

ВИДІЛЕННЯ НАФТОНАСИЧЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО СКЛАДУ НА ПРИКЛАДІ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА

Я.М. Фтемов

НДПІ ПАТ “Укрнафта”; вул. Північний Бульвар, 2, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019,
тел. (03422) 46011, e-mail: ppt@ndpi.ukrناfta.com

На сьогодні науковцями значна увага приділяється вивченню складнобудованих карбонатних порід-колекторів, до яких приурочені великі запаси нафти і газу. За стандартними методиками нафтонасичені карбонатні породи дуже важко виділити на фоні непродуктивних товщ, тому задача виділення нафтонасичених карбонатних порід-колекторів є актуальною.

За результатами геофізичних досліджень свердловини на прикладі Лопушнянського нафтового родовища досліджено розподіл параметрів фізичних полів у відкладах, що виповнюють геологічний розріз. Дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з наведеною гамма-активністю порід теригенного і карбонатного складу дало змогу визначити новий підхід для аналізу оцінки впливу дисперсної глинистої фракції на загальний об'єм пустот колекторів. За результатами досліджень зразків порід карбонатного типу з різною структурою порового простору виявлено незначний вплив дисперсної фракції на їх загальну пористість і наявність різноманітної вторинної пористості.

Для виділення карбонатних порід-колекторів запропоновано використовувати параметр Ψ , який характеризує частку дисперсної фракції в загальному водневмісті породи. Результати досліджень довели, що у інтервалі продуктивних порід спостерігається значна диференціація та інтенсивність зміни параметра Ψ , в той час як породи теригенного складу характеризуються кривою з незначною диференціацією і малою інтенсивністю.

Ключові слова: нафтонасиченість, карбонатні породи, пористість, геофізичні дослідження свердловин, нейтронний гамма-каротаж, акустичний каротаж.

На сегодняшний день учеными значительное внимание уделяется изучению сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов, к которым приурочены крупные запасы нефти и газа. По стандартным методикам нафтонасыщенные карбонатные породы очень трудно выделить на фоне непродуктивных толщ, поэтому задача выделения нафтонасыщенных карбонатных пород-коллекторов является актуальной.

По результатам геофизических исследований скважины на примере Лопушнянского нефтяного месторождения исследованы распределения параметров физических полей в отложениях, наполняющих геологический разрез. Исследования связи интенсивности естественного гамма поля с наведенной активностью гамма-излучения пород терригенного и карбонатного составов позволили создать новый подход к анализу оценки влияния дисперсной глинистой фракции на общий объем пустот коллекторов. По результатам исследований образцов пород карбонатного типа с различной структурой порового пространства обнаружено незначительное влияние дисперсной фракции на их общую пористость и наличие разнообразной вторичной пористости.

Для выделения карбонатных пород-коллекторов предлагается использовать параметр Ψ , характеризующий долю дисперсной фракции в общем водородосодержании породы. Результаты исследований показали, что в интервале продуктивных пород наблюдается значительная дифференциация и интенсивность изменения параметра Ψ , породы терригенного состава характеризуются кривой с незначительной дифференциацией и малой интенсивностью.

Ключевые слова: нефтенасыщенность, карбонатные породы, пористость, геофизические исследования скважин, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж.

At present, scientists pay much attention to the study of the complex structure carbonate reservoir rocks, which are associated with large oil and gas reserves. When using only the standard techniques, oil saturated carbonate rocks are very difficult to be distinguished against the background of unproductive formations. Therefore, the problem of detection of oil saturated carbonate reservoir rocks is very topical at present.

The author conducted the study of distribution of physical fields' parameters in deposits that are in the geologic cross section on the basis of the results of geophysical well surveys on the example of Lopushnianske oil field. The study of connection between the natural gamma field intensity with the given gamma activity of the terrigenous and carbonate rocks allowed to determine a new approach to analyze the impact of the dispersed clay fraction onto the total volume of the reservoir voids. Based on the study of the carbonate type rock samples with different structure of the pore space, marginal impact of the dispersed fractions on their total porosity and availability of different secondary porosity was determined.

In this paper, the author suggested to use the parameter Ψ , which describes the proportion of the dispersed fraction to the total hydrogen rock content, to detect the carbonate reservoir rocks. The study results showed that in the interval of productive formations there is a significant differentiation and intensity of the parameter Ψ variation, while terrigenous rocks are characterized by a curve with insignificant differentiation and low intensity.

Key words: oil saturation, carbonate rocks, porosity, geophysical well surveys, neutron-gamma logging, acoustic logging.

Актуальність. Нафтогазонасичені породи-колектори карбонатних товщ є важливим резервуаром вуглеводнів. У порівнянні з продуктивними відкладами теригенних товщ, карбонатні відклади займають меншу частку, але виявилося, що серед великих родовищ, нафтогазонасиченість в пісковиках майже в 1,5 рази більша, а сумарні запаси близькі за об'ємом, тому середня величина запасів родовищ з карбонатними колекторами в 1,35 рази вища, ніж з теригенними. Розподіл запасів вуглеводнів карбонатних товщ у геологічному розрізі загалом є аналогічним розподілу загальних ресурсів, але між ними існують важливі відмінності.

Перш за все, різко (в 3-5 разів) скорочується частка запасів у палеозойській ері, а у мезозойській ері максимум стає ще більш різким. Відношення частки нафти до відсоткового складу карбонатних порід складає: в палеозої – 0,06-0,08, в мезозої – 2,3-2,4, в кайнозої – 2,4-2,7, тобто питома нафтонасиченість карбонатних порід збільшується з віком.

Друга відмінність полягає у різко вираженій концентрації запасів нафти і газу у карбонатних відкладах, що приурочені до більш вузьких інтервалів розрізу. Це унікальний за масштабом максимум у верхній юрі, де зосереджено майже 44 % всіх вуглеводнів карбонатних товщ (для вуглеводнів в усіх літологічних типах колекторів ця величина рівна 17-18 %).

Третя особливість полягає в неспівпадінні за часом епох максимального накопичення вуглеводнів. За всіма оцінками сумарних запасів вуглеводнів, а також окремо нафти і газу їх максимумами чітко припадають на крейдову систему. Для карбонатних відкладів він також чітко зсунутий в юру [1].

Об'єм карбонатних порід верхньої юри материків ($6,43 \cdot 10^6 \text{ км}^3$) нижче об'ємів цих порід нижньої і верхньої крейди ($8,51$ і $10,73 \cdot 10^6 \text{ км}^3$ відповідно), в той час як нафтонасиченість карбонатних відкладів верхньої юри більше, ніж удвічі перевищує запаси вуглеводнів загалом.

Виявлені особливості вказують, що сам по собі об'єм карбонатних порід не визначає їх нафтогазонасиченість – важливо те, що вони першими «виловлюють» визрівші і мігруючі вуглеводні і активно акумулюють їх; в теригенні ж товщі вони потрапляють пізніше і розподіляються в них більш рівномірно, «розмазуються», без утворення так званих концентрованих накопичень.

Таким чином, на фоні наскрізного розвитку пластових резервуарів з часом зростає значення масивних і, певно, літологічно обмежених резервуарів, результати дослідження яких дозволяють збільшити видобуток вуглеводнів.

Породи карбонатного типу за своєю характеристикою значно відрізняються від теригенних порід: поровий простір карбонатних порід за геометрією різноманітний, навіть у межах одного родовища, що впливає на відображення геологічних параметрів у геофізичних полях та петрофізичних залежностей [2, 3].

Для проведення геолого-геофізичної інтерпретації результатів досліджень необхідно спо-

чатку виділити карбонатну продуктивну товщу, а потім використовувати сучасні технології розв'язання задач з визначення насиченості відкладів.

Виділення карбонатних порід-колекторів, враховуючи широкий діапазон зміни геометрії порового простору, за результатами геофізичних методів має окремі методичні особливості. Найбільш достовірно виділити карбонатні породи за геофізичною інформацією можна для колекторів з міжзерною пористістю.

На сьогодні розроблена достатня кількість методик виділення карбонатних порід, однак з врахуванням локальних особливостей будови порового простору породи-колектора карбонатного типу для конкретного родовища необхідно розробити новий методичний прийом використання комплексу геофізичних методів, який дозволить підвищити достовірність виділення карбонатних товщ, що, в свою чергу, покращить визначення характеру насичення карбонатного колектора.

Мета роботи. Провести аналіз методик виділення порід карбонатного складу геофізичними методами досліджень свердловин та розробити методичний підхід їх виділення, який базується на дослідженні дисперсної фракції породи та загального водневмісту.

Огляд літератури. Виділенню порід-колекторів карбонатного складу присвячено багато наукових праць [4, 5, 6, 7, 8] та розроблено різні методичні технології дослідження карбонатних тріщинно-кавернозних порід. Кожна з пропонованих методик враховувала особливості конкретного нафтового родовища.

Широкого розповсюдження набув метод двох розчинів, який базується на використанні двох розчинів з різною мінералізацією при заповненні рідини у порах. Головною умовою є суттєва різниця вмісту солі у розчині, яка зумовлює зниження опору породи за наявності паралельних або похилих тріщинах у породі. Зниження опору зумовлене кількістю і об'ємом тріщинних пор та різницею концентрації солей в розчині. Наявність ефекту зниження опору у тріщинно-кавернозних карбонатних породах встановлено Александровим Б.Л. [5], Басінним Я.М. [6], Арчі Г. [7], Дахновим В.Н. [8], Ручкіном А.В. [9] та іншими вченими.

Науковою роботою [10] встановлено, що опір породи змінюється не тільки за рахунок тріщин, але і за рахунок блоків, тобто модель подається як одне ціле – блоки непроникні та тріщини.

Зміна концентрації солі рідини у тріщинах з часом зумовлює подібні зміни у блоці. Проникнення у блоках відбувається за рахунок дифузії на границі між контактуючими розчинами. Таке явище спостерігається і у свердловинних умовах.

Інтенсивність цього процесу залежить від часу проведених досліджень та від пористості блоків: у часі спостерігається більша різниця зміни опору для блоків з більшою пористістю.

У свердловинних умовах враховуючи, що блоки, які контактують з фільтратом бурового розчину у зоні радіуса дії методу, характерні більш високі інтенсивності зміни опорів при використанні методу “двох розчинів”.

Ефективність методу тісно пов'язана з часом проведення досліджень: для блоків з високою пористістю бажано проводити виміри одразу після зміни концентрації солі у розчині. Враховуючи наведену інформацію, нами встановлено, що на достовірність дослідження тріщинуватості суттєво впливає міжзернова пористість блоків. Для визначення зміни електричного опору при зміні мінералізації бурового розчину необхідною умовою є достатньо великий об'єм тріщинних пор у загальному об'ємі породи. За умов великої міжзернової пористості зміна електричного опору буде незначною і виміряти її буде неможливо. Тому для розв'язання цієї задачі необхідно приділяти увагу дослідженням міжзернової пористості в лабораторних і свердловинних умовах комплексом геофізичних методів.

Для визначення меж реального застосування методу “двох розчинів” Б.Ю. Вендельштейном [11] запропонована формула для водонасичених порід:

$$\rho_{\text{вп.тк}} = \frac{1 - K_{\text{н.к}} \cdot \rho_{\text{н.мз}}}{1 + 2K_{\text{н.к}} (K_{\text{н.тп}} \cdot P_{\text{н.мз}} + 1)} \cdot \rho_{\text{в}}, \quad (1)$$

де $\rho_{\text{вп.тк}}$ – опір водонасиченої кавернозно-тріщинної породи;

$K_{\text{н.к}}$, $K_{\text{н.тп}}$ – відповідно кавернозна і тріщинна пористість;

$P_{\text{н.мз}}$ – параметр пористості блока породи;

$\rho_{\text{в}}$ – опір пластової води.

За умов врахування технології проведення методу “двох розчинів” даний метод може бути використаний для виділення карбонатних порід з кавернозно-тріщинною пористістю. Іншим методом виділення інтервалів порід, представлених тріщинною або кавернозною пористістю, був метод часових замірів електричного опору порід, запропонований В. Н. Дахновим [12]. Цей метод базується на тому, що зона проникнення бурового розчину поглиблюється у часі. Радіус зони збільшується. Збільшення радіуса зумовлено проникненням фільтрату у присвердловинну зону, що призводить до зміни опорів зони проникнення у часі.

В колекторах із міжзерною ефективною пористістю зміни фізичних властивостей в основному зумовлені витисненням пластового флюїда фільтратом бурового розчину, і зміна опорів у часі залежить від типу флюїда. Процес відбувається швидко.

В колекторах з тріщинно-кавернозною пористістю формування зони проникнення у часі відбувається у декілька етапів. На першому етапі відбувається глибоке випередження проникнення фільтрату бурового розчину по тріщинах і кавернах, які розвинулись у тріщинах і витісняють з них воду чи нафту. Цей процес відбувається набагато швидше, ніж у породах з міжзерною пористістю. На другому етапі починається витиснення нафти з блоків породи,

що призводить до зниження питомого опорів у зоні проникнення. Фронт витиснення нафти з блоків вглиб пласта відбувається повільніше, а швидкість руху фронту залежить від пористості і проникності блока з міжзерною пористістю. Враховуючи формування зони проникнення для проведення другого виміру, можна отримати зміну питомого опорів у зоні проникнення.

У роботі Іванова Т. В. [13] вказується, що процеси, які відбуваються у зоні проникнення, у випадку тріщинно-кавернозної пористості можуть продовжуватися до 50-100 діб. Необхідно зауважити, що у випадку помилки встановлення часу формування зони може виникнути помилка визначення типу пористості за рахунок перерозподілу пластових флюїдів, дифузії іонів та ін.

Досвід використання часових досліджень позірного опорів екранованим зондом БК-3 в Білорусії [14] вказує на можливість проведення вимірів, для різних типів карбонатних порід за наступною технологією: перше вимірювання проводиться через 1-2 доби після розкриття пласта, друге – не пізніше 5 діб, що залежить від типу колектора. Третє вимірювання проводять з більшим проміжком після розкриття пласта (понад 7-10 діб). Він є визначальним, тому що саме в цей час відбуваються основні зміни у зоні проникнення фільтрату, які зумовлюють зміну позірного опорів.

Загалом метод часових вимірів є достатньо ефективним для виділення колекторів карбонатного типу. Використання тільки зміни електричного опорів не є достатнім критерієм розподілу колекторів за типом. Для достовірності результатів у випадку застосування цього методу необхідно використовувати додаткову інформацію про швидкості формування зони проникнення фільтрату бурового розчину у часі та інтенсивності зміни електричного опорів.

В практиці дослідження карбонатних відкладів використовувався метод різноглибинних досліджень електричного опорів фокуруючими зондами. Основа методу полягає у визначенні розбіжностей опорів у зоні проникнення вимірюючого мікросканованим зондом та опором продуктивного пласта екранованим мікрозондом.

Ефективність методу залежить від мінералізації розчинів. Так, у випадку високомінералізованих розчинів різниця між опорами ρ_1 і ρ_{21} залежить від типу відкладів, а при використанні прісного розчину спостерігається спотворюючий вплив проникнення прісного фільтрату розчину унаслідок чого різниця невілюється і може виникати лише за рахунок впливу залишкової нафти.

Достовірність проведення методу виділення колекторів за комплексом макросканованими і мікросканованими зондами залежить від основних чинників: дослідження необхідно проводити на високомінералізованих розчинах; виділення карбонатних колекторів у розрізах з міжзерно-кавернозним і міжзерно-тріщинним типом порового простору характеризується високою достовірністю; розформова-

на зона проникнення обмежує можливість методу.

При виконанні цих умов метод виділення колекторів карбонатних відкладів може бути використаний. Для удосконалення методу екранованих зондів використовують комплексний підхід до результатів геофізичних та гідродинамічних досліджень. Виміри ефективного опору пласта екранованими зондами проводять до і після випробування на трубах.

Перший вимір отримує значення ефективного опору (ρ_e), наближеного до опору зони проникнення, а другий дає значення, наближене до дійсного опору нафтонасиченого пласта. Розбіжність значень опорів вказує на інтервал колекторів.

Виходячи із того, що цей метод базується на дослідженні електричних опорів ближньої зони пласта, то необхідно виконувати умови проведення досліджень: визначити різницю гідростатичного і пластового тиску; враховувати час і швидкість розформування зони проникнення за умов структури порового простору. Метод є достатньо ефективним при дослідженні різних типів карбонатних колекторів, що зумовлено різним часом формування зони проникнення залежно від структури порового простору.

Крім методів виділення колекторів карбонатного типу, які базуються на дослідженні електричних параметрів пластів, значну увагу приділено методам комплексної інтерпретації геофізичної інформації. З цього приводу було розроблено метод нормалізації діаграм за пористістю [10, 15, 16]. Цей метод використовує інформацію з електричного опору пластів та значень нейтронного гамма-каротажу. Основною ознакою поділу колекторів за типом порового простору є розходження кривих опору та інтенсивності вторинного гамма-випромінювання, нормованих за пористістю.

Інтенсивність вторинного гамма-поля не залежить від типу колектора, а пов'язана тільки з інтегральним водневмістом породи-колектора. Опір породи-колектора пов'язаний із типом колектора. Кавернозні колектори характеризуються підвищеним опором, а тріщинуваті – зменшеним опором за умов однакової пористості.

При проведенні досліджень методом нормалізації діаграм за пористістю необхідно враховувати: солоність бурового розчину, на якому проведено буріння; характер насичення пластів; глинистість порід. Підвищена глинистість у породі призводить до зниження інтенсивності вторинного гамма-поля за рахунок зв'язаної води у дисперсній частині глинистої фракції.

За результатами досліджень вченими Авдоніной Л. І. [15], Заляева Н. З. [17], Калінкіна М. К. [18], визначено високу ефективність метода і можливість визначення кількісних критеріїв розподілу колекторів на типи.

З розвитком обчислювальної техніки значну увагу приділено комплексній інтерпретації геофізичних методів для літологічного розчленування розрізу. Для теригенного розрізу вка-

зана задача розв'язується успішно типовими програмами, в основу яких закладено класифікацію за певною кількістю якісних ознак, які визначені з результатів геофізичних досліджень свердловин. В основному використовуються середні значення показів НГК і АК, відносно низькі покази природних потенціалів та радіоактивності, а також розподіл електропровідності геологічного розрізу. Крім того, використовуються параметри зони проникнення за інформацією мікрозондів. Характер насичення виділених зон оцінюється за електричним опором.

Не звужуючи на значну кількість розроблених методик виділення колекторів у карбонатному розрізі, на сьогоднішній день залишається актуальною задача з типізації порового простору за геометрією пор. В роботі проведено дослідження з визначення характеру пор порід-колекторів карбонатного складу.

Дослідження. Дослідження геологічних об'єктів, якими є карбонатні породи з різною формою будови порового простору базуються на дефініції зв'язків параметрів геологічної моделі продуктивних відкладів та розподілу фізичних полів, які відображають властивості геологічного простору. При дослідженні використовувались природні поля та реакції фізичного поля на параметри, які описують геологічний об'єкт. Найбільш розповсюджена система аналізу вимірних випадкових геолого-геофізичних характеристик є стохастичний аналіз емпіричних досліджень. Випадкова величина отримана у результаті вимірів однозначно характеризує властивості об'єкту, що досліджується, але кожна вимірювальна апаратура має граничну похибку вимірів, що визначає необхідність оцінювати геологічні об'єкти випадковими величинами параметрів.

Характеристика геологічного простору як системоутворюючих зв'язків взаємодіючих елементів дає змогу виділяти окремі елементи цього простору з конкретними властивостями. Єдність параметричного опису і структурно-методична однорідність вивчення геологічної моделі утворює цілісність системи, яка дає змогу розв'язувати окремі геологічні задачі. Простір – це множинність об'єктів, на яких виконуються фізично-обґрунтовані зв'язки з заданими властивостями і описуються вимірними випадковими величинами. Запишемо наступним виразом:

$$S_r = \{A_1(X_1, X_2, \dots, X_n), A_2(X_1, X_2, \dots, X_n), \dots, A_m(X_1, X_2, \dots, X_n)\}, \quad (2)$$

де S_r – простір геолого-геофізичних параметрів;

A_1, A_2, \dots, A_m – множина, яка описує геологічну ситуацію;

m – кількість ситуацій;

n – кількість вимірних параметрів X_i .

Параметричний опис множинності проводиться випадковими величинами, для аналізу яких використаємо імовірнісні методи досліджень із допомогою статистичних моделей, в більшості з двомирною функцією розподілу ви-

падкових величин Y і Y . Між двома випадковими величинами досліджується стохастичний зв'язок, тобто коли задані величині $X=x$ відповідає не конкретне значення Y , а декілька значень $y_1, y_2, y_3, \dots, y_n$, кожне із значень характеризує величину з певною імовірністю $p_1, p_2, p_3, \dots, p_n$. Функція розподілу величин характеризується математичним очікуванням і дисперсією. Відповідно кожному значенню розподілу, величини $Y=y$ відповідає певна функція розподілу X з математичним очікуванням і дисперсією. В системі з двох випадкових величин завжди буде існувати дві регресійні залежності: $y=f(x)$ і $x=f(y)$. Залежності використовуються як лінійні та і нелінійні.

При дослідженні залежностей параметрів, що характеризують об'єкт, приймалась до уваги щільність точок спостереження, яка залежить від багатьох чинників (об'єм відбору керну, кількості проведених лабораторних досліджень, кількості проведених геофізичних методів, розташування свердловин та інші), що, в свою чергу, підвищить достовірність виявлення неоднорідності у будові продуктивних відкладів. Природна неоднорідність існує об'єктивно, що залежить від умов накопичення осадів, і визначає детальність вимірів. Але при проведенні статистичної обробки враховувалось, що характеристика неоднорідності, а також функція розподілу властивостей, що вивчаються, відображає не тільки зміни геологічної ситуації, а і умови проведеного експерименту. Досліджувалась форма і значення параметрів геофізичних кривих.

Вивчення характеристик продуктивних відкладів верхньої юри за геофізичною інформацією проводилось на основі використання геологічної інформації лабораторного та промислового характеру. Від достатності геологічної інформації визначались задачі, які можна розв'язувати. Отримані результати є адекватними до наявного об'єму геолого-геофізичної інформації.

Однією з важливих характеристик порід-колекторів є параметри, які визначають об'єм пустотного простору та вміст залишкової води у колекторі. Ці параметри вказують на можливий вміст нафти і газу у поровому просторі. В карбонатних породах з вторинною структурою пор об'єм порового простору зростає за рахунок тріщин і каверн вилуговування.

Для порід теригенного і карбонатного типів залишкова вода у колекторі зв'язана з часткою дисперсної фракції, яка утворюється за рахунок глинистих мінералів. Враховуючи умови басейну накопичення осадів, природна радіоактивність гамма-випромінення обумовлена адсорбційними властивостями глинистого матеріалу та величиною ємкості катіонного обміну. Для вимірювання природної гамма-активності використовується метод гамма-каротажу. Для визначення об'єму порового простору використовується декілька геофізичних методів, методи визначання густини (метод дослідження проходження пружних хвиль та метод дослідження розсіяння гамма-квантів), визначення електро-

провідності водонасиченої породи-колектора та метод дослідження нейтронної характеристики порід.

Метод дослідження нейтронної характеристики порід (нейтронний каротаж) дає змогу визначати повний об'єм водневмісту порового простору. Водневміст породи залежить від кількості вільної води та щільнозв'язаної води дисперсної фракції. У загальному його можна описати наступною формулою:

$$\frac{1}{I_{ny}} = \frac{K_n}{I_{ny}^e} + \frac{1-K_n}{I_{ny}^{ck}} + \frac{K_{zl}}{I_{ny}^{zl}}, \quad (3)$$

де $I_{ny}^e, I_{ny}^{ck}, I_{ny}^{zl}, I_{ny}$ – інтенсивність вторинної гамма-активності у воді, скелеті породи, глинистої фракції та вимірюваної навпроти досліджуваного пласта;

K_n – коефіцієнта пористості;

K_{zl} – коефіцієнт об'ємної глинистості.

За результатами геофізичних досліджень свердловини №3 Лопушнрянського родовища проведено дослідження розподілу фізичних полів. Верхня пачка продуктивного горизонту представлена карбонатними відкладами з прошарками аргілітів та пісковиків із різною глинистістю і характеризується підвищеними значеннями гамма-активності та високими значеннями вторинної гамма-активності. Нижня пачка представлена вапняками органогенними, поровими з перешаруванням доломітів і ангідритів. За результатами дослідження гамма-поля спостерігається низка радіоактивності. Поле вторинних гамма-квантів характеризується значною диференціацією, але при низьких значеннях радіоактивності покази НГК достатньо високі. Акустичне поле характеризується низькими значеннями швидкості розповсюдження пружних хвиль. За даними електрометрії продуктивні відклади характеризуються низькими значеннями електричного опору.

Проведемо дослідження зв'язку природної і наведеної гамма-активності порід теригенного та карбонатного складу. На рис. 1 (а) представлено зв'язок інтенсивності гамма-поля з інтенсивністю вторинного гамма-поля. Спостерігається логарифмічний зв'язок із коефіцієнтом кореляції $R=0,86$, тобто щільність зв'язку дисперсної фракції з водневмістом породи достатньо висока.

На рис. 1 (б) наведено подібну залежність для карбонатних порід продуктивного комплексу, яка характеризується відсутністю зв'язку. Такий характер зв'язку можна пояснити незначним впливом дисперсності на водневміст породи і наявністю вторинної пористості у карбонатах.

Для дослідження взаємозв'язків геофізичних параметрів з метою однозначності задачі необхідно зменшити розмірності простору шляхом групування параметрів. Нами пропонується відносний параметр Ψ як частка дисперсної фракції до загального водневмісту породи:

$$\Psi = \frac{\Delta I_{ny}}{\Delta I_{\gamma}}, \quad (4)$$

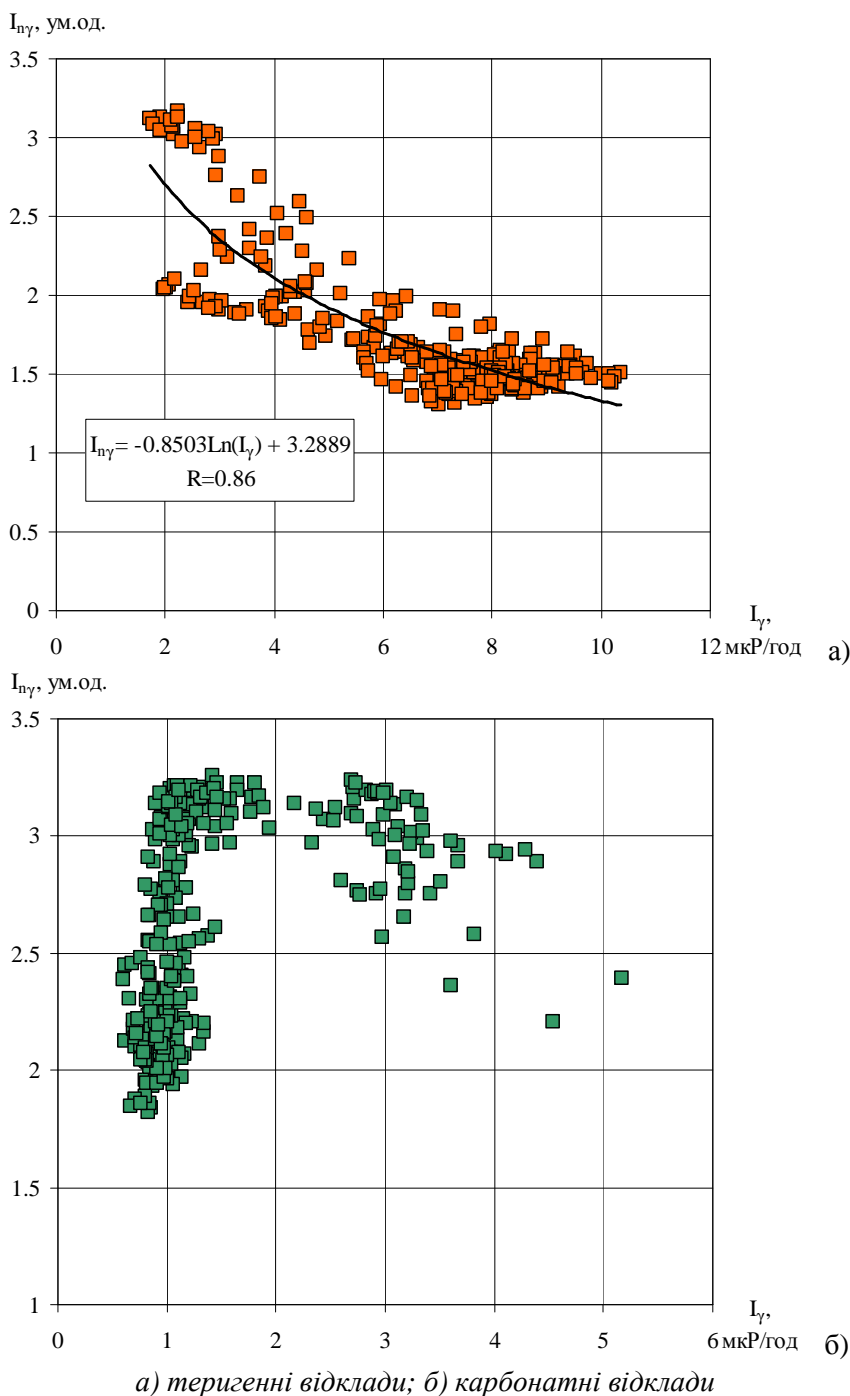


Рисунок 1 – Залежність показів нейтронного гамма-каротажу $I_{n\gamma}$ від показів гамма-каротажу I_γ

де $\Delta I_{n\gamma}$ – інтенсивність вторинної гамма-активності, виміряної навпроти досліджуваного пласта;

ΔI_γ – інтенсивність природної гамма-активності, виміряної навпроти досліджуваного пласта.

Використавши відносний параметр, побудуємо зв'язок вторинного гамма-поля з величинами значень Ψ . На рис. 2 (а) для порід теригенного складу наведено цей зв'язок, який характеризується квадратичним поліномом з високим коефіцієнтом кореляції $R=0.96$. Такий характер зв'язку вказує на вплив частки дисперсної фракції породи у загальному об'ємі поро-

вого простору. Для порід карбонатного типу також досліджено вплив дисперсної фракції на водневий вміст пор. Побудовану залежність наведено на рис. 2 (б). Спостерігається відсутність взаємозв'язку. На крос-плоті видно більш чітке розділення точок спостереження, що вказує на різний вплив дисперсності породи на покази інтенсивності вторинного гамма-випромінювання. Виділяються ділянки з високим ступенем зв'язку та з хаотичним розташуванням. Ділянки з хаотичним розташуванням точок вказують на домінуючий вплив типу і геометрії пор на загальну пористість породи.

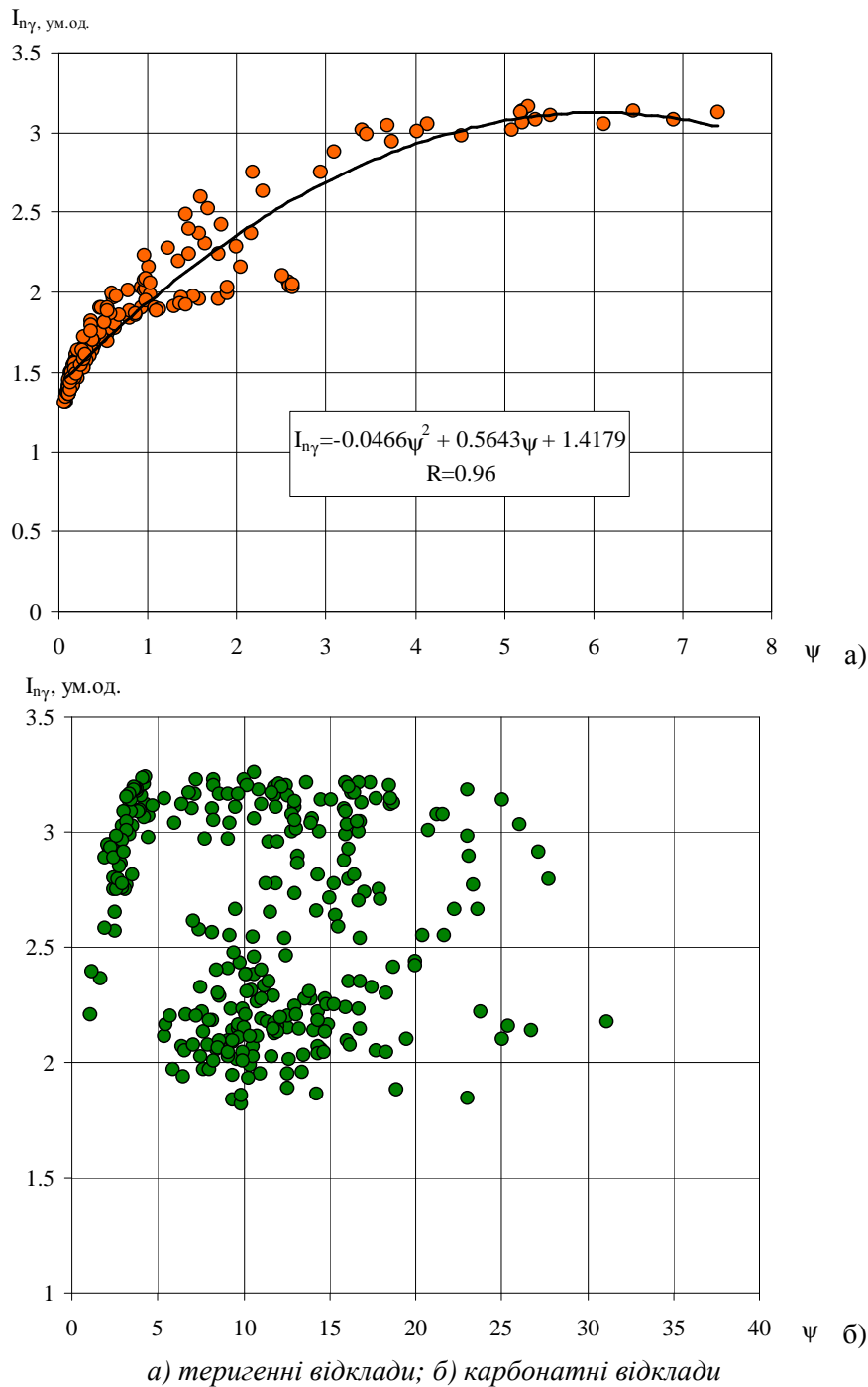


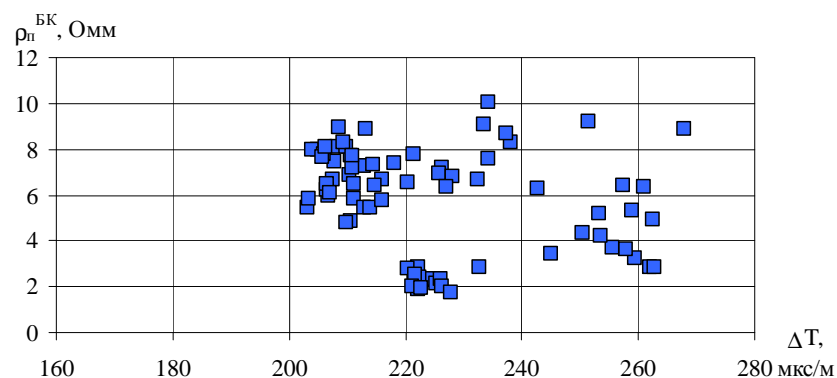
Рисунок 2 – Залежність показів нейтронного гамма-каротажу від відносного параметра Ψ

Дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з наведеною гамма-активністю порід теригенного і карбонатного складу дозволило встановити новий підхід для аналізу впливу дисперсної глинистої фракції на загальний об'єм порожнин колекторів. Для порід карбонатного типу з різною структурою порового простору виявлено незначний вплив дисперсної фракції на загальну пористість.

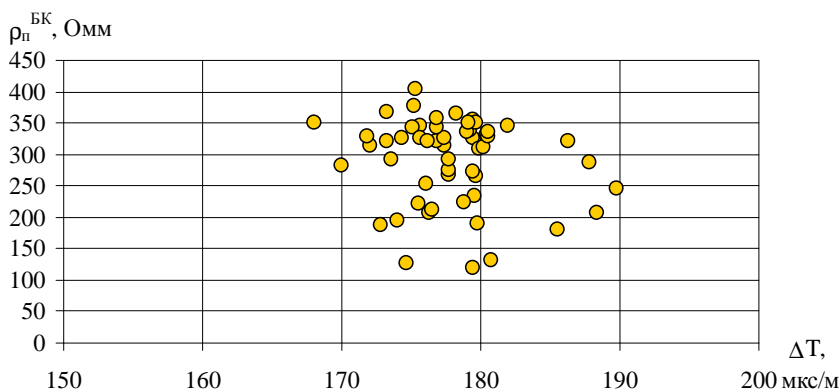
Виділення колекторів у відкладах складної будови викликають певні труднощі, обумовлені нестандартною характеристикою зв'язків петрофізичних параметрів, що пояснюється присутністю вторинної тріщинної і кавернозної пористості.

Для порід карбонатного типу необхідно дослідити критерії розподілу, та, насамперед, визначитися з можливостями виділення карбонатних порід за даними геофізичних методів.

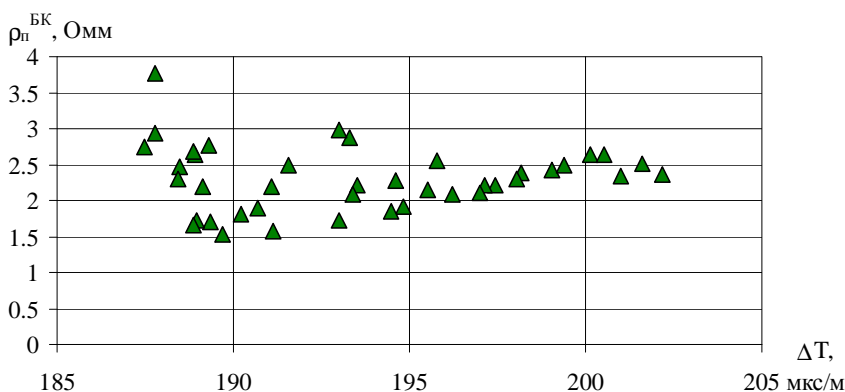
Розглянемо зв'язок електричного опору порід, виміряного методом екрануючих зондів, з інтервальним часом пробігу пружних хвиль. Нами було вибрано три об'єкти: теригенна ділянка розрізу свердловини №3 (інт. 4212-4228 м); верхня пачка продуктивного горизонту юрських відкладів (інт. 4244.8-4256 м) та нижня пачка (інт. 4312-4320 м). Результати зіставлення питомого електричного опору гірських порід по БК *pnБК* із інтервальним часом ΔT подано на рисунку 3. Із рис. 3 (а) видно, що зв'язок відсу-



а)



б)



в)

а) теригенні відклади (інтервал 4215-4228 м);
 б) карбонатні відклади, верхня продуктивна пачка (інтервал 4244,8-4256 м);
 в) карбонатні відклади, нижня продуктивна пачка (інтервал 4312-4320 м)

Рисунок 3 – Зіставлення питомого електричного опору породи по БК $\rho_{пБК}$ з інтервальним часом ΔT

тній, але на крос-плоті виділяються два окремі об'єкти, які характеризуються загальним видом залежності $\rho_{пБК}$ і ΔT і описують різний тип порід.

На рис. 3 (а, б), які відповідають карбонатним породам, не встановлено зв'язку електричного опору і швидкості пружних хвиль. Верхня пачка характеризується високим опором із високою швидкістю пружних хвиль. Нижня пачка характеризується широким діапазоном зміни величини ΔT і низьким питомим електричним опором продуктивних порід. Як було встановлено, незначний вклад дисперсної фракції у поровому просторі на підставі низьких значень

природної гамма-активності то низьке значення електричного опору можна пояснити наявністю вторинної мікротріщинуватості детритових зерен та карбонатного скелету.

Зіставивши три об'єкти на одному крос-плоті (рис. 4) та вибравши шкалу ординат у логарифмічному масштабі, побачимо, що ділянки у загальному просторі є окремими об'єктами. Різні об'єкти можна характеризувати як множини з власними параметрами зв'язків фізико-геологічних параметрів. Це, у свою чергу, вказує на можливість виділення карбонатних порід.

За результатами аналізу зв'язків геофізичних параметрів для кожної множини нами за-

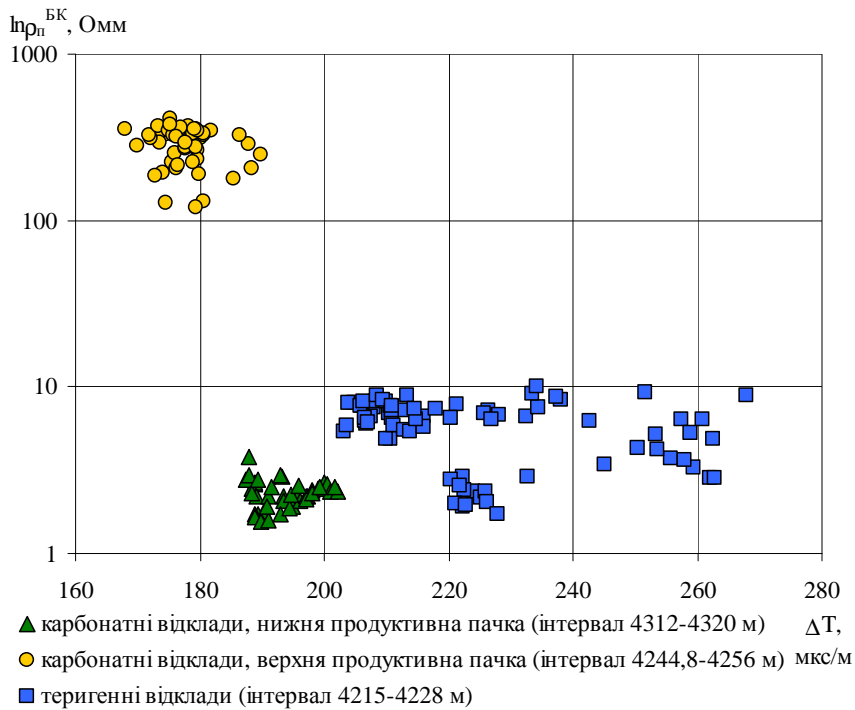


Рисунок 4 – Зіставлення питомого електричного опору породи по БК $\rho_{лBK}$ з інтервальним часом ΔT

пропоновано для виділення карбонатних відкладів використати параметр Ψ як частку дисперсної фракції. Для свердловини № 3 Лопушнянського родовища проведено розрахунки і побудовано розподіл параметра Ψ . Критерій виділення встановлено на підставі аналізу промислової і геофізичної інформації зі свердловин №4, 7, 11, 32 Лопушна.

На рисунку 5 наведено комплексну діаграму геофізичних методів, на якій підтверджується можливість виділення карбонатних порід. У інтервалі продуктивних порід спостерігається значна диференціація даних. Породи теригенного складу виділено кривою з незначною диференціацією і малою інтенсивністю. Продуктивні відклади карбонатних порід на діаграмі за інтенсивністю параметра Ψ поділяються на дві пачки – верхню і нижню. Виділення карбонатних відкладів у загальній геологічній товщі, а також розподіл продуктивної товщі дозволить підвищити достовірність визначення характеру насичення порід-колекторів карбонатного складу.

Висновки та завдання подальших досліджень. Результати аналізу зв'язків геологічних і геофізичних параметрів, які характеризують геологічний простір, встановлено, що загальний геологічний простір можна поділити на множини з власними коефіцієнтами залежностей. Такі результати обумовлюють можливість використання геофізичних методів для виділення порід-колекторів карбонатного типу з різною структурою пористості.

Проведені дослідження зв'язку інтенсивності природного гамма-поля з наведеною гам-

ма-активності порід теригенного і карбонатного складу дозволили встановити новий підхід до аналізу впливу дисперсної глинистої фракції на загальний об'єм пустот колекторів.

Рекомендовано використання відносного параметра Ψ , який вказує на частку дисперсної фракції до загального водневовмісту породи-колектора. За характером розподілу параметра Ψ виділено карбонатні породи і встановлено тип порового простору.

Література

- 1 Кузнецов В.Г. Некоторые вопросы нефтегазоносности в связи с эволюцией карбонатного осадконакопления [текст] / В.Г.Кузнецов // Док. АН СССР. – 1990. – Т.310, №1. – С.158-162.
- 2 Шванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа / А.М. Шванов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
- 3 Багринцева К.И. Карбонатные породы-колекторы нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1977. – 231 с.
- 4 Абдухаликов Я.Н. Выделение карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства по комплексу «исследование – испытание – исследование» / Я.Н. Абдухаликов // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1974. – №9. – С. 35-38.
- 5 Александров Б.Л. Комплексное изучение юрских отложений Восточного Предкавказья в связи с оценкой их коллекторских свойств нефтегазонасыщенности: автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / ГНИ. – Грозный: 1968. – 21 с.

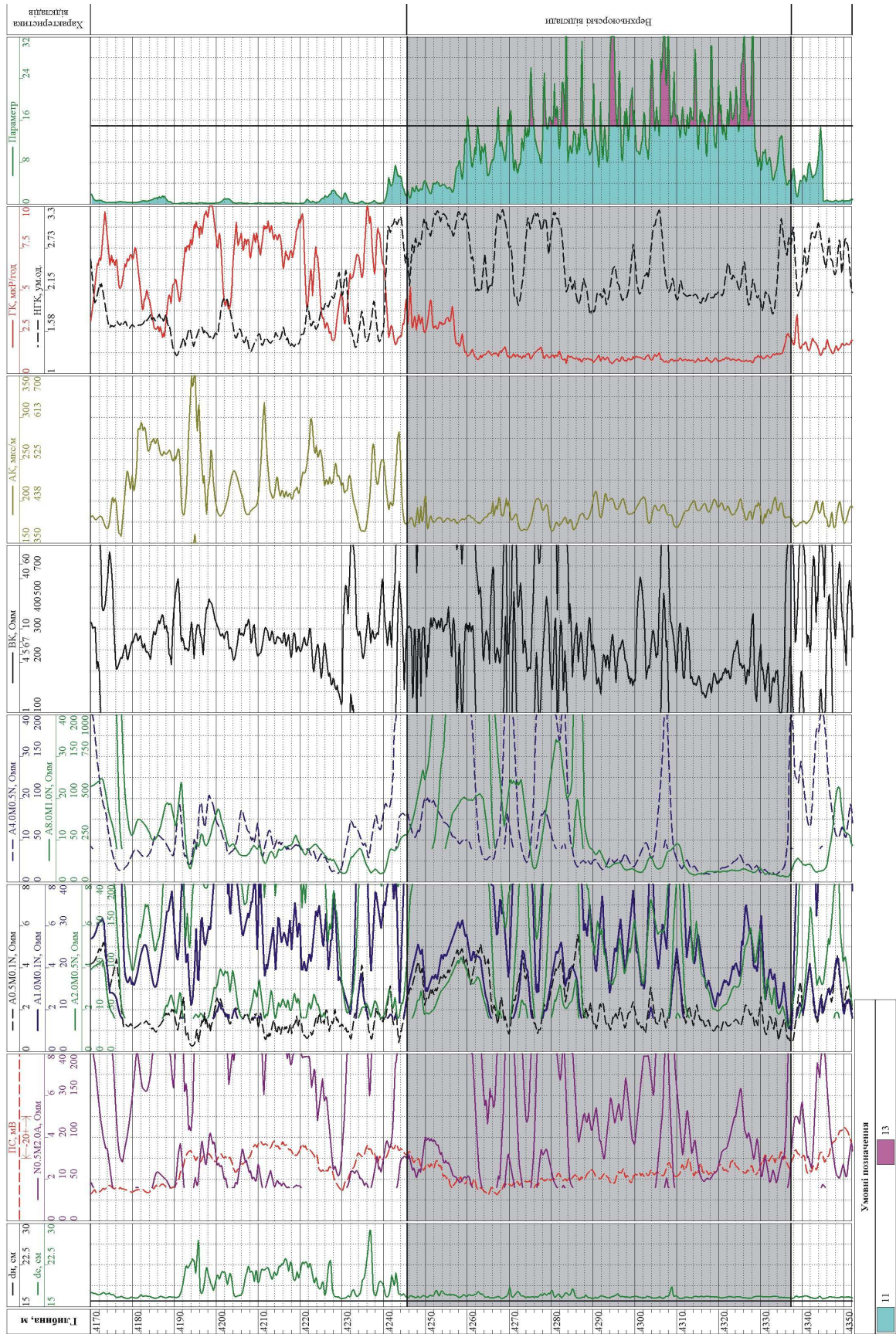


Рисунок 5 – Розподіл порід на тріщинні та міцноцементовані за результатами комплексу геофізичних досліджень св.№3-Лопушна

6 Арчи Г. Классификация пористых карбонатных пород и их коллекторские свойства / Г. Арчи // В кн. : Вопросы промысловой геофизики. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 8-26 с.

7 Басин Я. Н. О возможности выделения кавернозных и трещиноватых извесняков методами промышленной геофизики / Я.Н. Басин, Л.Б. Берман, В.С. Непман // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 39. – С. 153-166.

8 Дахнов В.Н. К вопросу определения эффективной пористости карбонатных коллекторов верхнего мела Грозненского нефтепромыслового района / В.Н. Дахнов // В кн.: Петрофизика и промысловая геофизика. Труды МИНХиГП. М. : Недра, 1969. – Вып. 89. – С. 84-93.

9 Ручкин А.В. Изучение карбонатных коллекторов по электрическим параметрам зоны проникновения бурового раствора в пласты (на примере карбонатных обложений Башкирии): Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / ГНИ. – Грозный: 1971. – 22 с.

10 Заляев Н.З. Усовершенствование комплекса и методики промыслово-геофизических исследований карбонатных обложений юго-востока Татарии. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / МИНХиГП. – М. : 1966. – 27 с.

11 Вендельштейн Б.Ю. Определение эффективной пористости коллекторов верхнего мела Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева // В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1971. – 105-117 с.

12 Дахнов В.Н. исследование фактора времени при интерпретации результатов исследования скважин методом сопротивления / В.Н. Дахнов // В кн. : Промысловая геофизика. Труды МИНХиГП – М.: Гостоптехиздат, 1957. Вып. 41. – 93-99 с.

13 Иванов Т.В. Изучение карбонатных коллекторов мезозоя центральной, северной и северо-западной Болгарии методами промысловой геофизики: Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук / МИНХиГП. – М.: 1966. – 26 с.

14 Заляев Н.З. Оценка нефтеносности карбонатных отложений Припятской впадины по промысловой геофизике / Н.З. Заляев, В.В. Масюков // В кн.: Геофизические методы поиска и разведки нефти и газа в Припятской впадине. – Минск: Наука и техника, 1970. – С. 80-91.

15 Авдонина Л.И. Геолого-геофизическая характеристика трещинно-кавернозных коллекторов нефти и газа Меловой площади / Л.И. Авдонина, В.Н. Дахнов // В кн.: Вопросы промысловой геофизики. Труды МИНХиГП. – М. : Недра, 1967. – Вып. 67. – С. 98-104.

16 Вилли М.Р.Д. Основы интерпретации данных электрического каротажа / М.Р.Д. Вилли // В кн.: Промысловая геофизика. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – Вып. – С. 3-94.

17 Заляев Н.З. Методика оценки нефтеносности карбонатных пород месторождений Татарии по данным комплекса индукционного, бокового и радиоактивного каротажа / Н.З. Заляев // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1966. – №7. – С. 19-25.

18 Калинин М.К. Некоторые вопросы классификации коллекторов нефти и газа и их поисков / М.К. Калинин // Геология и геохимия. – 1958. – №2. – С. 42-50.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.09.15*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук Чорним О.М.
(ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів)*