,6	16,5	11,4	66		45	0,04
109-X	НД-1	754,4	758,8	1,4	15,4	13,4	48,5		52	0,19
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,15
109-X	НД-2+3	786,4	792	2,4	13,4	15	38,8		58	0,55
109-X	НД-2+3	799,6	808,8	2	14,4	15,4	36,9		59	0,71
109-X	НД-2+3	816,4	822,4	2,8	7,7	20,4	21,5	8	68	9,61
109-X	НД-2+3	823,2	848	6,2	4,7	23,9	15,9	13,5	76	11,87
109-X	НД-2+3	848,4	851,2	1,4	7,7	21,8	19	9,8	72	17,59
109-X	НД-2+3	851,8	854	1	7,7	22,3	18,1	11	73	22,06

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
109-X	НД-2+3	854,8	858,8	1,6	4,7	23,9	15,8	11,3	74	12,22
109-X	НД-2+3	859,2	862,8	1,4	4,7	24,3	15,3	16,4	79	12,88
109-X	НД-2+3	863,2	864,4	0,6	5,5	24,6	14,9	14,4	77	19,59
109-X	НД-2+3	864,8	866,8	0,8	4,7	24,2	15,5	11,5	74	12,49
109-X	НД-2+3	867,2	871,6	1,8	4,7	24,1	15,6	14,6	77	13,19
109-X	НД-2+3	872,8	874,8	1	6,2	21,6	19,3	9,3	71	7,51
109-X	НД-2+3	876,4	888,4	4	5,5	22,7	17,5	8,8	70	10,19
109-X	НД-2+3	890,8	892,4	1	8,4	22,4	18	11,5	74	22,77
109-X	НД-2+3	893,6	898,4	1,8	4,7	24,6	15	16,4	79	15,73
109-X	НД-2+3	898,8	905,2	1,8	4	24	15,7	10,8	73	14,24
109-X	НД-2+3	908	915,2	2,8	8,4	19,7	23,1	2,7	70	6,85
109-X	НД-2+3	918,4	920,4	1	8,4	20,7	20,8	5,5	61	11,19
109-X	НД-2+3	921,2	923,2	1	11,4	19,3	23,9	2,1	69	5,76
109-X	НД-2+3	930,2	932,8	1,2	12,2	19,5	23,4	2,6	70	6,36
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	37,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	10,68
111-X	НД-1	680	690,8	2	19,2	15,3	37,6		59	0,65
111-X	НД-1	692	701,6	1,6	21,8	14,4	42,1		56	0,37
111-X	НД-1	702	709	2,6	17,4	15,8	35		60	0,91
111-X	НД-1	712	727	3	19,2	15,2	38,1		58	0,61
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	9,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,66
111-X	НД-2+3	733,2	744,8	2	19,2	15,1	38,2		58	0,59
111-X	НД-2+3	745	752	2,6	15,6	16,3	33,1		62	1,19
111-X	НД-2+3	752	755,6	0,8	20,9	14,3	42,6		56	0,35
111-X	НД-2+3	764	768	1,6	15,6	16,2	33,5		61	1,13
111-X	НД-2+3	768	774,8	2	22,7	14	44,7		54	0,28
111-X	НД-2+3	775,2	780,4	1,8	16,5	15,9	34,8		60	0,94
111-X	НД-2+3	782	793,2	2,4	12,9	17	30,7		63	1,73
111-X	НД-2+3	803,6	819,2	3,6	20,9	14,4	41,9		56	0,38
111-X	НД-2+3	821,2	853,6	8,2	23,6	13,5	47,8		53	0,20
111-X	НД-2+3	858,8	870,4	3,2	20,1	14,7	40,6		57	0,45
111-X	НД-2+3	872,4	884,4	4	19,2	14,8	39,8		57	0,49
111-X	НД-2+3	886,4	902	3,4	21,8	14	44,6		55	0,29
111-X	НД-2+3	902,2	919,2	4,4	15,6	15,9	34,6		61	0,96
111-X	НД-2+3	920	928,8	2,8	14,7	16,2	33,5		61	1,13
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	42,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,64
112-X	НД-1	759,6	786	3,2	20	14,8	40		57	0,48
112-X	НД-1	788	794,8	2,2	18,6	15,3	37,5		59	0,66
112-X	НД-1	799	801	1	14,4	16,3	33,3		61	1,17
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	6,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,65
112-X	НД-2+3	808	814	1,6	18,6	15,2	38		58	0,62
112-X	НД-2+3	814	818,8	1	23,4	13,6	47		53	0,22



## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
112-X	НД-2+3	822,4	828,4	5	15,8	16	34,2		61	1,01
112-X	НД-2+3	835,4	847,2	7,8	18,6	15,1	38,3		58	0,59
112-X	НД-2+3	848	852	1,2	21,3	14,2	43,2		55	0,33
112-X	НД-2+3	852,8	854,8	1	17,9	15,3	37,5		59	0,66
112-X	НД-2+3	854,8	864	4,4	18,6	14,9	39,7		57	0,50
112-X	НД-2+3	864,2	869	3,8	21,3	14,4	42,3		55	0,37
112-X	НД-2+3	872,8	888	3,2	16,5	15,7	35,7		60	0,83
112-X	НД-2+3	889,2	910,8	2,8	20	14,5	41,8		56	0,39
112-X	НД-2+3	919,6	941	3,6	15,8	15,7	35,7		60	0,83
112-X	НД-2+3	941,6	946	1	18,6	15	38,9		58	0,55
112-X	НД-2+3	956,6	960	1,2	15,8	15,7	35,5		60	0,85
112-X	НД-2+3	974	984,4	4,2	14,4	16,2	33,7		61	1,11
112-X	НД-2+3	985	989	1,2	19,3	14,6	41		56	0,43
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	43					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,68
114-X	НД-1	711,2	716,8	1	12,9	17	30,4		64	1,79
114-X	НД-1	719,2	729,2	3,2	19,2	15	38,9		58	0,55
114-X	НД-1	730,2	742,4	4,2	14,7	16,4	32,8		62	1,25
114-X	НД-1	743,6	748	1,8	19,2	14,9	39,2		58	0,52
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	10,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,96
114-X	НД-2+3	760	764,4	1,8	18,3	15,3	37,4		59	0,66
114-X	НД-2+3	765,6	776	3	12,9	17,1	30,1		64	1,88
114-X	НД-2+3	776,4	781,6	2,8	12	16,8	31,1		63	1,60
114-X	НД-2+3	790	801,2	3,8	16,5	15,7	35,6		60	0,84
114-X	НД-2+3	802	806,8	2	14,7	16,3	33,3		61	1,17
114-X	НД-2+3	810,4	812	0,4	12,9	16,7	31,5		63	1,51
114-X	НД-2+3	812,4	816,8	2	5,8	18,9	24,9		68	2,18
114-X	НД-2+3	817	820,8	2,2	7,6	18,4	26,3		67	3,65
114-X	НД-2+3	833,6	846	4	14,7	16,2	33,5		61	1,13
114-X	НД-2+3	848	854	1,4	18,3	15,1	38,5		58	0,58
114-X	НД-2+3	854,4	859,6	2,2	7,6	18,4	26,1		67	3,74
114-X	НД-2+3	860	876	5,2	12	16,9	30,8		63	1,68
114-X	НД-2+3	878,2	893,2	4,6	18,3	14,9	39,2		58	0,52
114-X	НД-2+3	894	896,2	1,4	12	16,9	30,9		63	1,67
114-X	НД-2+3	900,8	905	1,4	13,8	16,3	33,2		62	1,18
114-X	НД-2+3	908	913,6	2	18,3	14,9	39,4		57	0,52
114-X	НД-2+3	914	925,6	5,2	12,9	16,6	32		62	1,41
114-X	НД-2+3	927	928,2	0,6	8,4	18	27,3		66	3,02
114-X	НД-2+3	930,4	936,4	2,2	15,6	15,7	35,5		60	0,85
114-X	НД-2+3	936,8	942	1,2	12,9	16,5	32,5		62	1,32
114-X	НД-2+3	944	951,6	3	13,8	16,3	33		62	1,21
114-X	НД-2+3	954	959,2	3,4	12,9	16,7	31,6		63	1,49

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	55,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,45
115-X	НД-1	838,8	841,6	0,8	17,8	17,9	27,6		66	2,87
115-X	НД-1	842,4	845,4	0,8	23,3	19,6	23,2		70	6,64
115-X	НД-1	846,8	849,6	1,2	22,8	20,5	21,3		72	10,06
115-X	НД-1	851,2	857,6	2,4	20,5	17,6	28,6		65	2,43
115-X	НД-1	858,6	862,8	1,6	20,5	16,6	32,1		62	1,40
115-X	НД-1	864,4	871	2,4	18,7	18,2	26,9		66	3,28
115-X	НД-1	872,4	880	2,6	19,6	18,6	25,8		67	4,01
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	11,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	3,90
115-X	НД-2+3	891,6	903,4	3,6	15	15,8	35,1		60	0,90
115-X	НД-2+3	916	917,6	0,8	19,6	14,1	43,7		55	0,31
115-X	НД-2+3	918,4	923	1,4	19,1	15,6	36,1		59	0,79
115-X	НД-2+3	923,6	926,2	1,2	22,4	17,1	30,3		64	1,84
115-X	НД-2+3	929	932,8	1,2	14,1	15,6	35,9		60	0,80
115-X	НД-2+3	935,6	940,4	1,8	13,6	18,1	27,2		66	3,11
115-X	НД-2+3	941,4	943,2	0,8	17,3	17,6	28,6		65	2,43
115-X	НД-2+3	953,2	958,8	2	17,3	15,2	38,1		58	0,61
115-X	НД-2+3	961,4	966,4	1,8	16,8	15,9	35		60	0,92
115-X	НД-2+3	967,4	969,4	1	21,9	18	27,4		66	2,99
115-X	НД-2+3	969,8	971,2	0,6	20,5	16	34,3		61	1,01
115-X	НД-2+3	972,2	976,8	2	19,1	17,4	29,3		64	2,17
115-X	НД-2+3	977,4	981,8	2	17,3	16,1	33,8		61	1,07
115-X	НД-2+3	983,6	987,6	1,8	18,2	16,6	31,8		62	1,44
115-X	НД-2+3	988	992,4	1,4	22,8	19,1	24,5		69	5,15
115-X	НД-2+3	993,6	997,6	1,6	17,8	15,5	36,7		59	0,73
115-X	НД-2+3	1000,8	1009,2	3	17,3	15,2	38		58	0,62
115-X	НД-2+3	1011,4	1013,2	0,8	17,8	14,8	40		57	0,48
115-X	НД-2+3	1016,4	1020,2	1,4	19,6	18,1	27,2			3,11
115-X	НД-2+3	1020,6	1024,4	1,8	17,8	16,4	32,8			1,25
115-X	НД-2+3	1026,4	1031,4	1,8	20,5	18,9	24,8			4,79
115-X	НД-2+3	1031,8	1036,8	2,4		17,3	29,6			2,06
115-X	НД-2+3	1038	1041,2	1,4		15	39,1			0,54
115-X	НД-2+3	1042	1045,6	1,6		16,3	33,2			1,18
115-X	НД-2+3	1056,4	1061,6	2		16,3	33,1			1,19
115-X	НД-2+3	1062	1064,4	1,4		14,9	39,3			0,52
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	42,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,58
116-X	НД-1	778	792	6,4	21,8	15,6	35,9		60	0,80
116-X	НД-1	794	816	4	19,6	16,2	33,7		61	1,11
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	10,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,92
116-X	НД-2+3	843	852	2	19,6	16,2	33,4		61	1,14
116-X	НД-2+3	866,8	873,6	1,6	21,8	15,4	37		59	0,70

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
116-X	НД-2+3	876,8	885	4	21,8	15,5	36,3		59	0,76
116-X	НД-2+3	895,6	900,8	1,6	21,8	15,4	37,2		59	0,69
116-X	НД-2+3	902,2	909,2	1,8	21,8	15,3	37,2		59	0,67
116-X	НД-2+3	914,8	934	2,4	21,8	15,5	36,7		59	0,73
116-X	НД-2+3	946	968	2,8	19,6	16	34,2		61	1,01
116-X	НД-2+3	970	989	3,2	21,8	15,2	37,8		58	0,63
116-X	НД-2+3	1004	1007,6	0,8	19,6	15,9	34,8			0,94
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	20,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,80
117-X	НД-1	811,2	823,8	2,2	20,2	14,7	40,7		57	0,45
117-X	НД-1	824	840,4	5,2	22,1	14	44,5		55	0,29
117-X	НД-1	841	862	5,8	21,5	14,1	43,6		55	0,31
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	13,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,33
117-X	НД-2+3	869	879,8	2,2	17,7	15,3	37,3		59	0,67
117-X	НД-2+3	880	887,2	1,8	20,2	14,5	41,5		56	0,40
117-X	НД-2+3	894	910	4,4	19	14,9	39,7		57	0,50
117-X	НД-2+3	910,8	920,4	3,8	17,7	15,2	38		58	0,62
117-X	НД-2+3	926	944,2	5,2	22,7	13,6	46,8		53	0,22
117-X	НД-2+3	945,2	963,2	5,6	22,7	13,6	47		53	0,22
117-X	НД-2+3	964	983,1	2	24	13,2	50		52	0,16
117-X	НД-2+3	985	999,4	2,6	24	13,2	50			0,16
117-X	НД-2+3	1001	1005	1	22,1	13,7	46,4			0,23
117-X	НД-2+3	1007,6	1024	3,4	22,7	13,5	47,4			0,21
117-X	НД-2+3	1024,6	1048	4,4	20,9	14,1	43,7			0,31
117-X	НД-2+3	1048,4	1052,4	1	24	13,2	50,1			0,16
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	37,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,33
118-X	НД-1	652	670,4	3,8	18	17	30,5		64	1,77
118-X	НД-1	670,8	693,6	4,6	16,5	17,5	28,8		65	2,33
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	8,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,08
118-X	НД-2+3	703,2	713,6	2,2	14,9	17,9	27,6		66	2,87
118-X	НД-2+3	714,4	720	1	14,9	17,9	27,6		66	2,87
118-X	НД-2+3	732	740	1,2	19,6	16,4	32,7		62	1,27
118-X	НД-2+3	740,8	746,4	0,6	11,8	18,9	24,9		68	4,73
118-X	НД-2+3	750,4	758	1,8	16,5	17,4	29,2		65	2,19
118-X	НД-2+3	778	790,4	2,2	16,5	17,4	29,3		65	2,17
118-X	НД-2+3	791,2	810	3,2	18	16,9	31,1		63	1,63
118-X	НД-2+3	811,6	845,6	6,8	16,5	17,3	29,6		64	2,06
118-X	НД-2+3	853,6	856,8	1	13,4	18,1	27,1		66	3,15
118-X	НД-2+3	861,8	886,4	8,2	14,9	17,8	28		66	2,69
118-X	НД-2+3	888	891,6	1,2	7,1	20,2	21,9		71	8,78
118-X	НД-2+3	892	900	1,6	13,4	18,1	27		66	3,18
			$\Sigma h_{\text{еф}} =$	31					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,65

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
119-X	НД-1	785	792	2	21	15,9	34,8		60	0,94
119-X	НД-1	793	811,6	4,2	20,5	16,1	34,1		61	1,04
119-X	НД-1	816	824	2,4	21	14	44,2		55	0,29
119-X	НД-1	829,2	834,4	1,4	20,5	16,1	34,1		61	1,04
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	10					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,84
119-X	НД-2+3	845,2	856	3,4	20,5	16,2	33,7		61	1,11
119-X	НД-2+3	856,2	858	0,2	19,9	15,3	37,4		59	0,66
119-X	НД-2+3	864	868	1,2	21,6	14	44,5		54	0,29
119-X	НД-2+3	868,4	871,2	0,6	17	17,3	29,7		64	2,04
119-X	НД-2+3	874	875	0,4	21,6	14	44,7		54	0,28
119-X	НД-2+3	876	880,4	1,2	20,5	16,1	33,8		61	1,07
119-X	НД-2+3	880,6	885,2	1,4	19,9	14,9	39,4		57	0,52
119-X	НД-2+3	924,8	931,2	2,2	10,2	17,6	28,6		65	2,43
119-X	НД-2+3	931,8	948,2	4,2	12,5	17,3	29,6		64	2,06
119-X	НД-2+3	949	953	1	13,6	15,6	35,9		60	0,80
119-X	НД-2+3	953,2	972	5,6	15,9	17,5	28,8		65	2,33
119-X	НД-2+3	973,6	974,8	0,4	19,3	16,7	31,7		63	1,48
119-X	НД-2+3	975,6	986	2,4	25	14,5	41,4		56	0,40
119-X	НД-2+3	988,8	995,2	3	19,3	16,4	32,8		62	1,25
119-X	НД-2+3	996	1000	1	19,3	16,4	32,8			1,25
119-X	НД-2+3	1000,4	1003	1	20,5	15,8	35,2			0,89
119-X	НД-2+3	1025,6	1027,6	0,6	19,3	14,5	41,8			0,39
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	29,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,45
120-X	НД-1	792	799,2	3,2	15,3	15,9	35		60	0,92
120-X	НД-1	803,2	820	6,2	21,2	14,1	43,8		55	0,31
120-X	НД-1	820,2	825,6	1,2	24,7	13,2	49,5		52	0,17
120-X	НД-1	833,6	846	3,6	22,7	14	44,6		54	0,29
120-X	НД-1	856	863,6	2,4	22,7	13,9	44,9		54	0,27
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	16,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,41
120-X	НД-2+3	869	875,6	4,8	8,7	17,8	27,9		66	2,72
120-X	НД-2+3	876	879,6	2,6	8,7	19,8	22,7		70	7,35
120-X	НД-2+3	890	891,6	1,2	11,8	19,2	24,2	2,5	69	5,44
120-X	НД-2+3	892	901,2	6,2	7,1	23	17,1	9,9	76	14,02
120-X	НД-2+3	901,2	914,8	1,2	7,5	23,5	16,4	12,2	77	17,39
120-X	НД-2+3	915,2	922,8	3,2	4,4	22,6	17,6	6,5	76	5,58
120-X	НД-2+3	923	925,6	1,8	4,4	25,4	14,1	17,5	80	16,60
120-X	НД-2+3	926	928,8	1,2	9,5	22,7	17,6	11	76	25,51
120-X	НД-2+3	929,2	935	3	6,3	22,8	17,3	8,9	76	10,90
120-X	НД-2+3	935	942,4	3	10,2	21,2	19,9	6,9	73	13,89
120-X	НД-2+3	942,8	953,6	5,4	7,1	22,5	17,7	8,6	76	11,47
120-X	НД-2+3	954,4	964	4,6	5,9	22,6	17,7	7,8	76	8,96

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
120-X	НД-2+3	964,2	974,8	4,8	5,9	22,2	18,2	6,7	75	8,18
120-X	НД-2+3	975,4	978	1	10,2	20,2	21,9	4,2	71	8,78
120-X	НД-2+3	978,4	988	4,2	11,8	19	24,8	2,3	68	4,87
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	48,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	9,77
121-X	НД-1	868	871,2	1,8	7	20,5	21,4		72	9,91
121-X	НД-1	874	876,4	0,8	17,4	17,4	29,3		64	2,17
121-X	НД-1	880,4	881,6	0,8	18,9	17,2	30		64	1,94
121-X	НД-1	882,8	883,6	0,6	15,9	18,2	26,7		67	3,36
121-X	НД-1	886	887	0,8	8,4	20,9	20,4		73	12,27
121-X	НД-1	887,2	888,8	0,8	18,1	16	34,5		61	0,99
121-X	НД-1	891,2	892	0,4	14,4	17,7	28,2		65	2,58
121-X	НД-1	895,4	900	2,2	9,9	18,8	25,3		68	4,42
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	8,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	5,43
121-X	НД-2+3	951,2	955,2	1,4	21,8	15,2	37,9		58	0,62
121-X	НД-2+3	960,8	965,6	2,6	12,9	18,2	26,9		66	3,28
121-X	НД-2+3	966	968	1,2	10,7	19,4	23,7		69	6,01
121-X	НД-2+3	968,8	972	1,4	14,4	17,4	29,2		64	2,19
121-X	НД-2+3	988,8	990	0,8	18,1	16,5	32,5			1,32
121-X	НД-2+3	990,4	992	0,8	18,1	16,1	34,1			1,04
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	8,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,63
122-X	НД-1	888	907	3,8		15,1	38,5		58	0,58
122-X	НД-1	910	936	10		15	38,9			0,55
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	13,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,56
122-X	НД-2+3	952	958	4		14,9	39,6		57	0,51
122-X	НД-2+3	960	965	1,6		14,6	40,8		56	0,43
122-X	НД-2+3	974	980	2,2		14,8	39,8		57	0,49
122-X	НД-2+3	1000	1004,4	1,6		15	38,7			0,56
122-X	НД-2+3	1004,8	1010	2,2		18,1	27			3,18
122-X	НД-2+3	1010	1018	2,8		14,8	40,1			0,48
122-X	НД-2+3	1022,8	1053	10,2		14,7	40,2			0,46
122-X	НД-2+3	1054,8	1089,8	10,4		14,6	40,8			0,43
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	35					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,64
124-X	НД-1	808	810,8	1,2		13,8	45,9		54	0,25
124-X	НД-1	811,6	814,4	1,2		14,1	44,1		55	0,30
124-X	НД-1	814,6	815,6	0,8		15,4	37,1		59	0,69
124-X	НД-1	817,2	818	0,6		14,8	40		57	0,48
124-X	НД-1	818,4	823	1,6		14	44,5		55	0,29
124-X	НД-1	824,4	825,2	0,6		18,3	26,5		67	3,50
124-X	НД-1	826	826,8	0,6		17,4	29,3		64	2,16
124-X	НД-1	827,6	831,2	1,4		18,3	26,6		67	3,46
124-X	НД-1	834,6	840	2		17,5	28,9		65	2,30

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
124-X	НД-1	852	858	1		17,4	29,2		65	2,19
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	11					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,55
124-X	НД-2+3	865,6	868,8	1		17,4	29,1		65	2,21
124-X	НД-2+3	890	894,4	1		17,4	29,1		65	2,21
124-X	НД-2+3	896,8	903	1,2		17,4	29,2		65	2,19
124-X	НД-2+3	909,6	910,4	0,4		18	27,3		66	3,02
124-X	НД-2+3	910,6	911,6	0,6		14,1	43,9		55	0,31
124-X	НД-2+3	912	915,2	1,4		18,9	24,8		68	4,79
124-X	НД-2+3	916	917,2	0,6		20,2	22		71	8,66
124-X	НД-2+3	918	923,2	2,2		15,7	35,6		60	0,84
124-X	НД-2+3	924,4	925	0,4		17,9	27,5		66	2,90
124-X	НД-2+3	926	932	2,8		19,9	22,5		70	7,69
124-X	НД-2+3	932,4	933,8	1		23	17		76	29,70
124-X	НД-2+3	936	938	1		19,6	23,2		70	6,64
124-X	НД-2+3	938	950,8	4,2		18,8	25,2		68	4,47
124-X	НД-2+3	951	952,4	0,6		19,2	24,2		69	5,44
124-X	НД-2+3	952,6	956,4	1,4		16	34,5		61	0,99
124-X	НД-2+3	957	960,8	1,8		18,7	25,6		68	4,18
124-X	НД-2+3	968	974,8	2,4		15,6	36,1		60	0,79
124-X	НД-2+3	975,2	980	2,2		16	34,4		61	0,99
124-X	НД-2+3	980,4	984,4	1,4		14,7	40,4		57	0,46
124-X	НД-2+3	984,6	988	1,4		13,9	44,9		54	0,27
124-X	НД-2+3	988,4	990,4	0,8		13,9	44,9		54	0,27
124-X	НД-2+3	991,2	993,4	1,4		16,9	30,9		63	1,67
124-X	НД-2+3	995,2	1012	10,2		13,8	45,6			0,25
124-X	НД-2+3	1015	1027	4,6		13,4	48,4			0,19
124-X	НД-2+3	1028,4	1033,6	2		16,7	31,8			
124-X	НД-2+3	1028,4	1033,6	2		16,7	31,8			
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	50					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,47
125-X	НД-1	821,6	828,8	3	13,9	15	38,7		58	0,56
125-X	НД-1	829	841,6	5,2	21,7	13,3	49,1		52	0,18
125-X	НД-1	844	851,6	4,2	19,6	13,7	46,4		54	0,23
125-X	НД-1	852	856,4	2	21	14,4	42,3		56	0,37
125-X	НД-1	856,8	868,8	2,4	21,7	14,3	42,5		56	0,36
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	16,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,31
125-X	НД-2+3	892	896	0,6	24,6	13,2	49,9		52	0,17
125-X	НД-2+3	901	902,6	1	10,4	15,8	35,2		60	0,89
125-X	НД-2+3	902,8	906,8	1,8	6,8	18,1	27		66	3,18
125-X	НД-2+3	907	912,8	4,4	5,4	19,9	22,6		70	2,84
125-X	НД-2+3	913	916,8	2,2	6,1	19,2	24,2		69	5,44
125-X	НД-2+3	928	930,4	1	10,4	17,8	28		65	2,69

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
125-X	НД-2+3	930,4	934,2	2,2	5,4	20,2	21,9		71	3,19
125-X	НД-2+3	934,4	938,2	2,2	6,1	19,2	24,2		69	2,18
125-X	НД-2+3	938,4	941,2	1,4	11,1	17,6	28,5		65	2,45
125-X	НД-2+3	941,8	945,2	1,8	9	17,4	29,1		65	2,21
125-X	НД-2+3	945,4	954	5,4	9,7	17,2	29,7		64	2,00
125-X	НД-2+3	954,6	960,4	3,8	10,4	17,1	30,1		64	1,88
125-X	НД-2+3	960,8	963,6	1,8		18	27,2		66	3,06
125-X	НД-2+3	965,2	968	1,8		15,5	36,6		59	0,74
125-X	НД-2+3	968,8	977,3	3,8		17	30,5		63	1,77
125-X	НД-2+3	977,6	988,8	4,4		17,3	29,6			2,06
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	39,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,37
126-X	НД-2+3	841	846,8	2,8	6,7	23,6	16,2	17,6	77	17,11
126-X	НД-2+3	847,2	848,8	0,8	7,7	21,4	19,6	8	68	15,02
126-X	НД-2+3	849,2	851,4	0,8	10,4	19,5	23,4	6,6	64	6,36
126-X	НД-2+3	852,6	854,6	0,8	10	23,4	16,5	18,7	77	34,50
126-X	НД-2+3	856	858,6	1,2	8,6	25,2	14,3	26,9	80	68,83
126-X	НД-2+3	859,8	862,6	1,4	6,7	24,6	15	20,5	79	25,57
126-X	НД-2+3	863,6	868,6	2,6	7,7	25,2	14,3	29,6	80	31,77
126-X	НД-2+3	869	870,8	1	10,4	21,3	19,7	9,8	72	14,56
126-X	НД-2+3	871,4	876,4	2,6	8,6	24,1	15,6	19,7	78	45,29
126-X	НД-2+3	878	879,6	1	7,7	24	15,7	19,5	78	43,79
126-X	НД-2+3	882,4	887,4	3	9,5	24,2	15,5	19,9	78	46,84
126-X	НД-2+3	888,8	894,8	2,8	7,7	24,4	15,2	20,2	79	51,17
126-X	НД-2+3	896,6	898,6	1,2	7,7	24,2	15,5	20,8	78	46,84
126-X	НД-2+3	899,6	906,2	2,8	8,6	24,4	15,2	22,8	79	51,16
126-X	НД-2+3	907,2	909,6	1,4	7,7	23,4	16,5	16,3	77	34,50
126-X	НД-2+3	910	911	1	9,5	22,2	18,3	10,9	73	20,99
126-X	НД-2+3	911,6	917	2,8	8,6	21,9	18,8	11,4	74	18,46
126-X	НД-2+3	917,8	919,6	1,2	5,8	25,1	14,4	24,1	80	24,85
126-X	НД-2+3	919,8	925,2	3,2	6,7	23,5	16,3	16,5	77	17,38
126-X	НД-2+3	926,4	930,8	2,4	7,7	25	14,6	21,1	80	62,82
126-X	НД-2+3	931,6	933,2	1,2	6,7	24,2	15,4	20	78	21,88
126-X	НД-2+3	935,2	941,6	4,2	4,9	24,3	15,3	22,6	79	14,32
126-X	НД-2+3	943,4	948,4	3,4	4	25,9	13,5	22,7	81	20,37
126-X	НД-2+3	949,2	954,8	2,8	4,9	25,4	14,1	21,9	80	22,21
126-X	НД-2+3	955,2	956,4	0,6	6,7	24,4	15,2	17,7	79	22,17
126-X	НД-2+3	956,8	959,8	1,2	5,8	26,5	13	29,7	82	40,87
126-X	НД-2+3	961,2	965,2	2	4,9	23,8	16	14,4	77	12,08
126-X	НД-2+3	968	970	1	7,7	24,6	15	20,5	79	54,77
126-X	НД-2+3	970,4	974,8	1,6	12,3	18,7	25,4	3,6	51	4,29
126-X	НД-2+3	975,2	978,4	1,8	8,6	20,8	20,7	4,5	56	11,53

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
126-X	НД-2+3	979,2	980,8	1	17,8	15,4	37	2,5	49	0,70
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	57,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	29,47
127-X	НД-2+3	936	937,2	0,8	13,7	18,5	25,9	2,4	67	3,90
127-X	НД-2+3	937,6	939,6	1,2	10,9	18,7	25,5	3	68	4,24
127-X	НД-2+3	940	941,2	0,6	12,3	17,9	27,6	1,7	66	2,87
127-X	НД-2+3	942	949,6	5,2	8,2	21,3	19,7	6,6	73	14,56
127-X	НД-2+3	950,2	958,4	3,6	10,9	20	22,4	5,5	70	7,92
127-X	НД-2+3	959,2	972	7,2	11,6	19,3	23,8	7,7	69	5,83
127-X	НД-2+3	972,8	980	2,8	9,5	19,1	24,5	5,5	69	5,15
127-X	НД-2+3	980,4	992,8	5,2	7,5	19,2	24	4,8	69	5,59
127-X	НД-2+3	994,8	1003,2	3,6	9,5	19,2	24,2	5,2	69	5,44
127-X	НД-2+3	1003,6	1007,6	1,6	10,9	17,9	27,7	3	66	2,83
127-X	НД-2+3	1008,4	1012,8	1,6	10,9	17,6	28,7			2,40
127-X	НД-2+3	1014,8	1020,8	2,6	9,5	19,6	23,2			6,64
127-X	НД-2+3	1021,6	1027,6	2,2	13,7	16,7	31,5			1,51
127-X	НД-2+3	1028	1034,6	3,2	7,5	20,4	21,5			9,61
127-X	НД-2+3	1044,4	1046,8	1	24,1	13,2	49,8			0,17
127-X	НД-2+3	1052	1054	1	23,4	14,6	40,8			
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	43,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	6,43
129-X	НД-1	698	699,2	0,8	18,6	17,4	29,3		64	2,17
129-X	НД-1	700,4	713,2	4,8	19,6	16,6	32,1		62	1,40
129-X	НД-1	714	720	2,4	20,6	16,2	33,6		61	1,12
129-X	НД-1	723,2	725,6	1	17,5	16,9	31		63	1,65
129-X	НД-1	726	730	1,6	18	17,2	29,9		64	1,96
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	10,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,50
129-X	НД-2+3	765,6	770,8	3,4	10,2	20,2	21,9		71	8,79
129-X	НД-2+3	783,6	788	1,2	19,6	14,2	43,1		55	0,33
129-X	НД-2+3	791	792,4	0,8	19,6	16	34,2		61	1,01
129-X	НД-2+3	792,8	801,2	4,8	12,3	20,5	21,3		72	10,06
129-X	НД-2+3	802	803,2	0,6	12,8	20,4	21,5		71	9,61
129-X	НД-2+3	803,6	805,6	1	11,8	19,8	22,7		70	7,36
129-X	НД-2+3	806	814,8	4	9,7	20,4	21,6		71	9,47
129-X	НД-2+3	817,2	827,2	4	9,2	20,9	20,6	6,3	72	11,89
129-X	НД-2+3	829,6	831,2	1	10,2	18,9	24,8	4	68	4,79
129-X	НД-2+3	832	834	0,8	12,3	16,6	32,1	2,9	62	1,40
129-X	НД-2+3	834,4	840	2,4	7,1	20,6	21,1	5,4	72	4,69
129-X	НД-2+3	840,4	844,8	1,8	10,8	19,5	23,4	5,5	70	6,36
129-X	НД-2+3	845,6	851,6	2,8	8,2	20,5	21,3	6,4	72	10,06
129-X	НД-2+3	852	856	1,6	8,7	20,7	20,8	5,5	72	11,19
129-X	НД-2+3	856,8	864	2,2	9,7	21	20,3	5,6	73	12,65
129-X	НД-2+3	864,4	872	2,4	13,4	19,2	24	3,5	69	5,59



## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
129-X	НД-2+3	873,2	881,2	2,6	14,4	18,6	25,7		67	4,06
129-X	НД-2+3	882,8	890	2,4	14,9	18,1	27		66	3,18
129-X	НД-2+3	892	894,4	1	14,4	18,1	27		66	3,18
129-X	НД-2+3	900	901,2	0,6	18,6	17,6	28,7		65	2,40
129-X	НД-2+3	904	906	1,4	13,4	19,1	24,4		69	5,21
129-X	НД-2+3	906,8	910	1,2	19,1	15,6	36,3		59	0,77
129-X	НД-2+3	910,4	911,4	0,8	18,6	16,8	31,3		63	1,57
129-X	НД-2+3	913,8	920,4	2,4	20,1	16,4	32,6		62	1,28
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	47,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	6,97
130-X	НД-2+3	918	922	2	17,4	16,7	31,5		63	1,51
130-X	НД-2+3	927	933	1,8	19,6	16	34,3		61	1,01
130-X	НД-2+3	948	964	4	21,8	15,1	38,3		58	0,59
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	7,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,92
131-X	НД-2+3	821	836	1	19,6	16,2	33,7		61	1,11
131-X	НД-2+3	836,8	840,8	0,6	18,8	16,4	32,8		62	1,25
131-X	НД-2+3	842	854,8	3,8	11,8	18,6	25,8		67	4,01
131-X	НД-2+3	856,4	860,8	2	20,4	15,7	35,9		60	0,82
131-X	НД-2+3	865,2	878	3,6	21,9	15,3	37,6		59	0,65
131-X	НД-2+3	879	887	2,6	14,1	18	27,3		66	3,02
131-X	НД-2+3	888	928	8,4	17,3	17	30,6		63	1,75
131-X	НД-2+3	939	966	6,2	17,3	16,9	30,9		63	1,66
131-X	НД-2+3	969,2	980	2,4	14,1	17,8	27,9		66	2,72
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	30,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,98
132-X	НД-1	722,4	732	3,2	19	16,4	32,6		62	1,28
132-X	НД-1	733,6	742,4	2,2	18,4	16,7	31,7		63	1,48
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	5,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,36
132-X	НД-2+3	750,8	761	3	15,2	17,8	27,8		66	2,75
132-X	НД-2+3	761,6	767,6	1,4	15,2	17	30,7		63	1,73
132-X	НД-2+3	774	786	3,2	16,5	17,2	29,8		64	1,98
132-X	НД-2+3	788,4	793,2	1,2	14,6	17,8	27,9		66	2,72
132-X	НД-2+3	804	809,2	1,4	14	16,7	31,6		63	1,49
132-X	НД-2+3	841	856	1,4	14	15,4	37,2		59	0,69
132-X	НД-2+3	862	890	4,2	16,5	15,3	37,7		58	0,65
132-X	НД-2+3	903,2	916,8	4,4	19	15,1	38,3		58	0,59
132-X	НД-2+3	917,6	926	1,6	19	16,4	32,8		62	1,25
132-X	НД-2+3	927	933,2	1	12,7	17,3	29,4		64	2,10
132-X	НД-2+3	936	942	2,4	12,7	18,4	26,3		67	3,65
			$\Sigma h_{\text{сф}} =$	25,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,65
139-X	НД-1	623	631,6	2,4		15,7	35,6		67	0,84
139-X	НД-1	639,6	645,6	1		15,8	41		67	0,55
139-X	НД-1	659	664	1,5		15,7	35,6		67	0,84

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
139-X	НД-1	670	682,8	3,5		15,5	36,5		66	0,75
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	8,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,77
139-X	НД-2+3	723,6	729,4	1,2		15,3	37,5		66	0,66
139-X	НД-2+3	746,6	750,2	1,4		15,3	37,5		66	0,66
139-X	НД-2+3	756	758	0,4		15,3	37,5		66	0,66
139-X	НД-2+3	759	762	0,8		15,2	37,9		65	0,62
139-X	НД-2+3	766,6	770,4	1,2		15,1	38,4		65	0,58
139-X	НД-2+3	771,4	772,4	0,4		15	38,9		64	0,55
139-X	НД-2+3	774	776	0,6		15,1	38,4		65	0,58
139-X	НД-2+3	797,6	802,4	1		15,1	38,4		65	0,58
139-X	НД-2+3	870,6	875	1,4		14,8	39,9		64	0,48
139-X	НД-2+3	892	896	1,8		14,7	40,5		64	0,45
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	10,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,57
140-X	НД-1	784,2	790	0,6	11,2	14,7	40,5		58	0,45
140-X	НД-1	810	816	1	12,4	14,7	40,5		58	0,45
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	1,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,45
140-X	НД-2+3	830	839,2	1,2	18,7	15	38,9		58	0,55
140-X	НД-2+3	856	872	3	16,5	15,6	36,1		59	0,79
140-X	НД-2+3	875,6	879,2	0,8	12,4	16,6	32		62	1,41
140-X	НД-2+3	879,8	881,2	0,6	11,2	17,1	30,2		64	1,86
140-X	НД-2+3	882	884,4	1	15,5	15,7	35,6		60	0,84
140-X	НД-2+3	898	904	0,8	13,4	16,5	32,4		62	1,33
140-X	НД-2+3	956	957	0,2	14,3	16	34,4		61	1,00
140-X	НД-2+3	960	967	0,8	17,3	15	38,9		58	0,55
140-X	НД-2+3	980	988	1,2	18,7	14,6	41		56	0,43
140-X	НД-2+3	1000	1004,4	0,8	18,7	14,5	41,5		56	0,40
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	10,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,83
141-X	НД-1	729	761,2	6,4	18,7	15,2	37,9		65	0,62
141-X	НД-1	763	775	6,4	19,6	14,6	41		63	0,43
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	12,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,52
141-X	НД-2+3	782	791	3,4	15,5	17,1	30,2		70	1,86
141-X	НД-2+3	793,2	800,8	1,2	13,7	18,3	26,5		73	3,50
141-X	НД-2+3	808,6	822,8	3,6	15,5	17,1	30,2		70	1,86
141-X	НД-2+3	828,6	837	3,8	10,9	20,1	22,1		76	8,40
141-X	НД-2+3	850,8	862	2,8	17,7	15,8	35,2		67	0,89
141-X	НД-2+3	863,6	922,9	8,8	18,7	15,2	37,9		65	0,62
141-X	НД-2+3	925,2	938,6	3,2	18,7	15,2	37,9		65	0,62
141-X	НД-2+3	944,4	959,8	3,6	18,7	15,2	37,9		65	0,62
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	30,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,02
143-X	НД-1	853	869	1,2	14,9	16,3	33,1		62	1,19
143-X	НД-1	871	885	2	16,5	15,1	38,4		58	0,58

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
143-X	НД-1	887,4	892,2	0,6	22,7	11,8	61,8		47	0,06
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	3,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,69
143-X	НД-2+3	899	909	1,2	21,2	13,1	50,5		51	
143-X	НД-2+3	909	916	0,8	22,7	11,4	66,4		46	0,04
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,04
145-X	НД-1	833,6	864	8,8	15,2	12,3	57,1		57	0,09
145-X	НД-1	864,8	880	6,2	18	13,9	45,1		62	0,27
145-X	НД-1	881,2	883,1	1	14	12,8	52,8		58	0,13
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	16					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,16
145-X	НД-2+3	891,6	901,2	2,4	14	14,5	41,5		63	0,40
145-X	НД-2+3	901,6	908,8	3,6	11,2	12,2	58		56	0,08
145-X	НД-2+3	918	928,8	2,4	15,2	10,6	76,1		51	0,02
145-X	НД-2+3	932	941,6	2,4	18	10,4	78,9		50	0,02
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	10,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,12
146-X	НД-1	844,8	852,8	1	20,2	14,6	41		56	0,43
146-X	НД-1	852,8	856,2	1,4	17,7	14,9	39,4		58	0,52
146-X	НД-1	858	868	1,2	15,2	15,7	35,6		60	0,84
146-X	НД-1	877,2	896	3,6	19	13,8	45,7			0,25
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	7,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,43
146-X	НД-2+3	912	918,8	1,6	19	14,2	43,2		55	0,33
146-X	НД-2+3	924	932	1	20,2	13,1	50,5		51	0,16
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	2,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,26
15-С	НД-1	962,8	978	5,2	22,2	16	34,3			1,01
15-С	НД-1	978	983,2	1	22,2	14,2	43,3			0,33
15-С	НД-1	985,6	998	3,2	20,3	14,1	43,9			0,31
15-С	НД-1	1000	1026	8,4	18,3	17,6	28,5			2,45
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	17,8					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,52
15-С	НД-2+3	1032,8	1048,8	5,4	17	17,4	29,3			2,17
15-С	НД-2+3	1052,8	1058,8	2,4	17,7	17,2	29,9			1,96
15-С	НД-2+3	1062,8	1074	3,6	17,7	14,2	43			0,34
15-С	НД-2+3	1075,6	1090	7,2	13,1	17,6	28,4			2,48
15-С	НД-2+3	1102	1116	7,2	13,1	17,6	28,5			2,45
15-С	НД-2+3	1118	1146,4	5,2	20,3	13,7	46,2			0,24
15-С	НД-2+3	1147,2	1162	2,6	17	14,1	43,7			0,31
15-С	НД-2+3	1162,8	1176	2,8	18,3	14,2	43,5			0,32
15-С	НД-2+3	1176,8	1182,8	3,2	14,4	15,7	35,4			0,86
15-С	НД-2+3	1184,8	1205	6,8	17,7	16,3	33,1			1,19
15-С	НД-2+3	1208	1228	7,2	14,4	17	30,6			1,75
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	53,6					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,48
201-X	НД-2+3	830	841,6	3,2	18,2	16,7	31,7		63	1,48
201-X	НД-2+3	856	869	4	12,5	18,5	26,1		67	3,80

## Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
201-X	НД-2+3	870	902,8	5,5	15,3	17,4	29,3		64	2,17
201-X	НД-2+3	912	930,4	6	15,3	17,4	29,2		65	2,19
201-X	НД-2+3	945,2	957,4	3,5	11,1	18,7	25,4		68	4,29
201-X	НД-2+3	966,2	971,2	2	15,3	17,3	29,5		64	2,08
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	24,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,65
202-X	НД-1	919,2	934	4,2	14,4	16,6	32			1,41
202-X	НД-1	934,4	964	6	15,7	16,1	34,1			1,04
202-X	НД-1	966	979	3,2	17	15,6	35,9			0,80
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	13,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,10
202-X	НД-2+3	984	994	2,4	15,7	16,4	32,9			1,24
202-X	НД-2+3	1010	1026	3,2	15,7	15,7	35,5			0,85
202-X	НД-2+3	1048	1059,6	3,2	14,4	16,2	33,6			1,12
202-X	НД-2+3	1094	1100	1,4	14,4	15,8	35			0,91
202-X	НД-2+3	1102	1115,2	2,6	17	14,9	39,4			0,52
202-X	НД-2+3	1120	1130	3,6	15,7	15	38,7			0,56
202-X	НД-2+3	1130	1140	2,4	17,7	14,7	40,7			0,45
202-X	НД-2+3	1155,2	1163,2	3,2	17,7	14,7	40,7			0,45
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	22					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,74
303-X	НД-1	582,2	586,2	1,8	19,3	14,8	39,9		58	0,48
303-X	НД-1	587	605	5	13	18,5	26		67	3,85
303-X	НД-1	609,4	634	8	13,7	18,3	26,5		67	3,50
303-X	НД-1	639,2	652	4,2	14,6	19	24,7		68	4,93
303-X	НД-1	653	659	1,2	14,6	17,9	27,7		66	2,83
303-X	НД-1	661	684,8	6,2	19,3	14,8	39,9		58	0,48
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	26,4					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,85
303-X	НД-2+3	685,8	693	2,6	19,9	14,4	42,1		56	0,37
303-X	НД-2+3	696	717	7,2	21,8	13,2	49,8		52	0,17
303-X	НД-2+3	717,2	725	2,8	17,4	16	34,4		61	1,00
303-X	НД-2+3	726	737	4,8	14,6	17,7	28,3		65	2,55
303-X	НД-2+3	743	760	5	19,9	14,4	42,1		56	0,37
303-X	НД-2+3	761	766,2	1,2	22,7	12,6	54,5		50	0,11
303-X	НД-2+3	767,6	779	3,2	17,4	16	34,4		61	1,00
303-X	НД-2+3	805	854,6	11	19,9	14,4	42,1		56	0,37
303-X	НД-2+3	856	861,2	1,6	20,8	13,8	45,7		54	0,25
303-X	НД-2+3	862,6	876	2,8	22,7	12,6	54,5		50	0,11
303-X	НД-2+3	888	896,6	3,8	19,9	14,4	14,4		56	11,36
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	46					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,53
304-X	НД-2+3	889	894	2	10,2	20,1	22,4		71	8,05
304-X	НД-2+3	894,4	897	1,2	16,5	16,3	27,7		61	2,10
304-X	НД-2+3	898	910	4,2	15,2	16,7	31,6		62	1,49
304-X	НД-2+3	911	921,2	2,8	17,7	15,8	35,2		60	0,89

Закінчення табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	10,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	2,69
400-X	НД-1	722	746	6,4	19,3	14,5	41,5		56	0,40
400-X	НД-1	747,2	765,4	5,8	15,5	17,2	25,1		64	3,41
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	12,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	1,83
400-X	НД-2+3	784	793	4,2	13,7	15,9	34,8		66	0,94
400-X	НД-2+3	800,6	813,6	4,2	20,8	14,1	43,8		66	0,31
400-X	НД-2+3	818	829	4,4	19,3	14,4	42,1		66	0,37
400-X	НД-2+3	864,4	914,2	10,2	17,4	14	44,5		55	0,29
400-X	НД-2+3	917,6	933	5,4	19,3	14,5	41,5		56	0,40
400-X	НД-2+3	940	948	2,8	16,5	15,4	37		59	0,70
			$\Sigma h_{\text{эф}} =$	31,2					$K_{\text{пр.сзв}} =$	0,45



ДОДАТОК Е

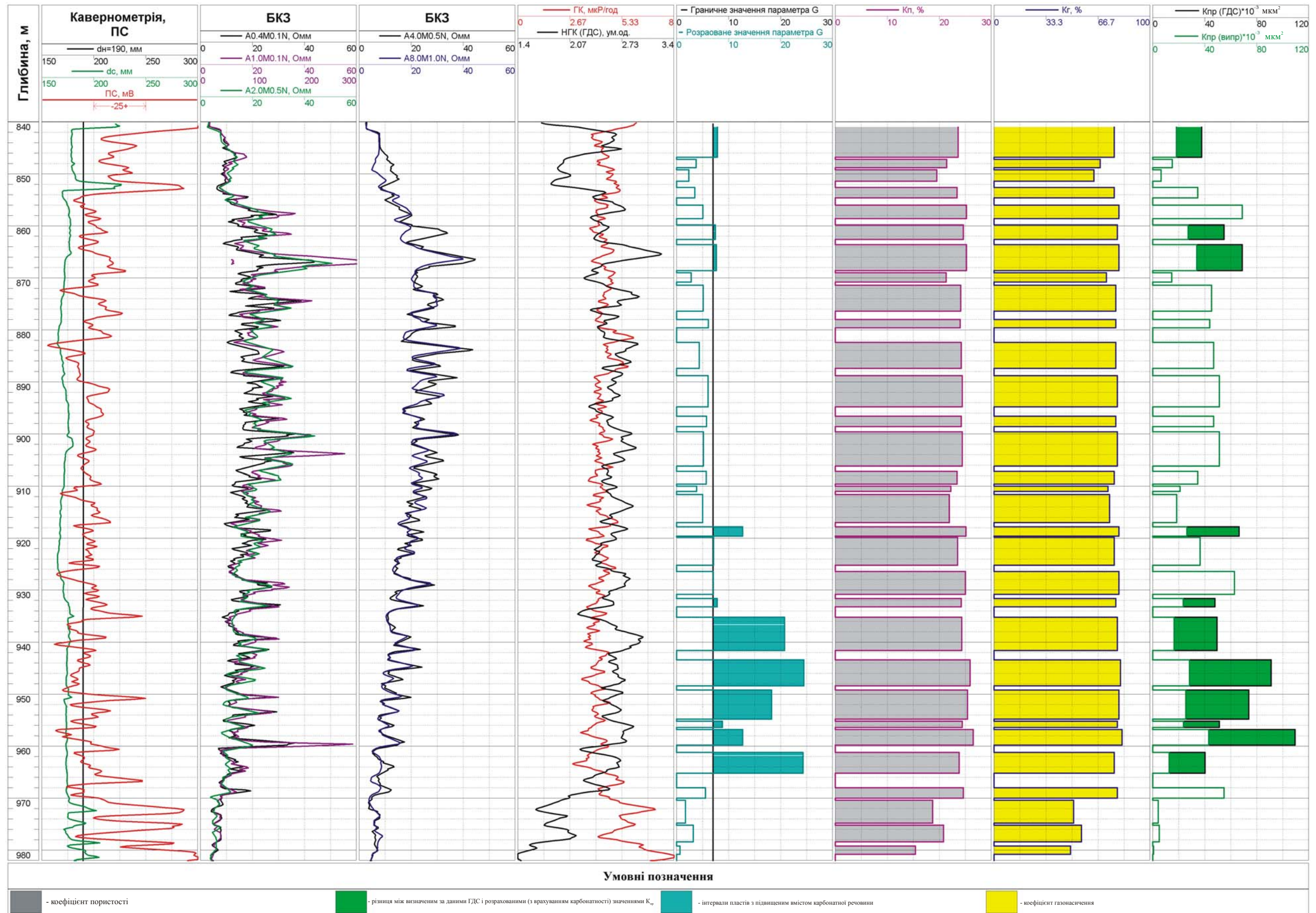


Рисунок Е.1 – Приклад розрахунку коефіцієнта проникності за даними ГДС з урахуванням комплексного параметра G (св. № 126-Хідновичі)

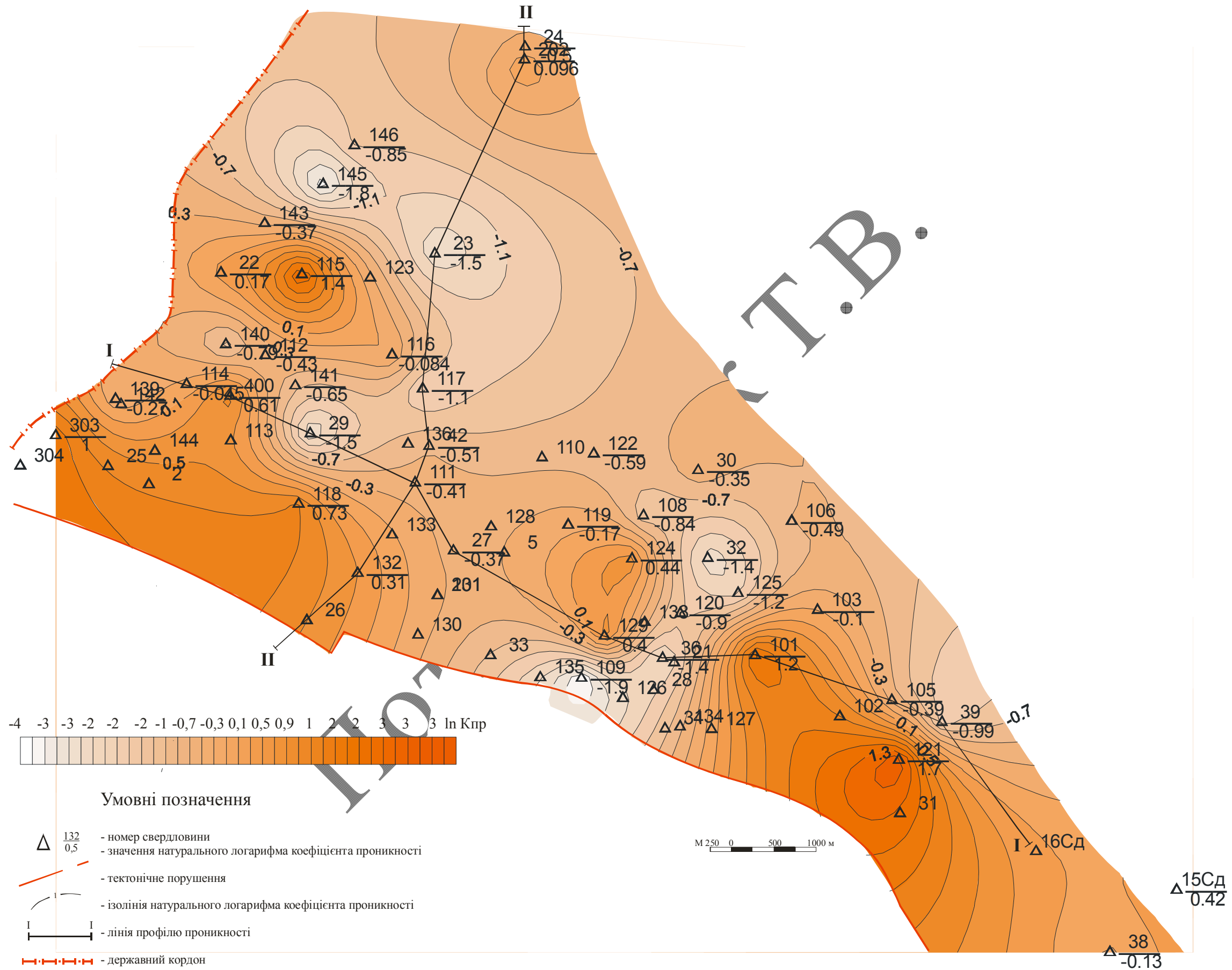


Рисунок Е.2 – Схема розподілу коефіцієнта проникності продуктивного горизонту НД-1 Хідновицького газового родовища



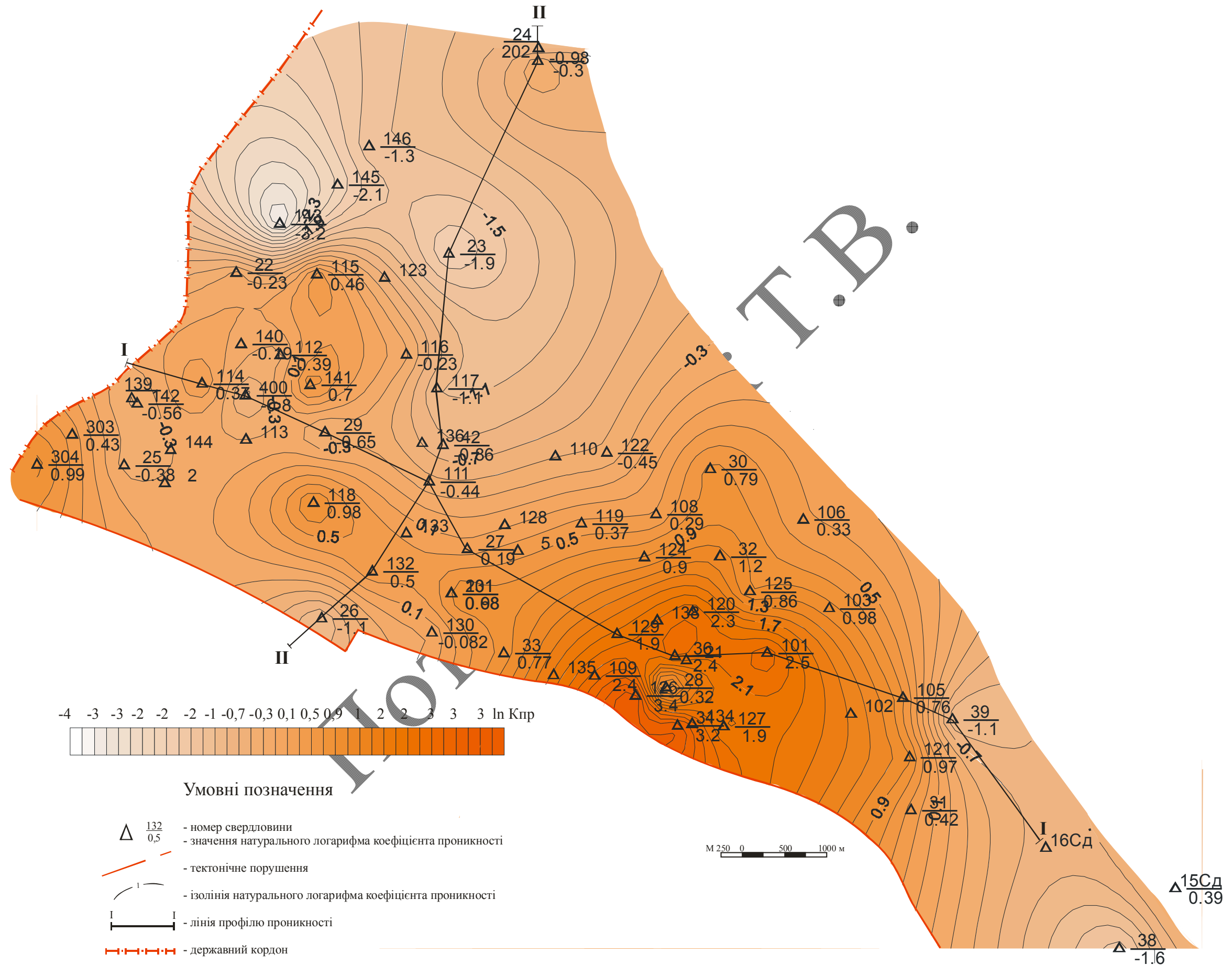


Рисунок Е.3 – Схема розподілу коефіцієнта проникності продуктивного горизонту НД-2÷3 Хідновицького газового родовища



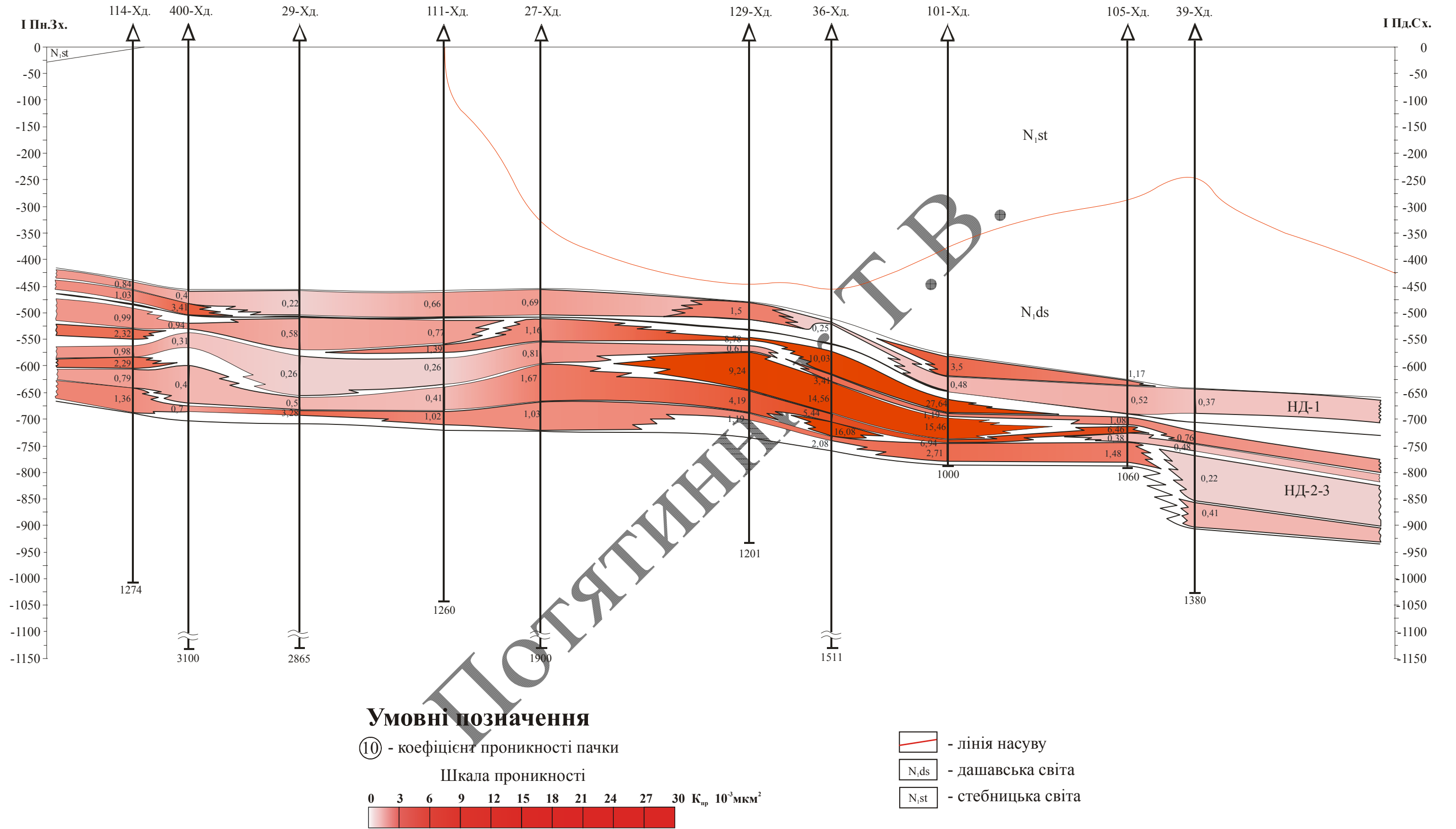


Рисунок Е.4 – Профіль розподілу коефіцієнта проникності продуктивного горизонту НД-1 Хідновицького газового родовища вздовж лінії свердловин 114, 400, 29, 111, 27, 129, 36, 101, 105, 39 (поздовжній профіль по лінії I-I)

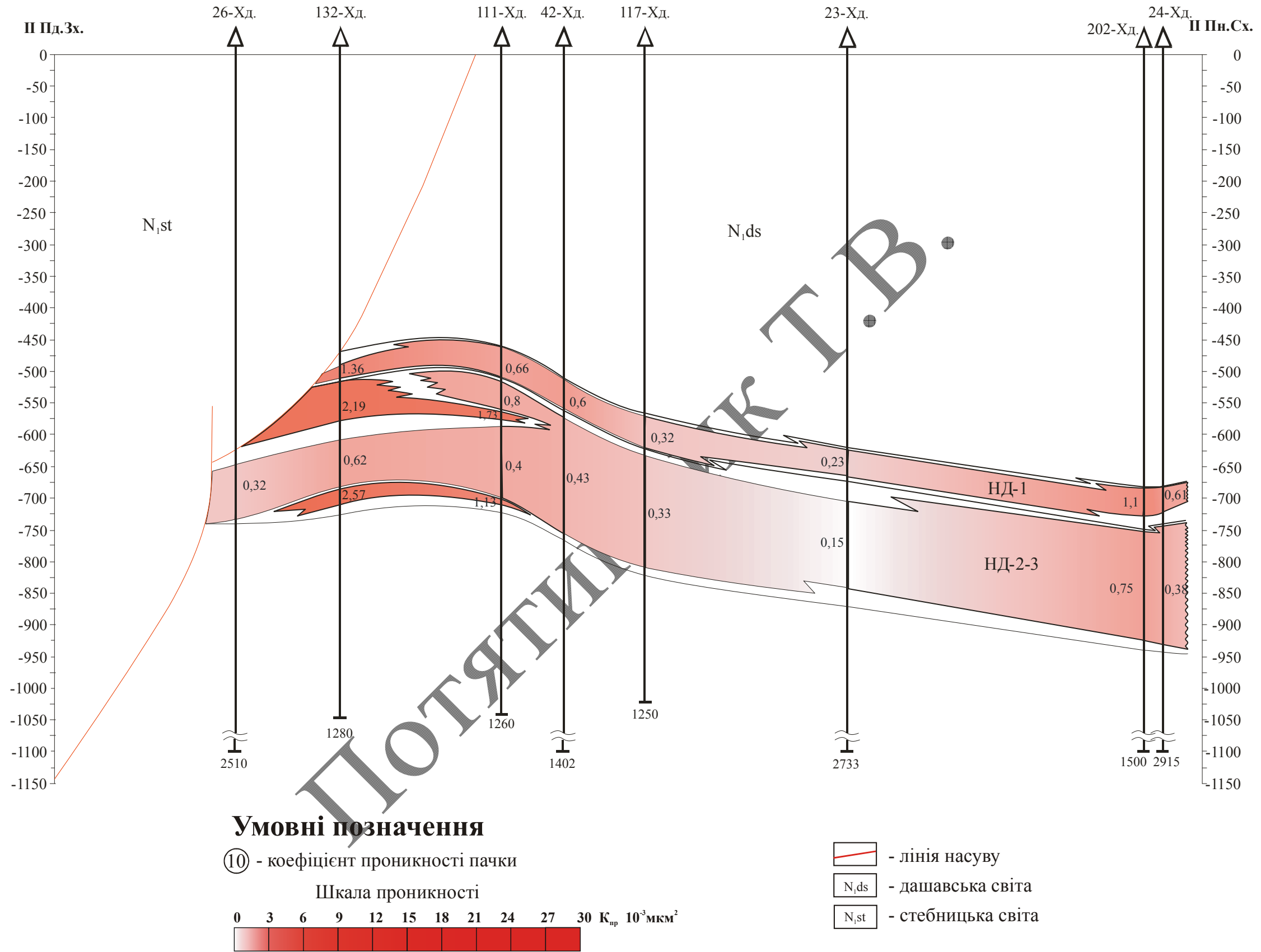


Рисунок Е.5 – Профіль розподілу коефіцієнта проникності продуктивного горизонту НД-2÷3 Хідновицького газового родовища вздовж лінії свердловин 26-132-111-42-117-23-202-24 (поперечний профіль по лінії П-П)