

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

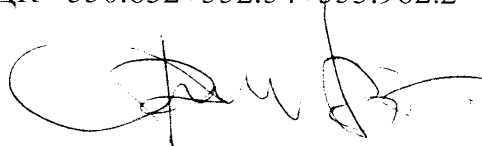
Примірник дисертації ідентичний за змістом
з іншим примірником

Вчений секретар *М. Куровий С.С.* На правах рукопису

Третья секретар *Федоришин Ф.Ф.*

ФТЕМОВ ЯРОСЛАВ МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 550.832+552.54+553.982.2



ВИДІЛЕННЯ НАФТОНАСИЧЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ
ЮРСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИМИ КРИТЕРІЯМИ
(НА ПРИКЛАДІ ЛОПУШНЯНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА)

04.00.22 – Геофізика

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук

Науковий керівник:

Федоришин Дмитро Дмитрович

доктор геологічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2016

d 577



ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	4
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ РОЗРІЗІВ.....	9
1.1 Аналіз стану та проблеми дослідження петрофізичних властивостей карбонатних порід-колекторів.....	9
РОЗДІЛ 2	
ПЕТРОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КАРБОНАТНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У МЕЖАХ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	24
2.1 Моделювання петрофізичних взаємозв'язків параметрів, що визначають фільтраційно-ємнісні властивості карбонатних порід- колекторів з урахуванням фізичних параметрів, відображених у результатах геофізичних досліджень свердловин.....	25
2.2 Теоретичне та експериментальне обґрунтування побудови петрофізичної моделі юрських відкладів Лопушнянського нафтового родовища.....	29
РОЗДІЛ 3	
ВИДІЛЕННЯ НАФТОНАСИЧЕНИХ КАРБОНАТНИХ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КОМПЛЕКСНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	57
3.1 Аналіз методик виділення порід-колекторів карбонатного складу...	58
3.2 Характеристика розподілу геофізичних полів та виділення нафтонасичених порід-колекторів карбонатного складу на прикладі юрських відкладів Лопушнянського родовища.....	64

РОЗДІЛ 4

ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛУ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ.....	85
4.1 Аналіз існуючих моделей електропровідності порід-колекторів за даними методів електричного каротажу.....	87
4.2 Критерій оцінки акустичної характеристики карбонатних порід складної будови	116
ВИСНОВКИ	145
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	147
ДОДАТКИ	161

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ
І ТЕРМІНІВ

АК – акустичний каротаж;

БК – боковий каротаж;

ГДС – геофізичні дослідження свердловин;

ГК – гамма-каротаж;

I_γ – інтенсивність природного гамма-випромінювання;

I_n – інтенсивність потоку теплових нейтронів;

$I_{n\gamma}$ – інтенсивність гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів;

K_v – коефіцієнт водонасичення;

$K_{в,з}$ – коефіцієнт зв'язаної води;

$K_{гл}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості;

K_n – коефіцієнт нафтонасичення;

КО – каротаж опору;

K_p – коефіцієнт пористості;

$K_{пр}$ – коефіцієнт проникності;

НГК – нейтронний гамма-каротаж;

ННК-Т – нейтрон-нейтронний каротаж за тепловими нейтронами;

P_p – параметр пористості;

P_n – параметр насичення;

$C_{гл}$ – коефіцієнт масової глинистості;

ρ_n – питомий електричний опір нафтонасиченого пласта;

ρ_{en} – питомий електричний опір водонасиченого пласта;

ρ_e – питомий електричний опір пластової води;

$h_{еф}$ – ефективна товщина;

$r_{еф}$ – ефективний радіус порових каналів;

$\Delta I_{n\gamma}$ – подвійний різницевий параметр вторинного гамма-випромінювання;

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр природного гамма-випромінювання;

ΔT – інтервальний час.

ВСТУП

Актуальність теми. Головним напрямком розвитку національної економіки України є забезпеченість її паливно-енергетичними ресурсами. Дуже важливою задачею, що спрямована на збільшення видобутку нафти і газу, є підвищення достовірності виділення нафтогазонасичених пластів-колекторів у розрізах свердловин зі складною будовою. Достовірна оцінка нафтогазоносності пластів-колекторів залежить від системи обробки даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та лабораторних вимірювань петрофізичних параметрів. Геофізичні системи інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин тісно пов'язані з необхідністю петрофізичного обґрунтування алгоритмів визначення фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних порід. Для колекторів зі складною будовою матриці розробка нових геолого-геофізичних критеріїв для оцінки нафтонасичення ускладнюється багатопараметричністю опису фізико-геологічних моделей. Існуючі технології створення петрофізичних моделей у цих умовах не задовольняють вимогам точності визначення фільтраційно-ємнісних параметрів і характеру насичення порід-колекторів. У зв'язку із цим дисертаційна робота, яка присвячена розробці нових геолого-геофізичних критеріїв оцінки нафтонасичення порід-колекторів юрських відкладів Лопушнянського нафтового родовища є актуальною. Отримані результати в процесі наукових досліджень мають науково-прикладне застосування сприяють успішному видобутку та приросту видобувних запасів нафти.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота має науково-прикладний характер та відповідає галузевим планам НАК "Нафтогаз" України, програмам і темам Державної геологічної служби, Міністерства екології природних ресурсів. Проведені автором дослідження є складовою частиною науково-дослідної роботи "Уточнення геологічної будови структур і площ Бориславського,

Долинського та Надвірнянського нафтопромислових районів та виявлення нових перспективних нафтогазоносних об'єктів за аналізом буріння і геофізичних матеріалів”.

Мета і задачі дослідження. Головною метою роботи є розробка критеріїв виділення нафтонасичених порід-колекторів карбонатного складу.

Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі задачі:

– розробити модель електропровідності складнобудованих порід-колекторів карбонатних відкладів Лопушнянського родовища з карбонатно-глинистим цементом;

– дослідити вплив геометрії порового простору карбонатних порід на швидкість поширення пружних хвиль;

– розробити методологію оцінки впливу геометрії порового простору на результати визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу;

– встановити геолого-геофізичні критерії виділення карбонатних порід-колекторів за даними ГДС Лопушнянського нафтового родовища.

Об'єкт дослідження. Верхньоюрські складнобудовані карбонатні породи Лопушнянського нафтового родовища.

Предмет дослідження. Геофізичні та петрофізичні характеристики складнобудованих карбонатних порід-колекторів, а також чинники, що впливають на достовірність оцінки їх нафтонасичення.

Методи дослідження. Статистична обробка результатів експериментальних лабораторних досліджень взірців керна і даних свердловинних геофізичних досліджень продуктивних інтервалів карбонатного геологічного розрізу. Аналіз теоретичних і експериментальних моделей петрофізичних параметрів продуктивних відкладів. Теоретичне моделювання акустичних та радіоактивних властивостей складнобудованих карбонатних порід-колекторів.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

– вперше на основі результатів петрографічних та петрофізичних

досліджень карбонатних порід юрської системи Лопушнянського нафтового родовища встановлено основні взаємозв'язки геофізичних та фільтраційно-емнісних параметрів;

– удосконалено модель електропровідності карбонатного колектора, яка враховує вплив на питомий електричний опір об'ємної глинистості в складі цементу породи;

– вперше для карбонатних порід юрських відкладів встановлено критерій оцінки впливу структури порового простору на швидкість розповсюдження пружних хвиль при визначенні коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу;

– вперше запропоновано використання відносного критерійного параметра, який вказує, як частка дисперсної фракції впливає на загальний водневміст породи, що дозволяє виділити складнобудовані карбонатні породи-колектори за результатами радіоактивних методів.

Практичне значення одержаних результатів. Теоретичні положення і науково-практичні висновки, розроблені в дисертаційній роботі, реалізовуватимуться в процесі геолого-геофізичних досліджень на пошукових площах і родовищах України, розрізи яких вивчені складнобудованими карбонатними породами-колекторами.

Окрім цього практичне застосування отриманих наукових результатів дасть змогу суттєво підвищити достовірність оцінки нафтогазонасичення складнобудованих карбонатних порід-колекторів.

Особистий внесок здобувача. Автором дисертаційної роботи особисто досліджено та встановлено критерійні ознаки, які визначають карбонатну породу, як колектор та віднесено слабозцементовані вапняки юрських відкладів до 2-го класу порід-колекторів за О.О. Ханіним, розроблено електричну модель складнобудованого карбонатного колектора, проведено виділення карбонатного колектора з використанням акустичних та нейтронних критерійних параметрів.

За результатами петрографії та свердловинних геофізичних досліджень

удосконалено методологію оцінки впливу геометрії пустотного простору юрських вапняків на швидкість пружних хвиль у процесі акустичного каротажу.

Апробація результатів дисертації. Результати наукових досліджень, викладених у дисертації, доповідались на науково-практичних конференціях, а саме: Міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова геофізика”, (м. Івано-Франківськ, 2011); Міжнародній науково-практичній конференції “Розвиток наукових досліджень – 2014”, (м. Полтава, 2014).

Публікації. За темою дисертації автором опубліковано 8 праць: наукових статей у фахових та метричних виданнях – 5, тез доповідей – 3 (з них одноосібних статей – 2, тез доповідей без співавторів – 1).

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків, двох додатків, списку використаних джерел із 119 найменувань. Повний обсяг дисертації – 180 сторінок друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 6 таблицями та 40 рисунками.

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

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ РОЗРІЗІВ

1.1 Аналіз стану та проблеми дослідження петрофізичних властивостей карбонатних порід-колекторів

Протягом останніх років у країнах близького і далекого зарубіжжя частка запасів та видобуток нафти і газу, що припадає на родовища з карбонатними колекторами, значно зростає, і складає, за даними деяких дослідників, близько 60 %. Сучасний стан вивченості карбонатних порід України, особливо її Західного регіону, дозволяє оцінити запаси нафти і газу, пов'язані з ними дуже наближено. Через значну неоднорідність карбонатних і гідрохімічних відкладів, а також несприятливі фізико-хімічні умови їх розкриття свердловиною в процесі буріння, виділення інтервалів залягання колекторів і оцінювання їх продуктивності за геолого-геофізичними даними часто супроводжується значними труднощами, що вимагає подальшого удосконалення методики інтерпретації даних ГДС для конкретних відкладів і родовищ.

Карбонатні породи в результаті катагенетичних перетворень часто зазнають значних змін. Процеси сульфатизації, кальцитизації та доломітизації, що відбуваються в карбонатних породах, у більшості випадків погіршують їх колекторські властивості. Велике значення в процесі формування колекторів у карбонатних товщах мають явища карсту і тріщинуватості [1]. Зони підвищеної тріщинуватості карбонатних порід і карсту, за сприятливих умов, можуть служити резервуаром для крупних покладів нафти і газу.

Основні постседиментаційні процеси з відображенням їх впливу на колекторські властивості гірських порід наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Основні постседиментаційні процеси, що впливають на колекторські властивості карбонатних порід

Процеси, що покращують колекторські властивості	Процеси, що погіршують колекторські властивості
тріщинуватість	ущільнення
вилуговування	цементизація
доломітизація	сульфатизація
перекристалізація	засолонення
–	сидеритизація
–	кальцитизація
–	окремніння

Питанню вивчення карбонатних колекторів та їх властивостей – глинистості, тріщинуватості, кавернозності, доломітизації, піритизації, бітумінозності, що впливають на їх фізичні, колекторські властивості і, як наслідок, на покази ГДС, присвячено роботи багатьох видатних дослідників: Александрова Б. Л. [2], Арчі Г. Е. [3], Багрінцевої Е. Н. [4], Вендельштейна Б. Ю. [5], Дахнова В. Н. [6, 7], Добриніна В. М. [8], Курганського В. Н. [9, 10], Нечая А. М. [11], Ручкіна А. В. [12], Заляєва Н. З. [13, 14, 15], Скибицької Н. А. [16] та ін.

Основними напрямками дослідження петрофізичних характеристик порід карбонатного складу виділяються наступні задачі:

– дослідження лабораторним шляхом кернавого матеріалу з фізичних параметрів, таких як структури порового простору, вивчення нерозчинного залишку (глинистості), карбонатності, доломітизації, кальцитизації породи, електропровідності, радіоактивних властивостей, акустичних характеристик з урахуванням реальних умов залягання пласта (Авчян Г. Н. [17], Вендельштейн Б. Ю. [5, 18], Добринін В. М. [19] та ін.);

– проведення технологічних прийомів впливу на пласти, що приводять

до зміни геофізичних характеристик карбонатних колекторів на фоні вміщаючих порід, таких, як метод двох розчинів, почасові (повторні) вимірювання; метод наведеної радіоактивності тощо (Басін Я. Н. [20], Дахнов В. Н. [6, 7], Нечай А. М. [11], Ручкін А. В. [12] та ін.);

– проведення спеціалізованих методів ГДС, а саме метод акустичного телебачення; ширококутовий акустичний каротаж; двочастотний боковий і мікробоковий каротаж; мікрокавернометрія тощо (Дзєбань І. П. [21], Кузнєцов О. Л. [22] та ін.);

– комплексна інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин, петрофізичних залежностей, гідродинамічних і промислово-експлуатаційних даних із застосуванням математичних методів і ПЕОМ (Алексєєв А. А. [23], Зверєв Г. Н. [24], Заляєв Н. З. [15], Елланський М. М. [25], Кулінкович А. Є. [26], Курганський В. М. [27, 28], Князєв А. Р. [29], Соколова Т. А. [30] та ін.).

Напрямки вивчення карбонатних колекторів мають свої переваги і недоліки, свою область застосування і свої обмеження. Останні пов'язані, як правило, з недостатньою інформативністю початкової геолого-геофізичної інформації (експериментальні дані керна і результатів його досліджень, даних ГДС, результатів випробування тощо), або за характером розрізу і умовами його розкриття бурінням.

Враховуючи вище викладене, можна сказати, що вибір оптимального способу і методу рішення поставленої задачі в даних геологічних умовах формування карбонатного колектора виявляється неоднозначною, що пов'язано з багатопараметричним впливом на прийняте рішення характеристики насиченості пласта. В процесі формування комплексного дослідження особливостей будови карбонатного типу колекторів однією із базових ланок є вивчення їх петрофізичних характеристик, а також встановлення геофізичних параметрів, що їм відповідають, у відображених геофізичних полях літолого-стратиграфічних комплексів нафтогазових родовищ, представлених карбонатними породами.

Складність будови карбонатних колекторів обумовлена різними

генетичними умовами утворення карбонатних порід-колекторів [4, 10, 17, 18, 20, 23, 30, 31, 32]. Розв'язок задачі з типізації карбонатних порід у силу своєї складності і неоднозначності вимагає проведення системних досліджень, що базуються на використанні результатів широкого комплексу геолого-геофізичних досліджень свердловин, керна та узагальнення їх результатів. При цьому необхідно враховувати, що жоден із геофізичних методів, проведених у карбонатному розрізі, не дозволяє отримати однозначної інформації. Однак використання комплексної геолого-геофізичної інформації дозволяє побудувати достовірні моделі мінливості колекторських властивостей продуктивних порід та врахувати їх при оцінюванні підрахункових параметрів. У цьому випадку результати дослідження керна, ГДС і дані випробувань є основними джерелами інформації при проведенні досліджень карбонатних розрізів.

Достатньо багато уваги вивченню карбонатних порід-колекторів, встановленню закономірностей глобальної їх нафтогазоносності присвятив у своїй роботі В. Г. Кузнєцов [22]. Зокрема, в своїй праці він показує, що в карбонатних породах і пісковиках (а вони в сумі зберігають не менше 98 – 99 % світових запасів вуглеводнів) щодо розповсюдженості цих порід у літосфері, перевага надається пісковикам, хоча і не в значній мірі. Значні розходження на користь карбонатів чи пісковиків проявляються під час порівняння порід-колекторів середніх розмірів нафтогазових родовищ. Виявилось, що серед нафтогазових родовищ-гігантів у пісковиках майже в 1,5 рази більше скупчень вуглеводнів, ніж у середніх і малих родовищах, де домінує карбонатний колектор, але сумарні запаси в цих родовищах у 1,35 раза вищі, ніж у теригенних.

Розподіл запасів вуглеводнів у карбонатних товщах геологічного розрізу в принципі аналогічні розподілу загальних ресурсів у теригенному розрізі, але при цьому відмічаються важливі відмінності.

Перш за все, різко (в 3 – 5 разів) скорочується частка запасів у відкладах палеозойської ери, а в мезозойській ері максимум зниження

видобувних запасів стає ще більш різким. Відношення частки нафти, що видобувається, до процентного вмісту карбонатних порід складає в палеозої 0,06 – 0,08, в мезозої – 2,3 – 2,4, в кайнозої – 2,4 – 2,7, тобто питома нафтонасиченість карбонатів-колекторів збільшується з віком.

Друга відмінність обумовлена більш чіткою концентрацією запасів вуглеводнів у карбонатних відкладах у вузьких інтервалах розрізу. Це унікальний за масштабом максимум концентрації вуглеводнів у верхній юрі мезозойської ери, де зосереджено майже 44 % всіх вуглеводнів карбонатних товщ (для вуглеводнів в усіх літологічних типах колекторів ця величина рівна 17 – 18 %).

Третя особливість характеризується відмінностями за часом епох максимального накопичення вуглеводнів. За всіма оцінками максимальних запасів вуглеводнів, а також окремо нафти і газу їх максимуми чітко припадають на крейдяну систему. Для карбонатних відкладів він також чітко зсунутий в юрський період [33].

Виявлені особливості геологічної будови карбонатних розрізів вказують на те, що сам по собі об'єм карбонатних порід не визначає їх нафтогазонасиченість, але важливо те, що вони першими “виловлюють” дозрівші і мігруючі вуглеводні і активно акумулюють їх у собі. У теригенну товщу вуглеводні потрапляють пізніше і розподіляються в них більш рівномірно, без утворення так званих концентрованих накопичень.

Таким чином, на фоні наскрізного розвитку пластових резервуарів з часом виростає значення масивних літологічно обмежених резервуарів.

Основні запаси вуглеводнів зв'язані з вапняками, що сформувались у мілководних фаціях. Протягом всього фанерозою розвиваються багато пластових резервуарів, у яких доломітові породи-колектори змінюються вапняковими. З часом відбувається зростання відносної ролі рифових резервуарів. З другої половини мезозоя появляються масивні резервуари планктоногенних формацій.

Про доломітизацію і нафтоносність карбонатних порід висвітлюється в

роботі Н. П. Запівалова [34]. Згідно з його працею доломітизація приводить до збільшення об'єму пор у щільних вапняках внаслідок зміни структури порового простору. При цьому зростає не тільки пористість, але і проникність.

Багато уваги вирішенню питання оцінки колекторських властивостей карбонатних порід приділив Ю. І. Мар'єнко [35]. Він показав, що більш суттєва роль вапняків у формуванні порід-колекторів, порівняно з первинними доломітами, обумовлена наступними факторами:

1) переважанням вапняків над первинними доломітами в загальній масі осадових порід;

2) співпадіння тенденції зростання кількості вапняків по відношенню до первинних доломітів і росту загального числа нафтових і газових родовищ знизу вверху у розрізі фанерозою;

3) несприятливі умови для життєдіяльності тваринних і рослинних організмів (підвищена соленість, несприятливий склад води басейна тощо) під час накопичення первинних доломітів, в наслідок чого вони значно рідше, чим вапняки, утворюються біогенними і біохімічними шляхами, що є найбільш суттєвими для формування колекторів.

Карбонатні відклади являють собою, в ряді нафтогазоносних провінцій, головні об'єкти нафтогазопошукових робіт, які відрізняються за віком, глибиною залягання, геометрією порового простору, формами залягання колекторів і їх фільтраційними характеристиками, хімічним складом скелета породи і флюїдів і т.д.

У своїх роботах Л. В. Форманова і А. Н. Африкян [36] показують особливості карбонатних продуктивних колекторів у Прикаспійській впадині. До карбонатних порід приурочені пластові поклади, сформовані в мілководній частині шельфу на схилі структур другого порядку. Вони визначили фактори, сприятливі з точки зору збереження колекторських властивостей порід-колекторів на великих глибинах у межах підсоляних відкладів Прикаспійської впадини, це:

– широкий розвиток карбонатних порід, тому що для цього класу відкладів характерно збереження і, навіть, покращення на великих глибинах емісних і фільтраційних властивостей;

– розвиток шельфових і рифогенних утворень;

– наявність зон АВПТ, в межах яких проходить розушільнення порід;

– перерви в осадоагромадженні і розмиви.

В праці Л. В. Колосовської [37] наведено літолого-петрографічну характеристику верхньоюрських підсоляних карбонатних відкладів Східно-Кубанської впадини. В західному Передкавказзі верхньоюрські відклади поділяють на декілька літолого-стратиграфічних комплексів. На основі проведеного мікроскопічного визначення карбонатних порід оксфордського віку, дуже різних за генезисом, структурою і речовинним складом, виявлені вапняки органогенні, біохемогенні й уламкові, а в самостійну групу виділені вапняки, що піддалися постседиментаційним змінам. Виявлені петрографічні особливості будови карбонатних порід-колекторів у нафтогазоносних провінціях різних регіонів дозволяють характеризувати в загальних рисах умови накопичення цих осадів.

Колекторські властивості карбонатних порід-колекторів Карпатської нафтогазоносної провінції вивчено недостатньо, що відобразилось на геоінформативності геофізичних досліджень. Враховуючи те, що проникність карбонатного колектора обумовлена, в основному, наявністю тріщин і зон тріщинуватості, проводились літолого-петрографічні дослідження, які показали, що на тріщинуватість карбонатних порід мають вплив процеси їх перекристалізації. Чим інтенсивніше перекристалізована карбонатна порода і чим неоднорідніша вона по своїй структурі, тим більші коефіцієнти тріщинуватості і проникності [37, 38].

Ще є ряд цікавих публікацій на тему будови порід-колекторів у карбонатних відкладах А. Ф. Боярчука, А. З. Бедгера [39]. В своїй роботі автори доводять, що в межах старих нафтогазовидобувних районів з високим ступенем освоєності ресурсів вуглеводнів, до числа яких відноситься Чечено-

Інгушетія, основним об'єктом пошуку і розвідки родовищ нафти і газу є карбонатні відклади крейди і верхньої юри, що залягають на глибині більше, ніж 5 км, що дуже подібно до умов залягання продуктивних товщ на Лопушнянському нафтогазовому родовищі [39]. Передумовою виявлення зон підвищеної тріщинуватості, що визначає колекторські властивості верхньокрейдових і верхньоюрських карбонатних відкладів, є їх приуроченість до тектонічно-активних блоків з порушенням суцільності (деструкцією) нашарування.

Результати комплексного аналізу і узагальнення матеріалів по ряду площ Чечено-Інгушетії показали можливість прогнозування колекторських властивостей глибокозалягаючих карбонатних відкладів крейди і верхньої юри за даними сейсморозвідки з використанням матеріалів буріння, випробування, освоєння і дослідження глибоких свердловин.

Проблему визначення коефіцієнта кавернозності карбонатних порід у своїй праці висвітлює А. А. Пахольчук [40]. Одержані результати свідчать про необхідність використання даних вимірів повної ємності на пористих зразках керна методом Мельчера і визначеної за даними ГДС повної пустотності змішаного карбонатного колектора для розрахунку коефіцієнта кавернозності (об'єму великих пустот). Подібна інформація потрібна як для нових, так і для родовищ, що давно знаходяться у розробці.

Питання літологічного розчленування карбонатного розрізу за матеріалами геофізичних досліджень свердловин у своїй праці висвітлюють Л. В. Потейко і І. А. Куклін [41]. Відомо, що комплекс промислово-геофізичних методів НГК і АК в карбонатних розрізах не дозволяє достовірно оцінити їх літологію і ємність. Кінематичні і динамічні показники АК в інтервалах розповсюдження карбонатних колекторів з широко розвиненою вторинною пористістю, як правило, спотворюються впливом свердловинних умов або каверно-тріщинною складовою загальної ємності колектора. Загальна результативність рішення задачі літологічного розчленування карбонатного розрізу значно підвищується при комплексному

використанні даних трьох методів оцінювання пористості – НГК, ГГК-Г і АК, а також відповідних петрографічних залежностей.

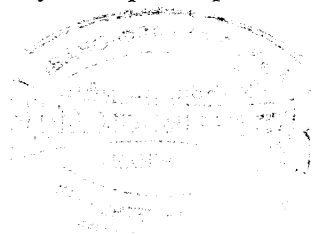
Зв'язок між фізичними властивостями і хімічним складом вапняків у своїй праці показують Ю. К. Тарануха і С. П. Власова [42]. На коефіцієнти теплопровідності і температуропровідності істотно впливає вологість. Теплопровідність залежить від структурних неоднорідностей решітки, дефектів, хімічного складу. Про це свідчать переважаючий вплив вологості на густину і коефіцієнти теплопровідності і температуропровідності. Чим більше пустот, каверн, тріщин, тим вища вологість, тим менша густина, коефіцієнти теплопровідності і температуропровідності.

Про капілярні ефекти в тріщинуватих породах висвітлює в своїй роботі А. М. Свалов [43] і показує, що на тріщинуватість гірської породи може впливати вид фактичних відносних фазових проникностей, збільшувати фільтраційний опір при русі двофазних потоків і частку нерухомої залишкової нафти в продуктивних пластах. Форсований відбір нафти і консолідація продуктивного пласта, які понижають ступінь його тріщинуватості, будуть сприяти залученню в розробку таких нерухомих ціликів і підвищенню нафтовіддачі пластів.

Для повної літологічної та петрографічної характеристики карбонатних відкладів розглянуто роботу В. Є. Крючкова [44], де він розглядає різні типи доломітових колекторів, розповсюджених серед нафтогазоносних відкладів верхньої юри півдня Туркменії. Доломіти складають до половини верхньоюрського розрізу, саме в них виявлені дрібні поклади нафти і газу і багаточисельні нафтогазопрояви.

Умови утворення верхньоюрських карбонатних відкладів Передкарпатського прогину викладено в роботі М. В. Граб і І. Т. Попп [45]. В цій роботі, на основі вивчення літолого-мінералогічних і палеонтологічних особливостей верхньоюрських карбонатних порід Українських Карпат, зроблено висновок про умови їх утворення. Встановлено, що:

- у Передкарпатському прогині поширені карбонатні відклади



d577

передрифових, рифових і зарифових фацій мілководного шельфу;

– карбонатні породи Пієнінської зони співставляються з вапняками фацій “амонітіко-россо” і “майоліка”, що формувались як пелагічні осади у морському басейні глибиною кілька сот метрів.

Еволюція умов карбонатної седиментації у пізній юрі визначалася зміною обстановок осадонагромадження на стадії розкриття океанічного басейну Тетіс.

Глибинну будову Лопушнянського нафтогазового родовища в форланді Українських Карпат та його еволюцію відображено в роботі П. Шеремети та Ю. Стародуба [46]. Також відмічається висока перспективність у нафтогазовому відношенні автохтона Покутсько-Буковинських Карпат.

У всіх вище перерахованих наукових працях відмічається ряд основних особливостей будови розглянутих відкладів, які ускладнюють їх вивчення.

По-перше, це значна вертикальна і горизонтальна неоднорідність карбонатних утворень, розмаїття типів колекторів (включаючи рифогенні, карстові, порові, порово-тріщинуваті і тріщинуваті), ритмічність розподілення колекторів і розприділяючи їх регіональних, зональних і локальних флюїдоупорних екранів, визначаючих мозаїчність і багатопверховість розподілу промислових скупчень вуглеводнів у карбонатних типах розрізів, які часто попадали під вплив довготривалих перерв в осадонагромадженні і вторинних перетворень структури порового простору.

По-друге, це складна будова карбонатних відкладів. Основні типи локальних структур карбонатного розрізу – тектоно-седиментаційні структури цього типу є практично визначними у всіх регіонах. Їх ядра в більшості випадків виконані органігенними побудовами. Тому поклади нафти і газу в цих відкладах приурочені переважно до цих побудов.

По-третє, карбонатні колектори нерідко представлені щільними, низькопористими різновидами порід, вивчення яких завдає певних труднощів.

В даний час юрські відклади розкриті пошуковими свердловинами в різних нафтогазоносних провінціях СНД та України. Наявність у межах пошукових площ опорних горизонтів, пластів, тектонічних порушень дозволило здійснити детальніше співставлення розрізу свердловини із стратиграфічною будовою території нафтогазоносних провінцій.

Основними маркуючими ознаками в процесі таких співставлень були свердловинні геофізичні параметри та критерії. В роботі К. А. Грудкіна, 1970 р., достатньо обґрунтовано наведені результати таких досліджень. В Карпатській нафтогазоносній провінції, Азово-Чорноморському басейні та в Дніпрово-Донецькій западині розкрито свердловинами юрські відклади, де скупчення вуглеводнів пов'язано з карбонатними колекторами (Лопушнянське, Русько-Комарівське, Безим'яне, Семенівське, Південно-Шевченківське, Кобзівське). Слід відзначити, що винос кернового матеріалу з карбонатних порід колекторів незначний. У зв'язку з цим виникає проблема визначення з необхідною точністю коефіцієнтів пористості, нафтонасичення та проникності. В більшості випадків при визначенні вище вказаних параметрів для підрахунку запасів нафти і газу у карбонатних породах-колекторах використовують метод аналогій. Для того, щоб виділити у карбонатному розрізі породи-колектори, у випадку, коли неможливо встановити тип проникнення промивної рідини в пласті, значна кількість науковців та спеціалістів беруть за основу наступні передумови:

– в карбонатному розрізі породи-колектори суттєво відрізняються від вміщуючих порід геофізичними параметрами, які відображають фільтраційно-ємнісні властивості;

– границя між колекторами та вміщуючими породами визначається величиною граничних значень коефіцієнтів пористості та проникності, встановленими за результатами геофізичних досліджень свердловин.

Таким чином, як видно із вище викладеного, карбонатний колектор недостатньо вивчений, а, як наслідок, обґрунтований петрофізичними взаємозв'язками та моделями.

Однак такий підхід не завжди дозволяє отримати бажаний результат.

Якщо розглянути відклади юрського періоду на Лопушнянському нафтовому родовищі, то продуктивним є верхньоюрський ярус. В основі будь-якої методики інтерпретації даних ГДС лежить інтерпретаційна модель породи-колектора, що представляє собою деякий абстрагований розподіл фізичних властивостей середовища, мінерального складу матриці порід, що його виповнюють, геолого-технічних умов вимірювання та їхнього впливу на зареєстрований геофізичний сигнал. Вибір такої моделі також базується на співставленні геолого-геофізичної і петрографічної характеристики колекторів.

Дослідження відкладів верхньої юри на Лопушнянському родовищі показали, що вони представлені потужною товщею карбонатних порід, у межах якої розміщені породи-колектори, слабозцементовані карбонатним цементом. Коефіцієнт пористості порід-колекторів змінюється в широких межах від 4 % до 19,5 %. За структурою порового простору колектори – порово-тріщинні, порово-кавернозні, порово-тріщинно-кавернозні. Тріщини в карбонатному колекторі відслідковуються різні за напрямком та розміром (0,01 – 2 мм), іноді заповнені кальцитом, ангідритом, глинистим матеріалом. Розміри каверн досягають до 5 мм, їх форма, в більшості випадків, неправильна, іноді ізометрична або продовгаста [47]. За фізико-літологічним складом карбонатних порід-колекторів та їх характеристик за даними ГДС у розрізі нижнівської світи умовно виділено дві пачки відкладів.

Верхня пачка представлена карбонатними відкладами з прошарками аргілітів, різною мірою глинистими, піщанистими. Вміщуючими породами є вапняки щільні, кристокристалічні, міцні. За результатами ГДС пористі різновиди верхньої пачки, порівняно із характеристикою вміщуючих порід, характеризуються зниженням електричних опорів, показів НГК, ПС, підвищеними значеннями інтервального часу ΔT за даними АК, підвищеними значеннями ΔI_y за даними ГК [48].

Освітленість керовим матеріалом цієї частини розрізу нижнівської

свити невисока і становить у свердловині 3-Лопушна – 0,3 м; 5-Лопушна – 6,0 м, 11-Лопушна – 16 м.

Підошовна частина пачки складена органогенними, поровими, високопоровими, сітчастими, крейдоподібними вапняками з перешаруванням доломітів та ангідритів. Ефективний поровий простір крейдоподібних вапняків представлений ізометричними порами і тріщинноподібними мікропорожжинами.

За даними петрографічного опису шліфів виділяються вапняки тонкомікрозернисті, високопорові без тріщинуватості і кавернозності, охарактеризовані як тонкомікрозернисті, згустковидні, органогенно-детритові перекристалізовані, сильнопористі. Тонкодисперсні, крейдоподібні вапняки – гідрофільні, цемент глинистий, глинисто-карбонатний.

Товщина прошарків у карбонатному розрізі, що характеризується однаковими геофізичними характеристиками, змінюється від 0,4 м до 2 м. Загальна товщина нижньої пачки складає 20 – 30 м. За результатами експериментальних досліджень керна карбонатні породи-колектори характеризуються середнім високим значенням коефіцієнта пористості ($K_n = 5,7 - 19,5 \%$), високими значеннями коефіцієнта проникності, який змінюється в межах $350 - 470 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

За результатами ГДС нижня пачка юрських відкладів нижнівської свити характеризується аномально низькими електричними опорами, низькими значеннями ΔI_γ , підвищеними відносно вміщуючих порід значеннями ΔT та заниженими значеннями показів НГК [48].

Таким чином, із вище наведеного видно, що карбонатні породи-колектори юрських відкладів характеризуються широким спектром зміни літологічних, фізичних, фільтраційно-ємнісних характеристик, структурою порового простору та компонентним складом матриці [48, 49]. Перераховані особливості будови карбонатних колекторів суттєво знижують ефективність свердловинних геофізичних досліджень.

У зв'язку з цим виникає потреба у детальному вивченні складу

карбонатного типу колектора, встановленні взаємозв'язків їх фізичних і петрофізичних параметрів із зареєстрованими геофізичними параметрами та побудова їх петрофізичної моделі.

Висновки до розділу 1

Пошуки вуглеводнів на великих глибинах, зокрема у відкладах мезозойської ери, дозволили відкрити ряд нафтових покладів у карбонатному розрізі юрської системи. Карбонатні породи-колектори через значну неоднорідність, а також несприятливі фізико-хімічні умови їх розкриття свердловиною, наявність хемогенних прошарків, процесів сульфатизації, кальцитизації та доломітизації, що в них відбуваються, характеризуються неоднозначними фізичними параметрами, які не дозволяють достовірно встановити тип насичення пласта.

Аналіз та узагальнення результатів геолого-геофізичних досліджень висвітлили наступне:

– умови формування карбонатного типу породи-колектора обумовлені в більшості випадків постсидементаційними процесами, що впливають на їх колекторські властивості;

– дослідження карбонатних порід-колекторів необхідно здійснювати у чотирьох напрямках, а саме:

- а) петрофізичне;
- б) технологічно-експериментальне;
- в) спеціальне – методами акустичного телебачення;
- г) комплексне – із використанням гідродинамічних, промислово-експлуатаційних даних;

– при класифікації порід, що виповнюють карбонатний геологічний розріз, підхід багатьох науковців неоднозначний за рахунок складної будови породи-колектора;

– виявлено особливості геологічної будови карбонатних розрізів, які

вказують, що сам по собі об'єм карбонатних порід не визначає їх нафтогазонасиченість;

– встановлено, що основні запаси вуглеводнів пов'язані з вапняками, що сформувались у мілководних фаціях;

– встановлено роль вапняків у формуванні порід-колекторів порівняно з первинними доломітами з врахуванням наступних факторів:

а) переважання вапняків над доломітами у загальній масі осадових порід;

б) співставлення тенденції зростання кількості вапняків відносно доломітів у карбонатному розрізі;

в) несприятливі умови для життєдіяльності тваринних і рослинних організмів (підвищена мінералізація пластових вод, різний компонентний склад води басейну) під час накопичення первинних доломітів.

РОЗДІЛ 2

ПЕТРОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КАРБОНАТНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У МЕЖАХ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА

Побудові геологічних моделей продуктивних покладів нафтогазових родовищ Передкарпатського прогину присвячено значну кількість наукових праць і дослідницьких робіт вченими Антіповим В.І, Мельничуком М.І., Лизанцем В.Г. [50], Бортніцькою В.М. [51, 52], Бубліком С.В., Філіпчук Б.А., Криловим Н.І. [53], Вульчином Є.І. [54], Предтеченською Н.С. [55] Кухтіним І.Н., Мончаком Л.С. [56], Сафаровим І.П. [57] та ін. Роботи спрямовувались на дослідження петрофізичних характеристик і на проведення аналізу фізичних полів, створених або змінених під впливом геологічних об'єктів. Результати вивчення геолого-фізичних параметрів дали можливість створювати моделі колекторів і на їх основі досліджувати функціональні зв'язки між фізичними і геологічними величинами з метою визначення колекторських властивостей за геофізичною інформацією. У своїй основі це – багатопараметрична і дуже складна задача, для розв'язання якої використовувались різні статистичні та аналітичні методи. Крім цього, на складність вивчення батопараметричних задач значною мірою впливають характеристики системи спостереження фізичного поля у свердловині, а також методичні аспекти проведення вимірювань.

Розв'язання цієї задачі пов'язане з можливою невизначеністю зв'язку геологічних і фізичних параметрів. Геологічні параметри не завжди відображаються у фізичному полі, яке можуть реєструвати геофізичні вимірювальні прилади у свердловинах, особливо в процесі дослідження складнобудованих порід-колекторів.

2.1 Моделювання петрофізичних взаємозв'язків параметрів, що визначають фільтраційно-ємнісні властивості карбонатних порід-колекторів з урахуванням фізичних параметрів, відображених у результатах геофізичних досліджень свердловин

Продуктивні відклади нафтогазових родовищ Передкарпатського прогину складаються з порід-колекторів та з непроникних прошарків, які характеризуються різною внутрішньою будовою і структурою. У літературі [5, 58] досить часто породи-колектори поділяються на дві групи. До першої групи відносяться породи простої будови з мономінеральним складом матриці і однорідною структурою порового простору. До другої відносяться складнобудовані колектори, які характеризуються ущільненістю, значною шаруватістю, неоднорідністю за літологічним складом та пористістю, вторинною пористістю, складною структурою порового простору, значною глинистістю колектора [5, 58, 59, 60, 61]. До складнобудованих порід-колекторів зі складною структурою порового простору відносять: порово-тріщинуваті, порово-кавернозні, порово-тріщинувато-кавернозні та чисто тріщинуваті колектори карбонатного типу.

Задача удосконалення системи інтерпретації геофізичної інформації в процесі дослідження фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів продуктивних покладів зі складною характеристикою будови щільно пов'язана з необхідністю створення моделей середовища, що досліджується. Характеристика геологічного середовища проводиться на основі моделей – замінників або експериментальних досліджень, які визначають взаємозв'язки між параметрами фізичної і геологічної природи. Побудовані моделі і є основою проведення інтерпретації геофізичної інформації для одержання розв'язку геологічної задачі.

Оброблення та інтерпретація результатів геофізичних досліджень карбонатних геологічних розрізів юрської системи ускладнюються проблемою, яка обумовлюється різнотипністю карбонатного колектора. Така

різноманітність карбонатного колектора характеризується значною тріщинуватістю, кавернозністю та типом зв'язуючого цементу.

Так, наприклад, у свердловині 5-Лопушна в інтервалі 4920 – 4928 м нижнівська свита верхньої юри (J_3) виповнена вапняками за кольором кремового і світло-сірого типу з прошарками доломітів та ангідритів. Такого типу вапняки характеризуються коефіцієнтом тріщинуватості, який змінюється в межах: $K_{тр} = (3 - 8) \%$, коефіцієнт кавернозності $K_{кв} = (1,5 - 3) \%$, а коефіцієнт гранулярної пористості $K_n = (9 - 11) \%$, цемент карбонатного колектора глинисто-вапняковий з добавками піщанистого матеріалу.

В той же час келовейський ярус середньої юри (J_2) представлений органогенними вапняками і мергелями світло-сірого кольору. Коефіцієнти тріщинуватості змінюються від 3 % до 6 %, коефіцієнти кавернозності – від 1 % до 1,5 %, коефіцієнт гранулярної пористості $K_n = (7 - 9) \%$, цемент карбонатний.

У межах нижнівської свити коефіцієнт загальної пористості становить 8 – 12 %, компонентний мінералогічний склад матриці складається із мусковіту, глауконіту, піриту, рутилу, відмічаються окремі зерна циркону.

Мінералогічний склад матриці вище наведених вапняків суттєво відрізняється між собою. Породи-колектори келовейського ярусу характеризуються, в основному, мінералами кварцу, польового шпату, одиничними зернами лейкоксену, коефіцієнтом загальної пористості, який складає $K_n = 8 \%$.

Таким чином, із результатів петрофізичних та петрографічних досліджень керна видно, що особливості будови вапняків юрських відкладів будуть по-різному впливати на покази комплексу геофізичних методів, які проводяться в процесі пошукового буріння. У зв'язку з цим виникає необхідність створення ґрунтовної петрофізичної основи для супроводу інтерпретації результатів геофізичних досліджень розрізів юрських відкладів нафтогазових родовищ Карпатського регіону.

При визначенні параметрів, що характеризують колекторські властивості карбонатних порід юрських відкладів, за даними ГДС найбільш ефективними є три групи математичних моделей петрофізичних взаємозв'язків [10].

Перша група включає моделі петрофізичних залежностей, які є результатом вирішення прямих геологічних задач.

Друга група включає моделі петрофізичних залежностей, в яких між аргументами першої підсистеми геолого-геофізичних задач існують багатомірні взаємозв'язки.

Третя група петрофізичних моделей охоплює одномірні, двомірні та багатомірні взаємозв'язки залишкового водонасичення, коефіцієнта проникнення, нафтогазонасичення та параметра збільшення електричного опору з врахуванням коефіцієнта гідрофобізації, величини нерозчинного залишку та електричної анізотропії.

Достовірність побудованої петрофізичної моделі та ефективність її використання у процесі інтерпретації результатів геофізичних досліджень карбонатних розрізів буде залежати від наявної інформації про петрофізичні параметри, що найбільш впливають на реєстраційний геофізичний параметр.

До такого базового геологічного параметру слід віднести пустотний простір, його структуру у карбонатній породі, а також їх зв'язок з мінералогічним складом матриці колектора.

Враховуючи те, що в поровому просторі породи-колектора відбуваються фізико-хімічні процеси, які в подальшому відображаються у вимірювальних характеристиках геофізичних полів, то першочерговою задачею при петрофізичному моделюванні є встановлення особливостей структурної будови карбонатного колектора.

При розв'язанні цієї задачі передбачалось, що для карбонатних продуктивних порід юрських відкладів повинні створюватись і використовуватись притаманні тільки їм петрофізичні моделі. В роботах Ізотової Т. С., Денисова С. Б., Вендельштейна Б. Ю., Елланського М. М. і

Курганського В. М. наведено ряд петрофізичних моделей та обґрунтовано необхідні параметри і ознаки, що їх характеризують [9, 10, 25, 62].

Окрім цього, береться до уваги інформація про те, що всі карбонатні відклади діляться на два підкласи, а саме:

– вапняки з порами міжгранулярного типу, розділені між собою перешаруванням доломітів;

– вапняки складної будови (різного літологічного складу, з наявністю тріщинної, кавернозної та відкритої пористості), розділені перешаруванням доломітів та пісковиків.

Відомо також, що карбонатні породи-колектори літолого-стратиграфічних комплексів нафтогазових родовищ різних регіонів відрізняються між собою за віком, глибиною залягання, структурою порового простору, умовами осадконакопичення та фільтраційно-емнісними характеристиками [35, 36, 37]. Такі твердження дозволяють відносити карбонатні породи-колектори до окремих петрофізичних зон.

Однією із важливих ознак петрофізичної зони, на думку Ізотової Т.С., є наявність єдиної комплексної петрофізичної моделі, яка буде основою інтерпретації результатів свердловинних геофізичних досліджень карбонатних відкладів складнобудованих геологічних розрізів. У зв'язку з цим виникає необхідність дослідити та встановити петрофізичні параметри карбонатних порід юрської системи, встановити кореляційні взаємозв'язки між параметрами, що характеризують їх колекторські властивості, та фізичними параметрами, що відображаються у результатах геофізичних досліджень свердловин.

2.2 Теоретичне та експериментальне обґрунтування побудови петрофізичної моделі юрських відкладів Лопушнянського нафтового родовища

Глибинну будову Лопушнянського нафтогазового родовища в межах Українських Карпат відображено в роботі П. Шеремети та Ю. Стародуба [46]. Продуктивний верхньоюрський горизонт (J_3) у геологічному розрізі юри Лопушнянського родовища представлений потужною товщею карбонатних порід. Колекторами нафти і газу в цьому розрізі є слабозцементовані карбонати з кальцито-глинистим або глинисто-карбонатним цементом. Пористість їх змінюється в широких межах від ущільнених ($K_n = 2 - 3 \%$) до високопористих ($K_n = 8 - 12 \%$) літотипів. За фізико-літологічним складом і характеристиками відкладів за результатами ГДС верхньоюрський горизонт представлений нижнівською світою, яка умовно розділена на дві пачки [48, 63].

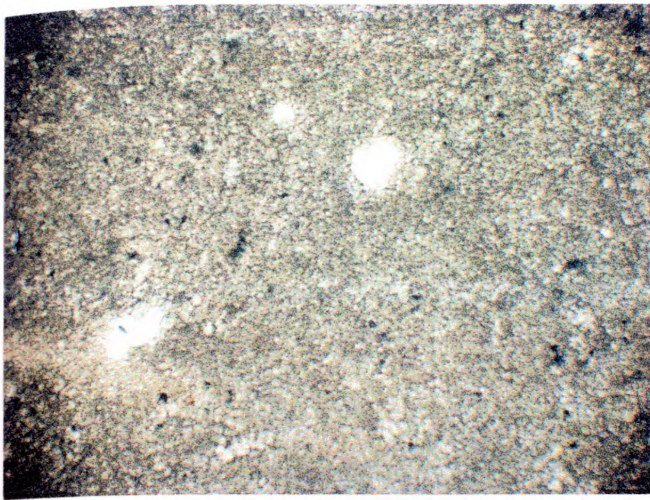
Верхня пачка представлена карбонатними відкладами з прошарками аргілітів, різною мірою заглинизованими та піщанистими. Вміщуюча порода – вапняки щільні, кристалічні, міцні.

На фоні вміщуючих порід пористі вапняки верхньої пачки за даними електрометрії виділяються низькими питомими електричними опорами.

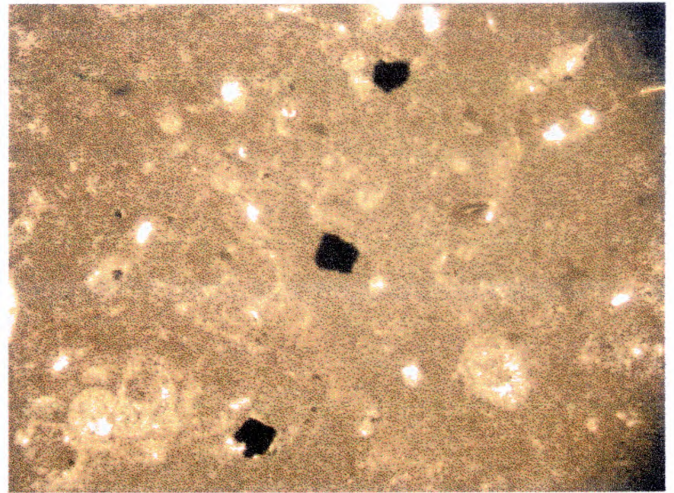
Покази нейтронного гамма-каротажу (НГК) навпроти пористих вапняків близькі до показників у пісковиках, дещо вищі значення подвійного різницевого параметра гамма-каротажу (ГК) $\Delta I_\gamma = 0,58$ та підвищенні значення інтервального часу $\Delta T = 232$ мкс/м за результатами акустичного каротажу.

У верхній частині пачки переважають органогенні, порові і тріщинуваті вапняки (рис. 2.1).

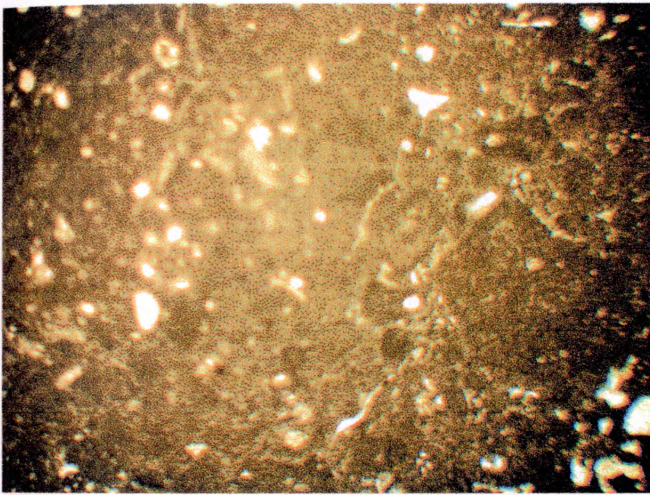
Нижня пачка вивонена вапняками органогенними, поровими, високопористими з перешаруванням доломітів та ангідритів.



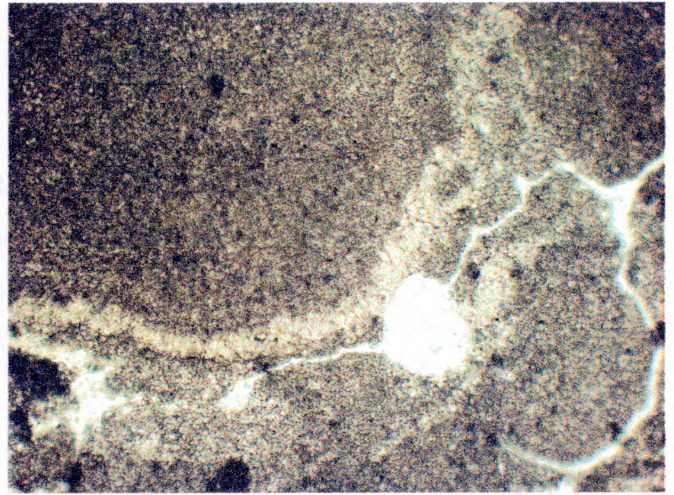
а



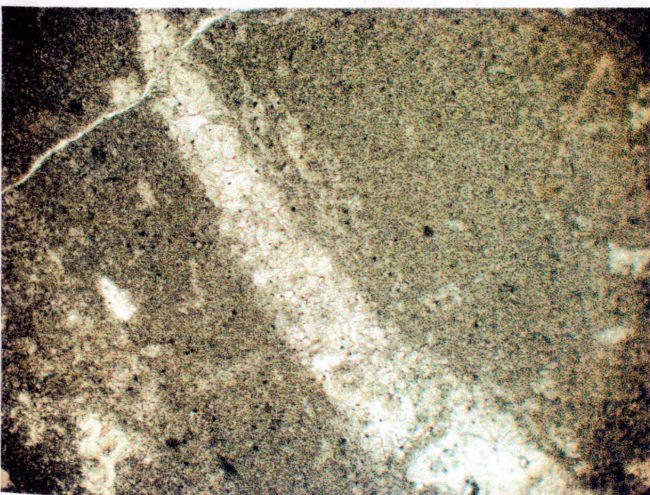
б



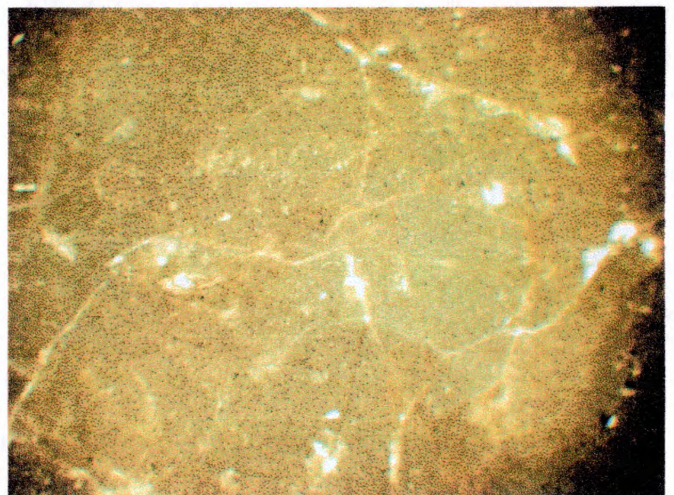
в



г



д



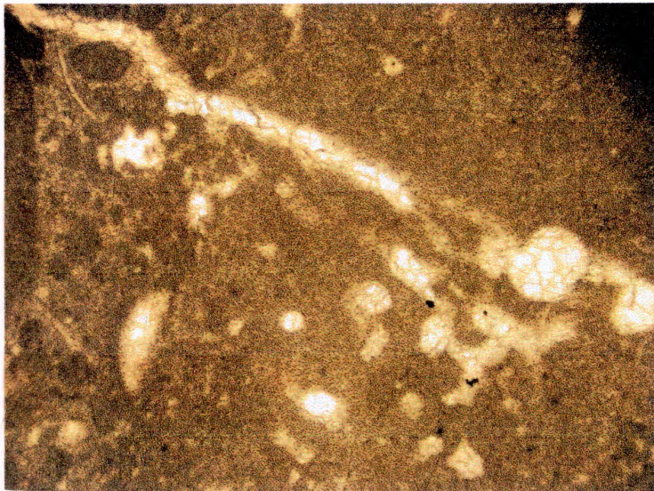
е

Рисунок 2.1 – Зображення шліфів зразків складнобудованих порід-колекторів карбонатних відкладів юри свердловини 4-Лопушна (Зб. 10×6,3 “Нік”)

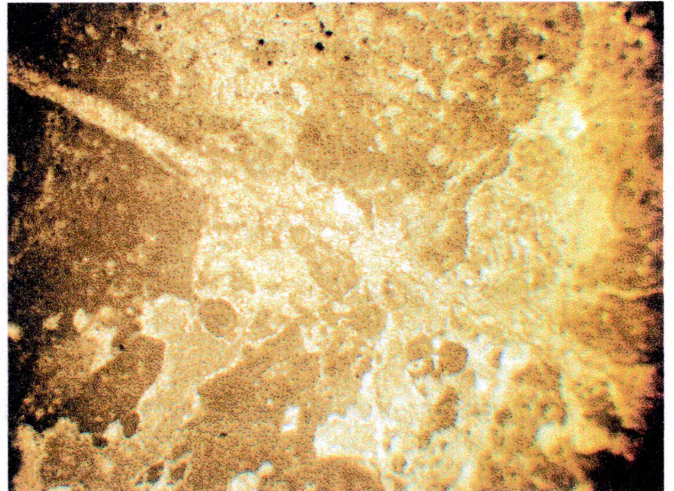
Результати макроопису органогенних вапняків нижнівської світи показали, що їх ефективний пустотний простір представлений ізометричними за формою і тріщиноподібними мікропорожнинами. За даними опису шліфів, виготовлених із зразків карбонатної породи верхньої юри, встановлено, що такого типу порода є органогенно-детритовим складнобудованим вапняком, тонкої і крупнозернистої структури, перекристалізованої, з різним розподілом капілярних, субкапілярних пор (рис. 2.2) [64].



а



б



в

Рисунок 2.2 – Зображення шліфів зразків складнобудованих порід-колекторів карбонатних відкладів юри свердловини 10-Лопушна (Зб. 10×6,3 “Нік”)

У матриці складнобудованого вапняка відмічаються різноплавні, волосоподібні звивисті тріщини вторинного походження. Частина із них охоплена алотогенною зугленою рослинною речовиною, насиченою

мікрокристаллами піриту, вапняк мікрозернистий, перекристалізований з фрагментами коралів, грудкуватий, кавернозний. Полігональна сітка мікротріщин такого вапняку виповнена дрібнокристалічним кальцитом з домішками бітумної речовини (рис. 2.1 а, г).

Вапняки такого типу є гідрофільними з глинистим та карбонатно-глинистим цементом. Окрім цього, геологічний розріз нижнівської світи, особливо нижньої пачки нижнівської світи, представлений тонкоритмічним перешаруванням вапняків і доломітів. Товщина прошарків коливається у межах від 0,4 м до 2 м та складає 20 – 30 м.

За даними аналізу керн породи-колектори характеризуються середніми і високими значеннями пористості ($K_n = 5,7 - 16,5 \%$), високими значеннями проникності $(350 - 470) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Таким чином, карбонатний колектор в юрських відкладах Лопушнянського нафтогазового родовища характеризується широким спектром зміни літологічних, фізичних, фільтраційно-ємнісних, геолого-геофізичних параметрів. Згідно з [17, 65] такого типу колектори відносяться до колекторів складної будови. Основні ознаки, які визначають породу-колектор як складнобудовану породу, для карбонатних відкладів юри будуть наступні:

- шаруватість порід продуктивних відкладів верхньої і середньої юри;
- значна кількість тонкошарових (менше 1,5 м) порід-колекторів;
- широке розповсюдження порід-колекторів з погіршеними фільтраційно-ємнісними характеристиками;
- широкий розвиток мікротріщинуватості та мікрокавернозності кристалізованої дрібнокристалічним кальцитом у біоморфних вапняках та доломітах.

Різноманітність величин колекторських, петрофізичних параметрів порід-колекторів юрських відкладів ускладнює однозначність їх виділення, затрудняє оцінювання характеру насичення порід-колекторів на фоні ущільнених високоомних доломітів (рис. 2.3, рис. 2.4).

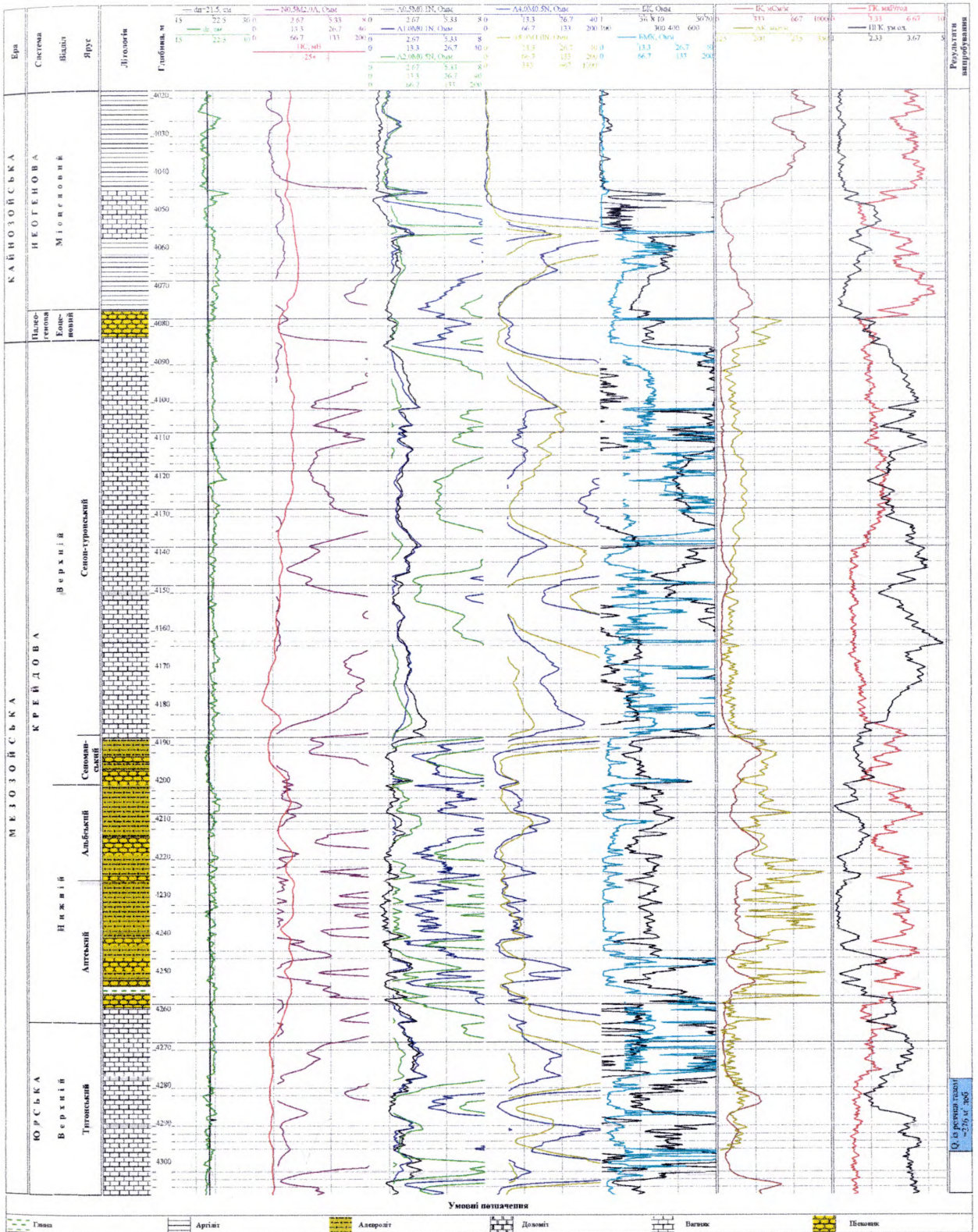


Рисунок 2.3 – Геофізична характеристика геологічного розрізу св. 8-Лопушна

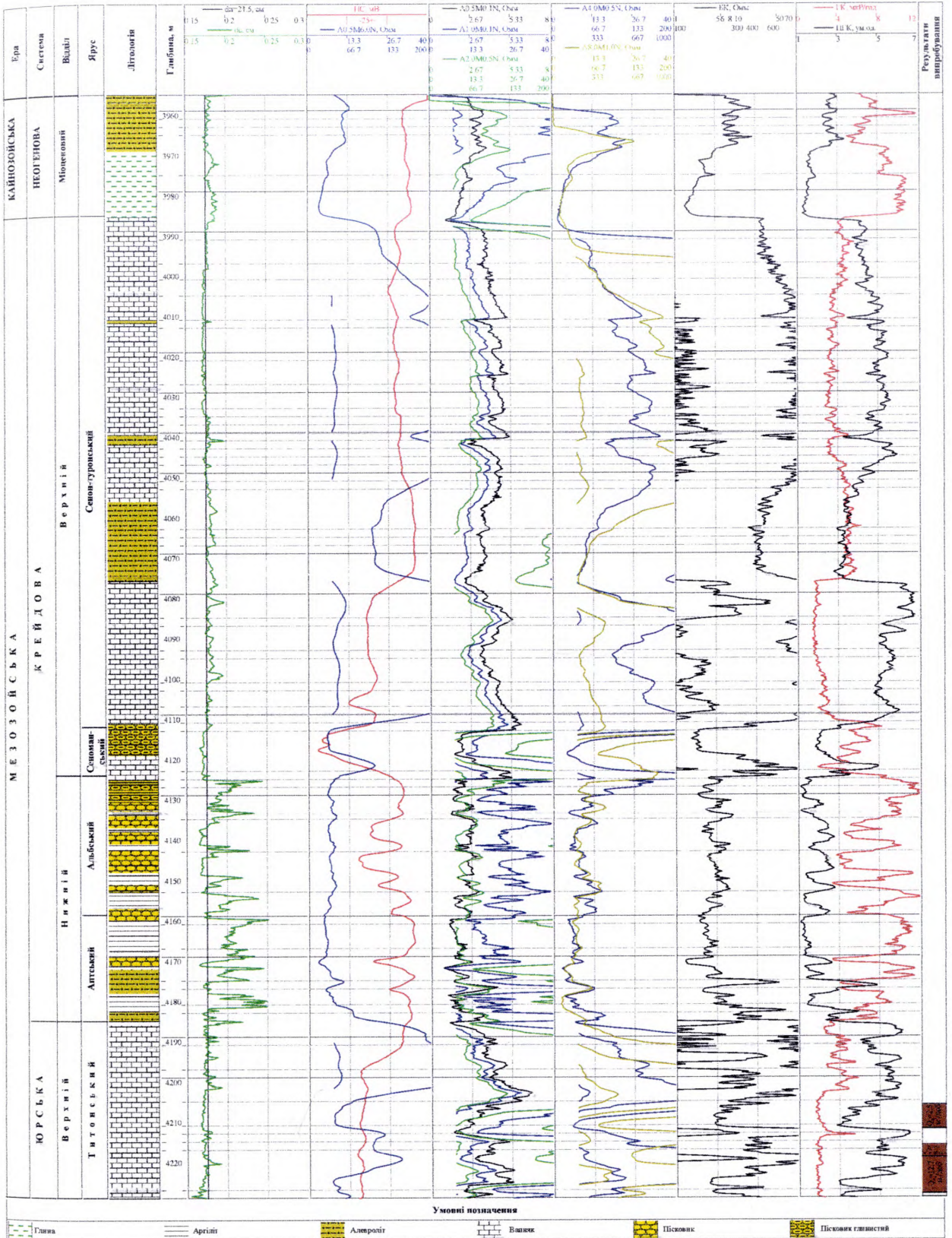


Рисунок 2.4 – Геофізична характеристика геологічного розрізу св. 32-Лопушна

На кривих комплексу електричного та нейтронного каротажу при дослідженні відкладів цієї пачки відмічаються аномально низькі значення питомого електричного опору, низькі значення показів нейтронного каротажу та занижені значення показів нейтронного гамма-каротажу. Діаметр свердловини в інтервалі пачки близький до номінального. В цілому геологічний розріз нижньої пачки виповнений породами-колекторами складної будови, що значно впливає на покази ГДС.

Окрім цього, відклади юри Лопушнянського родовища характеризуються фаціальною неоднорідністю, що не дозволяє провести їх ідентифікацію. Достовірно можливо співставляти тільки потужні пачки відкладів, які зберігають характерні для них ознаки як по латералі, так і по площі (додаток А, рис. А.1, А.2, А.3, А.4, А.5). В основному це є пачки ущільнених вапняків у верхній частині відкладів юри та низькоомні карбонатні породи в підшві нижнівської світи.

Виходячи із результатів геолого-геофізичних досліджень юрських відкладів, які в основному представлені вапняками і доломітами, та згідно з наведеними вище їхніми характеристиками, можна вважати, що карбонатні породи юри відносяться до окремої петрофізичної зони.

Згідно з результатами, представленими у роботі [4], під петрофізичною зоною розуміють геологічний об'єкт, який має значне розповсюдження по площі і розрізу, а також приуроченість до певної тектонічної зони, охарактеризованої відкладами близькими за віком утворень, однакоvim мінеральним та компонентним складом і структурою порового простору матриці карбонатних порід.

В праці Елланського М. М. [66] карбонатні породи поділено на два підкласи:

- вапняки з пустотами міжгранулярного типу з однокомпонентним складом матриці;
- складні карбонатні відклади, які мають різноманітну літологічну будову та структуру пустотного простору матриці.

З урахуванням вище наведеного та за результатами експериментальних досліджень нами визначена петрофізична зона в юрських відкладах Лопушнянського нафтогазового родовища; карбонатні породи, що її виповнюють, відносяться до другого підкласу і характеризуються як складнопобудовані карбонатні відклади.

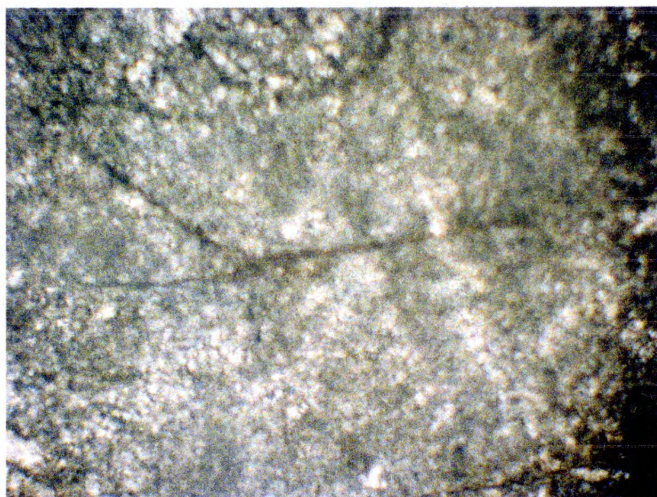
При побудові петрофізичної моделі юрських відкладів нами взято за основу двомірні та багатомірні петрофізичні взаємозв'язки коефіцієнтів загальної пористості, проникності абсолютної і відносної, які є базовими для всіх типів порід і ґрунтуються на літолого-стратиграфічних особливостях будови карбонатного колектора та геофізичних і петрофізичних параметрах, що відображаються у результатах геофізичних досліджень цього типу колекторів [67]. Також суттєву роль у побудові петрофізичної моделі відіграє структурний коефіцієнт карбонатної породи.

Лабораторні та експериментальні дослідження петрографічних та петрофізичних параметрів порід-колекторів здійснювалось на керновому матеріалі колекції, сформованій із карбонатних відкладів геологічних розрізів у стадії розвідки Лопушнянського родовища (рис. 2.5).

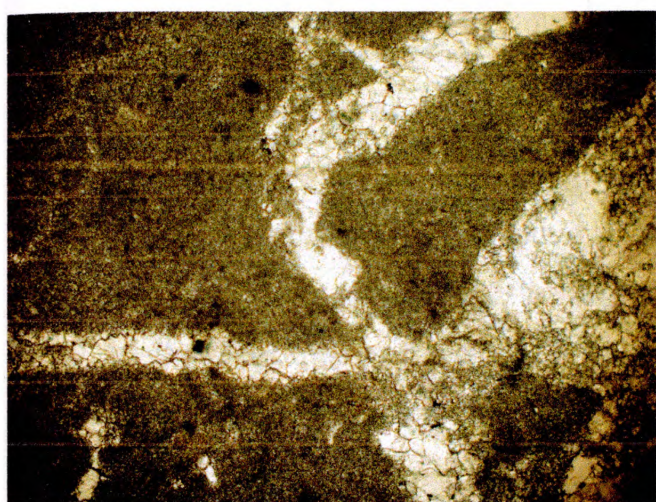
За результатами опису шліфів встановлено, що карбонатні породи першого класу, в основному, представлені вапняками, матриця яких складається із мікростилолітів, виповнених бітумами бурого кольору, органогенні залишки перекристалізовані, тріщини виповнені кальцитом та сполучені між собою. Окрім цього, біоморфні вапняки, що входять до цього класу, відрізняються від ущільнених та дрібнозернистих карбонатів рівнем перекристалізації, яка проявляється в утвореннях численних закритих та відкритих кутових грибоподібних мікропор, стінки яких крустофіковані дрібнокристалічним кальцитом. У структурі порового простору мають місце мікрокаверни як окремо виражені, так і сполучені мікротріщинами, утвореними в процесі перекристалізації (рис. 2.2), свердловина 10-Лопушна інтервал 4394 – 4399 м, свердловина 4-Лопушна інтервал 4354 – 4377 м [64].



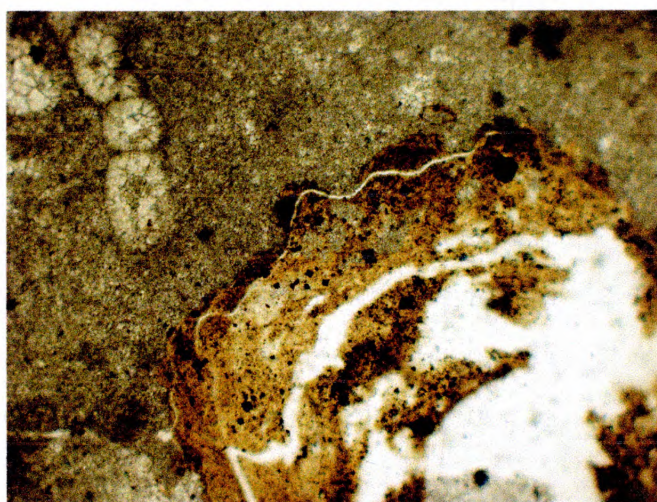
а



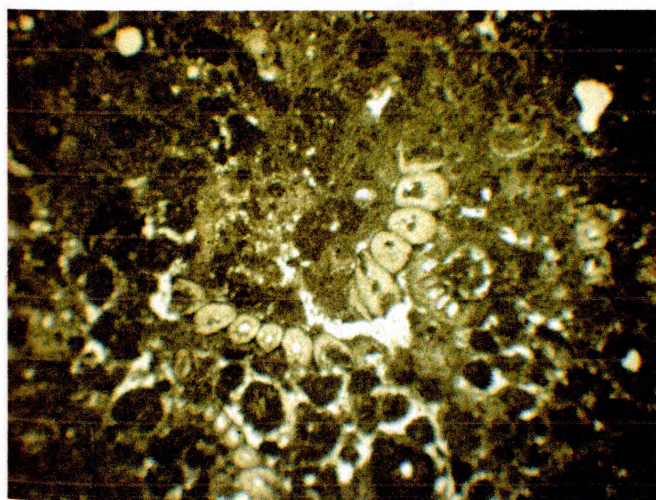
б



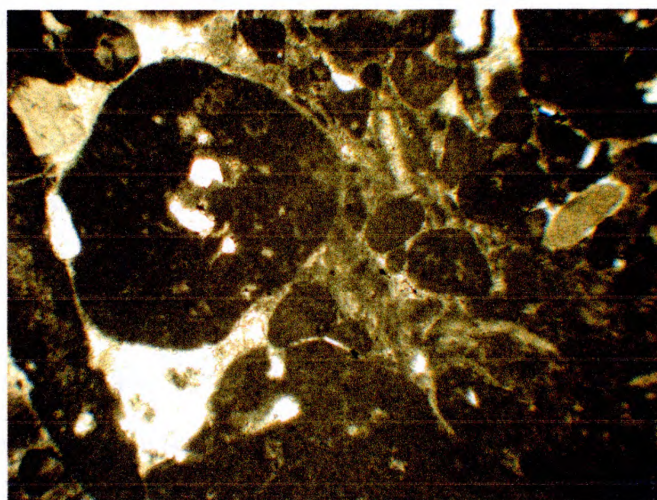
в



г



д



е

Рисунок 2.5 – Зображення шліфів зразків складнобудованих порід-колекторів карбонатних відкладів юри Лопушнянського родовища

У більшості випадків на Лопушнянському родовищі породи такого типу зустрічаються у верхній пачці нижнівської світи і представляють собою потенційні колектори.

Із шліфів видно, що вапняки верхньої юри Лопушнянського нафтогазового родовища за структурою поділяються на:

- мілкозернисті, грудкуватобіоморфні;
- біоморфні з включеннями органіки та залишками фауни;
- середньозернисті, мілкопористі, виповнені крупнозернистими грудкоподібними включеннями із значним вмістом кальцитів;
- перекристалізовані, однорідномасивні із значним вмістом пор і каверн та наявністю фауни.

В нижній пачці відкладів, де в більшості зустрічаються середньо пористі карбонатні породи виявлено, що для мілкозернистих, грудкуватобіоморфних вапняків характерною ознакою є наявність мікростилолітів, виповнених бітумами бурого кольору, які характеризуються незначною величиною загальної пористості та малою проникністю. Як правило, такі вапняки перекристалізовані із мілкими тріщинами та мікрокавернами.

Біоморфні вапняки середньої пористості представлені мікрокавернами, кристалізованими дрібнокристалічним кальцитом, тріщинами та середнім значенням загальної пористості, шліф такої породи відображає її середньозернистою, мілкопористою, лускоподібною формою, мікропори виповнені крупнозернистим та дрібнокристалічним кальцитом. У мікротріщинах є домішки бітумної речовини (рис. 2.5 а) та залишки фауни і органіки.

Вапняк мікрокристалічний, масивний, однорідної будови, характеризується підвищеним значенням коефіцієнта загальної пористості, значною мікротріщинуватістю, заповненою бітумною речовиною (рис. 2.5 б). Виявлені у цьому і попередньому вапняку відкриті щілиноподібні пори, каверни різної форми і об'єму обумовлюють його високу загальну пористість

і значну пластичність. Винос керна із такого типу вапняків невисокий. Так, у свердловинах 4-, 11-Лопушна планувалось 70 % виносу керна, однак за фактом було відібрано 20,1 м і 38,5 м, що відповідно склало 55,7 %. Більший процес виносу керна був у свердловинах 5-, 6-, 8-, 9-, 11-Лопушна, який дозволив сформувати представницьку колекцію для лабораторних експериментальних досліджень.

Визначення структури порового простору зразків колекції вапняків здійснювався методом ртутної порометрії. Такий підхід є найбільш ефективним, оскільки ртуть як реагент не змочує поверхню твердої фази породи, але може проникати у поровий простір, мікротріщини та каверни при певному тиску. Величина тиску визначається через рівняння Лапласа:

$$P_k = \frac{2\delta \cos\theta}{r}, \quad (2.1)$$

де P_k – капілярний тиск;

δ – поверхня натягу ртуті, дН/см³;

θ – кривий кут змочування ртуті (град.);

r – радіус капіляру, м.

У процесі продавлювання ртуті через карбонатну породу група пор певного радіусу буде заповнюватися нею при значному рівноважному тиску. У зв'язку з цим при ступінчастому збільшенні тиску у системі ртуть – пористе тіло і, відповідно, з вимірюванням об'єму ртуті, яка вдавнена в пористу породу, можна отримати криву, яка характеризує об'єм ртуті, що проникла в пори породи від тиску.

Вимірюючи об'єм ртуті, що увійшла в порові канали при певному тиску (від 0,008 до 20 МПа), можна визначити об'єм порового простору породи, яка складається з твердого компонента, що характеризується різним співвідношенням радіусів пор певного розміру.

Виходячи із розподілу пор за розмірами у карбонатній породі-

колекторі, зокрема у вапняках верхньоюрських відкладів Лопушнянського нафтогазоконденсатного родовища, можна розрахувати коефіцієнт проникнення і пайову участь пустот певного радіусу, що беруть участь у фільтрації та проникненні флюїдів та вуглеводнів (рис. 2.6).

Розрахунковим шляхом визначався середньозважений за часткою проникності ефективний радіус, суть якого полягає в тому, що коли порові канали породи, які обумовлюють загальну пористість, мали б однаковий радіус звужень, то порода мала б проникність, яка рівна такій же при різних радіусах пор.

Оскільки коефіцієнт проникності визначається квадратом радіуса пор, то середньозважений радіус буде:

$$r_{ef}^2 = \sum_1^m r_i^2 dm, \quad (2.2)$$

де dm – частка порового простору породи;

r_i – середній радіус звужень порід у виділеному інтервалі (м).

Для оцінювання проникності карбонатного колектора за величиною загальної пористості у розрахункову формулу вводиться коефіцієнт, що враховує літолого-стратиграфічні особливості породи (наявність каверн, тріщин, мікротріщин, типу цементу, кількість глинистого матеріалу в цементі матриці карбонатної породи та величину її літолого-структурного коефіцієнта (λ). Літолого-структурний коефіцієнт характеризується відношенням квадратів радіусів звужень і розширень пустотної ділянки матриці породи. В більшості випадків значення цього коефіцієнта осереднене і не завжди відповідає групі карбонатних порід, що досліджуються.

Проведені нами дослідження показали необхідність визначення такого коефіцієнта для кожного типу карбонатних порід індивідуально. Особливо це актуально для верхньоюрських карбонатних порід, описаних вище за текстом.

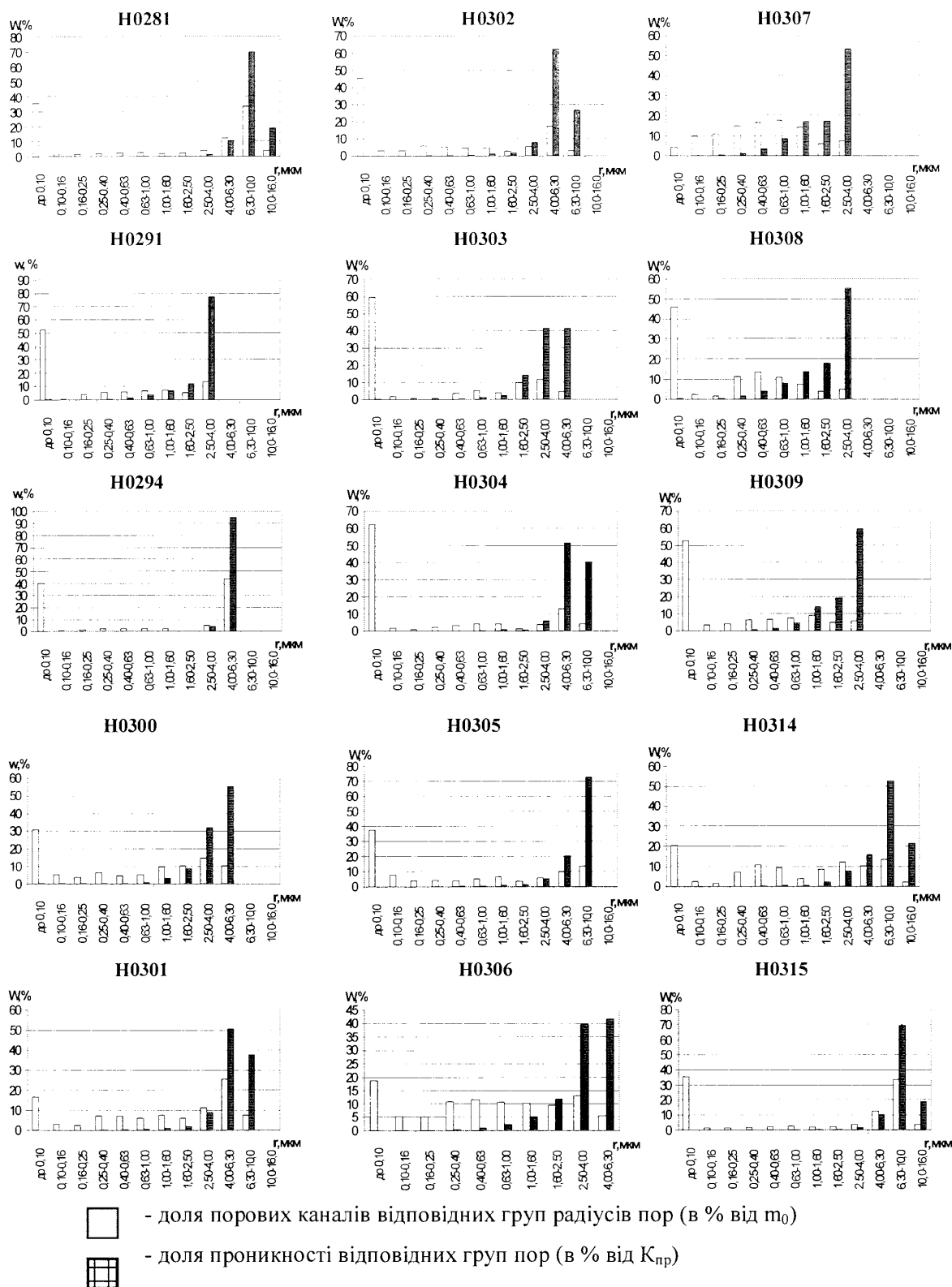


Рисунок 2.6 – Порометрична характеристика продуктивних карбонатних порід Лопушнянського родовища

Зроблено припущення, що частка пустот у карбонатних породах пошукового інтервалу юрських відкладів характеризується ефективним радіусом, значення якого обумовлюється структурою пустотного простору та наявністю мікротріщин, а також літолого-структурним показником.

Для підтвердження такого припущення визначався загальний об'єм пустот зразка (V_n) методом ртутної порометрії на зразках керна, що представляє собою різницю об'єму камери без зразка і зі зразком для точки, що відповідає початку просочування ртуті у зразок. Така точка визначається за графіком, який побудований у координатах $\frac{1}{P_k} - V_{no}$. Різке збільшення об'єму ртуті при незначному збільшенні тиску свідчить про початок просочування ртуті. Об'єм скелета зразка керна перед дослідженнями визначається газометричним способом. За відомим значенням об'єму зразка (V_n) та об'єму матриці породи знаходимо об'єм пустотного простору:

$$V_{пор} = V_n - V_{ск}. \quad (2.3)$$

В подальшому розраховується пористість зразка керна за повітрям при повному тиску, визначається літолого-структурний коефіцієнт, ефективний радіус пор, проникність та її розподіл за радіусом пор. Розрахунковим способом визначається також вміст пор з радіусом до 0,1 мкм, який обумовлюється вмістом міцно зв'язаної води з товщиною плівки до 0,1 мкм, а також враховує частку пор з радіусом до 1,0 мкм.

Пористість за повітрям визначалась наступним чином: на об'ємомірі визначається об'єм мінеральної частини зразка в сухому стані. Цей же взірець породи досліджується на ртутному поромірі, що дозволяє визначити об'єм зразка в момент попадання ртуті в його пустотний простір. Знаючи ці два об'єми, знаходимо пористість зразка за повітрям:

$$m_0 = \frac{V_n - V_{\text{ек}}}{V_n} 100\%. \quad (2.4)$$

Таким самим чином можна розрахувати і пористість зразка керна за ртуттю.

За отриманими результатами побудовано криві капілярного тиску насичення. Підставимо у рівняння Лапласа (2.1) значення поверхневого натягу ртуті, яке рівне 480 дн/см^2 , і значення кута змочування ртуті – 140° , визначаємо радіус кривизни менісків, що ототожнюється з еквівалентом радіусу порових каналів:

$$r = \frac{7,5}{P_k}. \quad (2.5)$$

За результатами ртутної порометрії будуюмо інтегральну криву розподілу еквівалентних радіусів порових каналів у загальному об'ємі зразка при попаданні ртуті в порові канали стандартних розмірів: 0,10; 0,16; 0,25; 0,40; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 63,0; 100 (мкм) (рис. 2.6).

Пайова участь порових каналів різного розміру у проникності продуктивних порід юрських відкладів Лопушнянського родовища визначається як відсоток від суми інтеграла для кожної групи пустот, встановленої розрахунковим шляхом (табл. 2.1).

Отримана інформація про розподіл радіусів пор у вапняках юрських відкладів дозволила збільшити достовірність побудови моделі абсолютної проникності для продуктивних верхньоюрських вапняків.

Використання результатів ртутної порометрії для порід-колекторів верхньоюрських відкладів, а також дані петрографічного опису дозволили прийняти для карбонатного колектора структурний коефіцієнт моделі електропровідності рівний 2.3, який в породах порового, тріщинуватого і порово-кавернозного типу буде однаковий.

Результати вивчення структури порового простору фільтраційно-емісійних властивостей карбонатних порід-колекторів та порід-покришок Лопушнінського нафтового родовища

Номер свердловини	Інтервал, м	Назва породи	Радіус пор, мкм																m ₀ , m _{пр}	Реф, мкм	λ, д.о.	Кпр, n*10 ⁻¹⁵
			до 0,10	0,10 – 0,16	0,16 – 0,25	0,25 – 0,40	0,40 – 0,63	0,63 – 1,00	1,00 – 1,60	1,60 – 2,50	2,50 – 4,00	4,00 – 6,30	6,30 – 10,0	10,0 – 16,0								
1 0	4394 – 4399	Н0281	85,32	2,34	2,25	6,56	3,53	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,27	0,151	0,0234	0,0015
1 0	4282 – 4288	Н0291	18,71	1,83	4,35	32,00	43,11	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,57	1,390	0,0699	0,4340
1 0	4394 – 4399	Н0294	0,14	0,01	0,08	5,44	0,86	6,65	6,99	5,29	13,33	–	–	–	–	–	–	–	1,37	3,574	0,0481	3,9710
4	4341 – 4344	Н0300	39,96	0,60	1,54	2,43	2,17	2,13	2,31	0,37	4,87	43,62	–	–	–	–	–	–	5,17	2,270	0,1013	7,3800
4	4354 – 4360	Н0301	0,02	0,00	0,01	0,02	0,05	0,16	0,32	0,13	4,19	95,10	–	–	–	–	–	–	11,31	3,752	0,1098	16,7320
4	4354 – 4360	Н0302	30,61	5,17	3,73	6,22	4,65	5,06	9,52	10,13	14,70	10,21	–	–	–	–	–	–	8,66	2,775	0,0534	6,8520
4	4354 – 4360	Н0303	0,03	0,02	0,03	0,13	0,25	0,69	3,29	8,66	31,73	55,17	–	–	–	–	–	–	7,46	1,772	0,0977	5,2050
4	4360 – 4368	Н0304	16,70	3,01	2,30	7,36	6,95	6,02	7,52	6,07	10,98	25,55	7,54	–	–	–	–	–	13,30	2,630	0,0366	3,2470
4	4360 – 4368	Н0305	0,01	0,00	0,01	0,07	0,14	0,30	0,95	1,90	8,68	50,54	37,40	–	–	–	–	–	6,17	3,625	0,0558	9,9630
4	4360 – 4368	Н0306	45,34	3,01	2,87	5,93	5,31	4,43	4,58	2,52	5,34	17,21	–	–	–	–	–	–	14,11	1,912	0,0960	6,1900
4	4360 – 4368	Н0307	0,03	0,01	0,02	0,09	0,19	0,40	1,06	1,44	7,71	62,21	26,84	–	–	–	–	–	12,13	1,218	0,1402	1,6040
4	4360 – 4368	Н0308	59,33	1,48	0,62	0,62	3,15	4,97	3,72	9,77	11,69	4,65	–	–	–	–	–	–	6,17	–	–	–
4	4360 – 4368	Н0309	0,09	0,01	0,01	0,02	0,28	1,11	2,11	13,71	41,42	41,24	–	–	–	–	–	–	10,26	2,630	0,0366	3,2470
4	4360 – 4368	Н0310	61,98	1,81	1,16	2,41	3,11	3,91	3,93	1,27	3,66	12,77	3,99	–	–	–	–	–	4,08	2,630	0,0366	3,2470
4	4360 – 4368	Н0311	0,04	0,01	0,01	0,03	0,13	0,39	1,01	0,81	5,89	51,40	40,28	–	–	–	–	–	10,87	3,625	0,0558	9,9630
4	4360 – 4368	Н0312	37,52	7,62	3,68	3,90	3,74	4,95	6,33	3,43	5,58	9,61	13,64	–	–	–	–	–	8,02	3,625	0,0558	9,9630
4	4360 – 4368	Н0313	0,01	0,01	0,01	0,03	0,08	0,26	0,86	1,15	4,72	20,36	72,51	–	–	–	–	–	14,11	1,912	0,0960	6,1900
4	4360 – 4368	Н0314	18,53	5,28	5,06	10,77	11,43	10,68	10,31	9,60	13,00	5,32	–	–	–	–	–	–	12,13	1,912	0,0960	6,1900
4	4360 – 4368	Н0315	0,03	0,03	0,06	0,33	0,87	2,04	5,02	11,57	39,55	41,50	–	–	–	–	–	–	6,17	1,218	0,1402	1,6040
4	4360 – 4368	Н0316	3,90	0,01	10,90	14,78	16,52	17,43	14,02	5,75	7,10	–	–	–	–	–	–	–	5,96	1,218	0,1402	1,6040
4	4360 – 4368	Н0317	0,12	0,32	0,32	1,11	3,1	8,21	16,82	17,07	53,24	–	–	–	–	–	–	–	5,96	1,218	0,1402	1,6040

Окрім цього було встановлено, що основними чинниками при формуванні величини коефіцієнта проникнення такого типу карбонатного колектора, є коефіцієнти залишкового водонасичення та нафтонасичення. На аналогічні результати було вказано М. М. Елланським. Розрахунки проводяться за наступними формулами:

$$K_{z,в} = K_{зв,пустот} \left(1 - \frac{K_{нвт}}{K_n}\right) + \frac{K_{нвт}}{K_n} K_{з,ввт}, \quad (2.6)$$

$$K_{z,нв} = K_{знв,пустот} \left(1 - \frac{K_{нвт}}{K_n}\right) + \frac{K_{нвт}}{K_n} K_{з,нввт}, \quad (2.7)$$

де $K_{зв,н}$, $K_{знв,н}$ – коефіцієнти залишкового водонасичення та залишкового нафтогазонасичення для гранулярного типу пустот K_n . Коефіцієнт вторинної пористості в частках об'єму породи при залишковій водонасиченості та нафтогазонасиченості $K_{нвт}$, $K_{з нвт}$.

Враховуючи вище наведене для карбонатних верхньоюрських відкладів, нами встановлено зв'язок абсолютної проникності із літолого-структурним коефіцієнтом (λ), коефіцієнтом загальної пористості та зв'язаної води:

$$K_{пр} = K_n^{зав} \lambda^2 (1 - K_{з,в})^3. \quad (2.8)$$

Таким чином, як видно із формул (2.6, 2.7, 2.8) коефіцієнт абсолютної проникності для складнобудованих карбонатних колекторів буде визначатися значною мірою величиною вторинної пористості (тріщинної і кавернозної), розкритістю тріщин та їх орієнтацією у породі, коефіцієнтом зв'язаної води та ефективним об'ємом розкритих тріщин на частку об'єму вторинної пористості.

Кінцева формула для визначення коефіцієнта проникності верхньоюрських продуктивних порід-колекторів, з врахуванням вище

перерахованих чинників, буде за рівнянням Парселла мати наступну форму:

$$K_{np} = 70m\lambda \int_0^{100} \frac{dV_{no}}{P_{\kappa}^2}, \quad (2.9)$$

де K_{np} – проникність $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²;

m – відкрита пористість, в.о;

dV_{no} – частка загального об'єму пор;

P_{κ} – капілярний тиск, Па;

λ – літолого-структурний коефіцієнт, в.о.

Для порівняння структур порових просторів, різних за складом карбонатних порід верхньоюрських відкладів Лопушнянського родовища, нами розраховувався ефективний радіус пор:

$$r_{ef} = \frac{7,5}{P_{кеф}}, \quad (2.10)$$

де r_{ef} – ефективний радіус пор;

$P_{кеф}$ – ефективний капілярний тиск, Па.

Розрахунок ефективного капілярного тиску здійснювався за формулою:

$$P_{кеф} = \sqrt{\frac{100}{\int_0^{100} \frac{\Delta V_{no}}{P_{\kappa}^2}}}, \quad (2.11)$$

Якщо вираз (2.11) підставити у формулу (2.10), то будемо мати:

$$r_{ef} = \frac{7,5}{\sqrt{\frac{100}{\int_0^{100} \frac{\Delta V_{no}}{P_{\kappa}^2}}}}, \quad (2.12)$$

Для оцінювання достовірності розрахунку ефективного радіусу пор за формулою (2.12) нами проводився спрощений варіант розрахунку ефективного радіусу пустотного простору порід-колекторів, а саме:

$$r_{ef} = \sum_1^n r_i d_m, \quad (2.13)$$

де r_i – середній радіус звужень у виділеному інтервалі, мкм;

d_m – диференційована частка пустотного простору.

Проведені нами розрахунки середнього радіусу пор за формулами (2.12) та (2.13) дозволили встановити, що отримані результати з використанням спрощеної формули і інтегрованої, є співставимими, а значення середнього ефективного радіуса r_{ef} для пустотного простору карбонатних порід-колекторів верхньої юри становить 4,06 мкм.

За петрофізичними параметрами (структура порового простору, коефіцієнт пористості та проникності) зразки керна, відібраного із продуктивних юрських відкладів Лопушнянського родовища, можна віднести до IV – VI класу (по О. О. Ханіну). Сумарний вміст мікропор з радіусом звужень до $0,1 \cdot 10^{-6}$ м в породах цього класу змінюється від 3 % до 85 %. Поряд з цим спостерігається тенденція до збільшення частки мікропор в загальному об'ємі породи при зменшенні її пористості.

Проведені комплексні лабораторні дослідження кернавого матеріалу, відібраного з інтервалу 4335 – 4370 м свердловини 4-Лопушна, дозволили встановити блокову пористість карбонатного колектора, з якого отримали промисловий приток нафти, що склала 12 % (додаток Б, табл.Б.1). Окрім цього, в продуктивних породах-колекторах верхньої юри було встановлено наявність значних тріщин і каверн (більше 4 %). Пористість для цих порід склала 22,9 % при коефіцієнті відкритої пористості 19,5 %, визначеної за повітрям.

Виходячи із вищенаведеного, з метою прогнозування динаміки зміни

значення коефіцієнта нафтонасичення карбонатних порід-колекторів верхньої юри Лопушнянського нафтогазового родовища, у яких пустотний простір характеризується радіусом пор від 0,1 мкм до 10 мкм, нами проводились дослідження розподілу величин залишкового водонасичення продуктивної ділянки матриці породи.

Із результатів дослідження видно, що величина коефіцієнта залишкового водонасичення змінюється від 1 % до 73 % (додаток Б, табл. Б.1). В основному високе значення коефіцієнта залишкового водонасичення характерне для карбонатних порід верхньої юри, коефіцієнт пористості яких змінюється в межах 5 – 16 %. Для цього типу колектора характерний вміст кристалізаційної води, який за даними термогравіметрії складає 0,5 – 0,8 %.

Результати експериментальних досліджень зразків керна дозволили встановити петрофізичні моделі взаємозв'язку коефіцієнта залишкового водонасичення із коефіцієнтом пористості та коефіцієнта проникнення від коефіцієнта відкритої пористості (рис. 2.7, 2.8).

Модель зв'язку коефіцієнта зв'язаної води із коефіцієнтом загальної пористості дозволила встановити прогнозне значення коефіцієнта нафтогазонасичення (K_{nz}) для порід-колекторів верхньої юри, яке змінюється в межах від 70 % до 75 %.

Співставлення значень коефіцієнтів відкритої та ефективної пористості представлено на рис. 2.9.

Із побудови видно, що співвідношення між цими типами пористості становить 1,6, яке відповідає різному значенню ефективної пористості при зміні відкритої пористості в межах 8 – 16 %.

Таким чином, з врахуванням вище наведеної інформації та результатів експериментальних досліджень зразків керна (рис. 2.10, табл. 2.2) нами побудовано петрофізичну модель параметра насичення (збільшення опору, яке визначалось методом центрифугуванням) від коефіцієнта залишкового водонасичення.

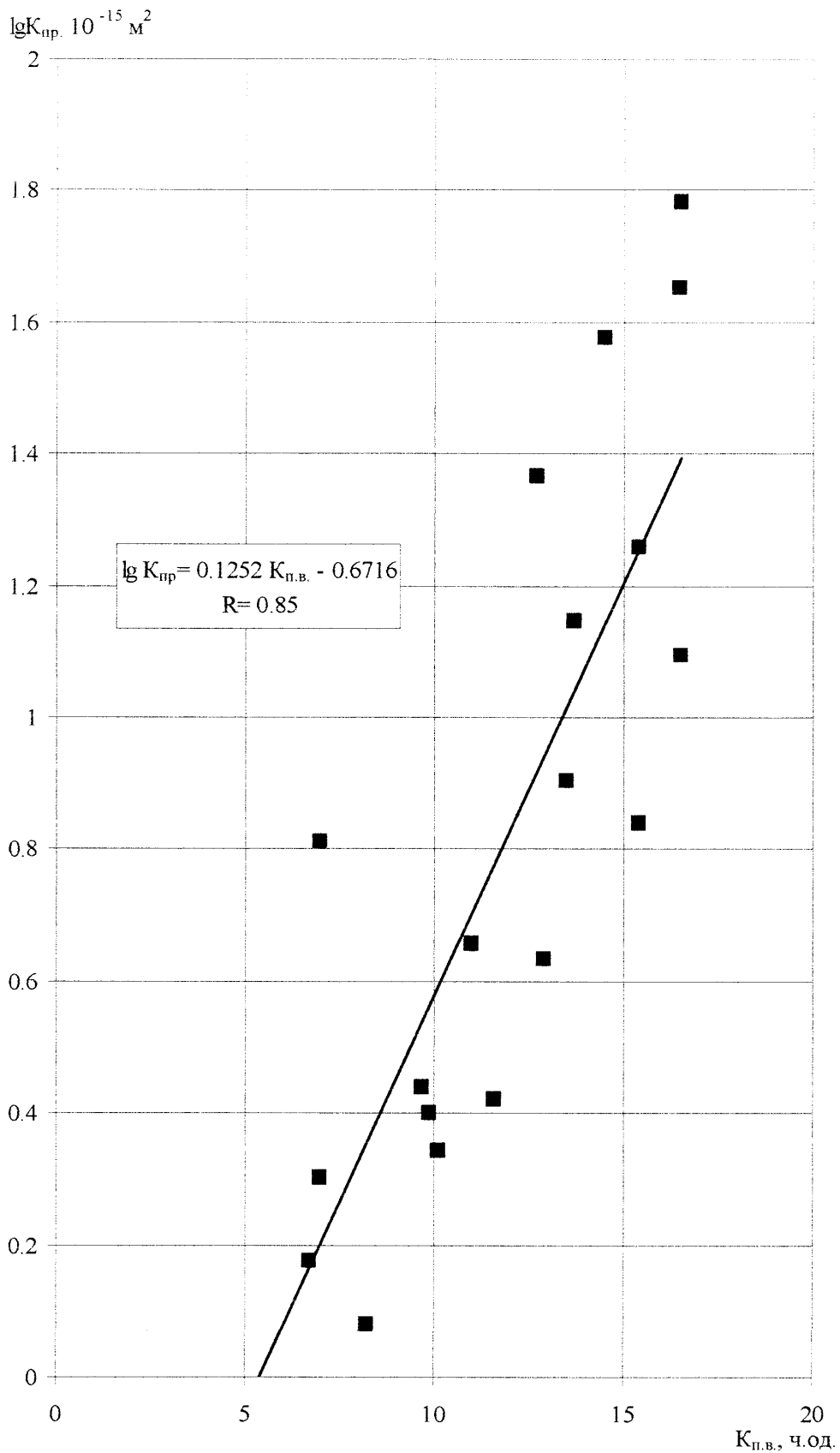


Рисунок 2.8 – Залежність коефіцієнта проникності $K_{пр}$ від коефіцієнта відкритої пористості $K_{п.в.}$ для продуктивних карбонатних відкладів Лопушнянського родовища

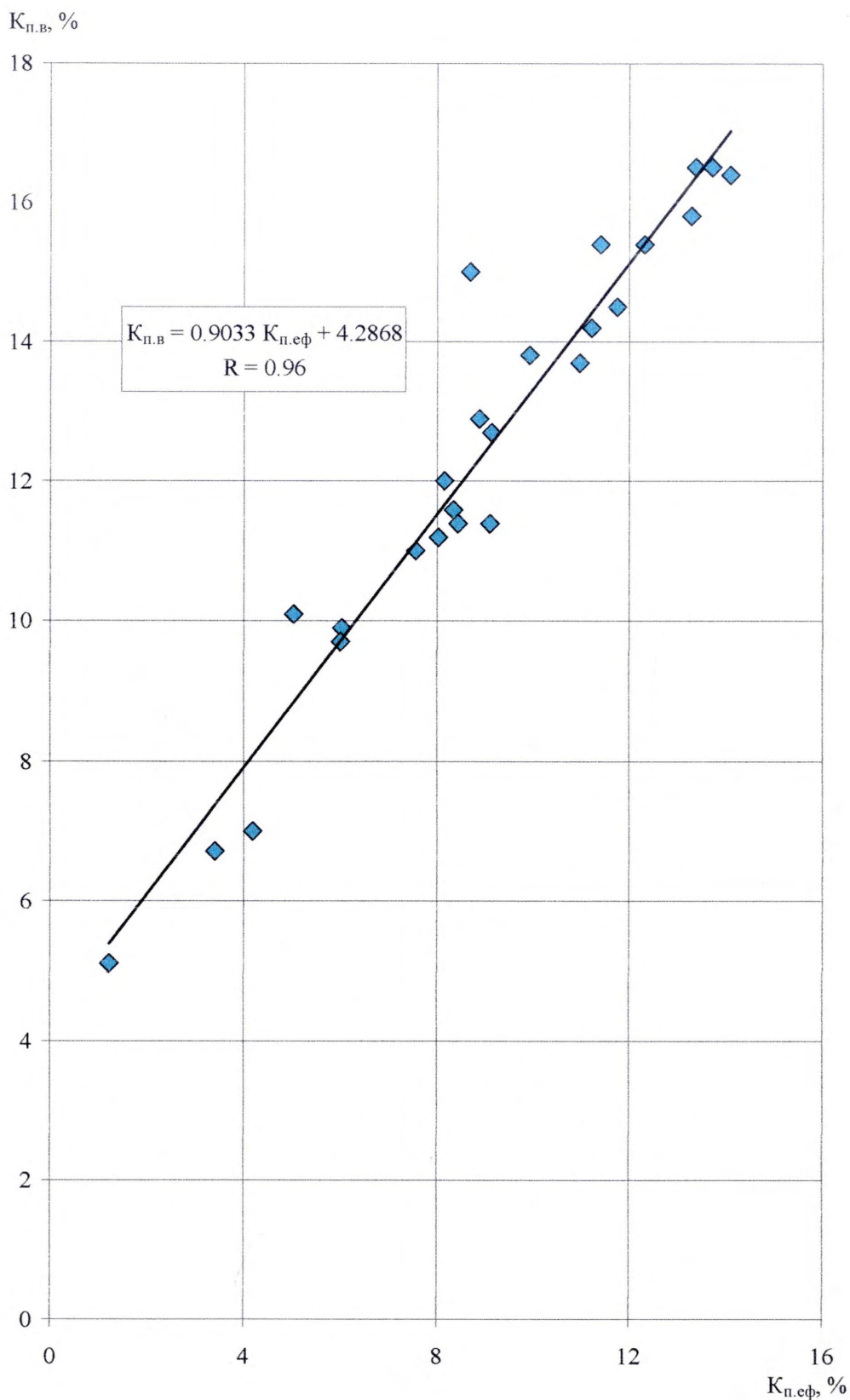


Рисунок 2.9 – Залежність коефіцієнта ефективної пористості $K_{п.эф}$ від коефіцієнта відкритої пористості $K_{п.в}$ для продуктивних карбонатних відкладів Лопушнянського родовища

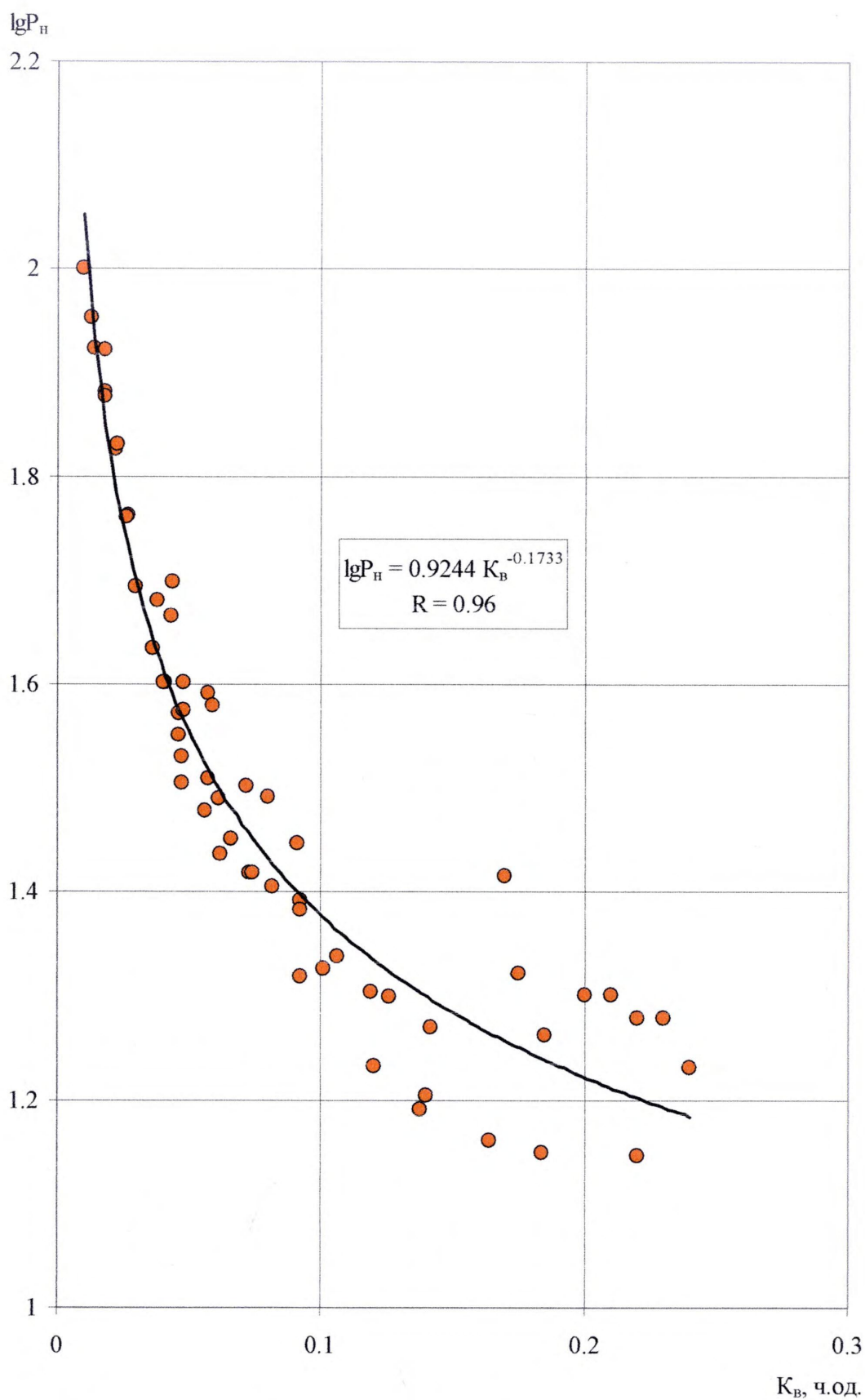


Рисунок 2.10 – Залежність параметра насичення P_H від коефіцієнта водонасичення K_B для продуктивних карбонатних відкладів Лопушнянського родовища

Таблиця 2.2

Вихідні дані для побудови залежності $P_n = f(K_6)$ для продуктивних відкладів

Лопушнянського нафтового родовища

Номер п/п	Номер свердловини	Інтервал, м	P_n	$K_6, \%$
1	2	3	4	5
Юра J ₃				
1	11	4135 – 4143	100	1
2	11	4156 – 4159	76	1,8
3	11	4170 – 4173	28	9,1
4	11	4170 – 4173	50	4,4
5	11	4173 – 4178	21	17,5
6	11	4173 – 4178	19	22
7	11	4173 – 4178	31	8
8	11	4173 – 4178	19	23
9	11	4178 – 4181	14	22
10	11	4178 – 4181	20	21
11	11	4178 – 4181	16	14
12	11	4181 – 4188	26	17
13	11	4181 – 4188	20	20
14	11	4181 – 4188	39	5,7
15	11	4194 – 4200	100	1
16	11	4194 – 4200	40	4,1
17	11	4200 – 4206	17	24
18	11	4210 – 4216	38	5,9
19	11	4241 – 4244	32	4,7
20	11	4156 – 4159	89,8	1,3
21	11	4156 – 4159	83,8	1,4
22	11	4156 – 4159	75,4	1,8
23	11	4156 – 4159	67,1	2,2
24	11	4156 – 4159	57,8	2,7
25	11	4156 – 4159	47,9	3,8
26	11	4156 – 4159	39,9	4,8
27	11	4156 – 4159	31,8	7,2
28	11	4173 – 4178	33,9	4,7
29	11	4173 – 4178	27,3	6,2
30	11	4173 – 4178	20,8	9,2
31	11	4173 – 4178	17,1	12
32	11	4173 – 4178	15,5	13,8
33	11	4173 – 4178	14,5	16,4
34	11	4173 – 4178	14,1	18,4
35	11	4173 – 4178	83,6	1,8
36	11	4173 – 4178	67,7	2,3

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5
37	11	4173 – 4178	57,6	2,6
38	11	4173 – 4178	49,4	3
39	11	4173 – 4178	43,1	3,6
40	11	4173 – 4178	39,9	4
41	11	4173 – 4178	35,6	4,6
42	11	4178 – 4181	30,1	5,6
43	11	4178 – 4181	26,2	7,3
44	11	4178 – 4181	21,2	10,1
45	11	4178 – 4181	19,9	12,6
46	11	4181 – 4188	37,3	4,6
47	11	4181 – 4188	25,4	8,2
48	11	4181 – 4188	21,8	10,6
49	11	4181 – 4188	20,1	11,9
50	11	4181 – 4188	37,5	4,8
51	11	4181 – 4188	30,9	6,1
52	11	4181 – 4188	21,8	10,6
53	11	4181 – 4188	18,6	14,2
54	11	4181 – 4188	18,3	18,5
55	11	4188 – 4194	46,3	4,3
56	11	4188 – 4194	32,3	5,7
57	11	4188 – 4194	28,3	6,6
58	11	4188 – 4194	26,2	7,4
59	11	4188 – 4194	24,6	9,2
60	11	4188 – 4194	24,1	9,2

Дослідження структурних та літологічних характеристик карбонатних порід дозволили встановити основні параметри петрофізичних моделей для удосконалення інтерпретації геофізичних матеріалів дослідження свердловин з метою визначення підрахункових параметрів.

Висновки до розділу 2

У результаті дослідження особливостей геологічної будови карбонатних порід-колекторів верхньої юри Лопушнянського нафтогазового родовища та проведеного петрофізичного моделювання з врахуванням їхніх колекторських властивостей було зроблено наступне:

– встановлено, що карбонатні породи-колектори верхньої юри представлені вапняками складної будови (різного літологічного складу із наявністю тріщинної, кавернозної та відкритої пористості). Вапняки розділені перешаруванням тонких прошарків доломітів та заглинених пісковиків;

– встановлено, що за літолого-петрофізичною характеристикою, розподілом пустот порового простору та наявності глинисто-карбонатного цементу матриці, карбонатні породи-колектори відносяться до третьої групи петрофізичних моделей;

– встановлено ефективний радіус мікропор, який рівний 4,06 мкм, та літолого-структурний коефіцієнт 2,3 з врахуванням K_{np} ;

– обґрунтовано за результатами аналізу свердловинних та лабораторних досліджень, що карбонатні породи-колектори верхньої юри третього типу Лопушнянського нафтового родовища є слабозцементовані вапняки з кальцито-глинистим та глинисто-карбонатним цементом і відносяться до другого класу колекторів за класифікацією О. О. Ханіна;

– за результатами дослідження структури порового простору встановлено величину структурного параметра електричної моделі складнобудованого карбонатного колектора;

– тонкошаруватість інтервалів із заляганням продуктивних порід-колекторів, покритих ущільненими та карбонатними піщано-глинистими прошарками;

– наявність тонкошарових (менше 1,5 м) вапняків, насичених вуглеводнями;

– широке розповсюдження колекторів з погіршеними фільтраційно-ємнісними характеристиками;

– високий ступінь розвитку мікротріщинуватості вапняків та доломітів;

– розроблено петрофізичні моделі для розрахунків колекторських граничних параметрів продуктивних карбонатних порід-колекторів верхньоюрських відкладів Лопушнянського нафтового родовища.

РОЗДІЛ 3
ВИДІЛЕННЯ НАФТОНАСИЧЕНИХ КАРБОНАТНИХ
ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КОМПЛЕКСНИХ
ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Складна будова, суттєва петрофізична неоднорідність і значна диференціація фізичних властивостей карбонатних порід-колекторів для різних родовищ нафти і газу обумовлює малу ефективність загальноприйнятих способів виділення продуктивних товщ.

Згідно з роботами Багринцевої К. І. [4], Шванова А. М. [68] поровий простір карбонатних порід за своєю геометрією значно різноманітний, навіть у межах одного родовища, який впливає на параметри петрофізичних залежностей. Тому успіх виділення колекторів карбонатних порід щільно пов'язаний з типізацією порового простору. У загальному за науковими роботами Дахнова В. М. [69], Калінко М. К. [70], Крінарі А. І. [71], Абдухалікова Я. Н. [72], Александрова Б. Л. [73] можна виділити такі типи колекторів:

1. З міжзерною пористістю, у яких пористість і проникність обумовлена міжзерновими порами.

2. Кавернозно-міжзерновий, у якому пористість і проникність обумовлена міжзерновими порами і вторинними пустотами, що утворені процесом вилуговування.

3. Тріщинно-кавернозний, у якому пористість обумовлена пустотами вилуговування у межах розвинутих тріщин, а проникність зобов'язана системі тріщин.

4. Міжзерново-кавернозно-тріщинний, у якому основна пористість обумовлена вторинними пустотами вилуговування і міжзерновими порами, а також проникністю забезпечується система тріщин.

5. Тріщинний, у якому пористість і проникність обумовлена тріщинами, а міжзернова і вторинна пористість має підпорядкований

характер.

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

У теперішній час розроблено достатню кількість методик розділення карбонатних порід, але врахування локальних особливостей будови порового простору дозволить підвищити достовірність виділення та результатів інтерпретації.

3.1 Аналіз методик виділення порід-колекторів карбонатного складу

Виділення порід-колекторів карбонатного складу здійснювалось такими вченими, як Арчі Г. Е. [3], Нечасм А. М. [11], Басіним Я. Н. [20], Абдухаліковим Я. Н. [72], Александровим Б. Л. [73], Баговим М. С. [74], Дахновим В. М. [75], Івановим Т. В. [76], Вендельштейном Б. Ю. [77] та ін. Розроблено різні методичні технології дослідження карбонатних тріщинно-кавернозних порід.

Широкого розповсюдження набув метод двох розчинів, який оснований на використанні двох розчинів з різною мінералізацією солі при заповненні рідини у порах. Головною умовою є суттєва різниця вмісту солі у розчині, яка обумовлює зниження опору породи при наявності паралельних або похилих тріщин у породі. Зниження опору обумовлено кількістю і об'ємом тріщинних пор та різницею концентрації солей у розчині. Наявність ефекту зниження опору у тріщинно-кавернозних карбонатних породах встановлено Александровим Б. Л. [2], Басіним Я. М. [20], Арчі Г. Е. [3], Дахновим В. Н. [6, 7], Ручкіним А. В. [12] та іншими вченими.

Науковою роботою Заляєва Н. З. [14] встановлено, що зміна опору породи здійснюється не тільки за рахунок тріщин, але і за рахунок блоків.

Тобто модель представляється як одне ціле – блоки непроникні та тріщини.

Зміна концентрації солі рідини у тріщинах зумовлює подібні зміни у блоці, які виникають протягом часу. Проникнення у блоках відбувається за рахунок процесу 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. Так, для умов однакового часу між дослідженнями для інтервалів з різною пористістю спостерігається більша різниця зміни опору для блоків з більшою пористістю.

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

Ефективність методу щільно пов’язана з часом проведення досліджень, бажано для блоків з високою пористістю проводити виміри зразу після зміни концентрації солі у розчині. Враховуючи наведену інформацію виходить, що на достовірність дослідження тріщинуватості суттєво впливає міжзернова пористість блоків. Для визначення зміни електричного опору при зміні соленості бурового розчину необхідною умовою є достатньо великий об’єм тріщинних пор у загальному об’ємі породи. За умов наявності великої міжзернової пористості зміна електричного опору буде незначна, 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 [78, 79] запропонована формула для водонасичених порід:

$$\rho_{\text{вп.тк}} = \frac{1 - K_{\text{н.к}} \cdot \rho_{\text{н.мз}}}{1 + 2K_{\text{н.к}} (K_{\text{н.мп}} \cdot P_{\text{н.мз}} + 1)} \cdot \rho_{\text{в}} \quad (3.1)$$

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

$K_{n,к}, K_{n,тр}$ – відповідно кавернозна і тріщинна пористість;

$P_{n,мз}$ – параметр пористості блока породи;

ρ_e – опір пластової води.

За умов врахування технології проведення метода “двох розчинів” він 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 [80]. Цей метод оснований на тому, що зона проникнення бурового розчину змінює глибину у часі. Радіус зони збільшується. Збільшення радіусу обумовлено проникненням фільтрату у присвердловинну зону, що приводить до зміни опору зони проникнення у часі.

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

В колекторах з тріщинно-кавернозною пористістю формування зони проникнення у часі відбувається за різними етапами. 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 на багато швидше, ніж у породах з міжзерною пористістю. На другому етапі починається витиснення нафти з блоків породи, що приводить до зниження питомого опору у зоні проникнення. Фронт витиснення нафти з блоків у глибину пласта відбувається повільніше, а швидкість руху фронту залежить від пористості і проникності блока з міжзерною пористістю. При врахуванні часу формування зони проникнення для проведення другого виміру є можливість отримати зміну питомого опору у зоні проникнення.

У роботі Іванова Т. В. [76] вказується, що процеси, які відбуваються у

зоні проникнення, у разі 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 опору екранованим зондом БК-3 в Білорусі [13] вказує на можливість проведення вимірів, для різних типів карбонатних порід, за наступною технологією: перший вимір проводиться за одну – дві доби після розкриття пласта, другий вимір – не більше 5 діб залежно від типу колектора. Третій вимір проводять з більшим проміжком після розкриття пласта (більше 7 – 10 діб) і є визначальним тому, що у цей проміжок часу відбуваються основні зміни у зоні проникнення фільтрату, які зумовлюють зміну позірного опору.

У загальному метод часових вимірів є достатньо ефективним для виділення колекторів карбонатного типу. Використання тільки зміни електричного опору не є достатнім критерієм розподілу колекторів за типом. Для достовірності використання цього методу необхідно використовувати додаткову інформацію зі швидкості формування зони проникнення фільтрату бурового розчину в часі та інтенсивності зміни електричного опору.

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

Ефективність методу залежить від мінералізації розчинів. Так, при високомінералізованих розчинах різниці у опорах ρ_n і ρ_{zn} залежить від типу відкладів, а при використанні прісного розчину спостерігається спотворюючий вплив проникнення прісного фільтрату розчину, у наслідок чого різниця нівелюється і може бути тільки за рахунок впливу залишкової нафти.

Достовірність проведення методу виділення колекторів за комплексом макроекранованими і мікроекранованими зондами залежить від основних чинників: дослідження необхідно проводити на високомінералізованих розчинах; виділення карбонатних колекторів у розрізах з міжзерново-кавернозним і міжзерново-тріщинним типом порового простору характеризується високою достовірністю; розформована 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. Розходження значень опорів вказує на інтервал колекторів.

Виходячи із того, що цей метод оснований 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 обумовлено різним часом формування зони проникнення залежно від структури порового простору.

Крім методів виділення колекторів карбонатного типу, які основані на дослідженні електричних параметрів пластів, значну увагу приділено методам комплексної інтерпретації геофізичної інформації. З цього приводу був розроблений метод нормалізації діаграм за пористістю [14, 81, 82]. 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. [81], Заляєва Н. З. [15], Калінко М. К. [70] 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 вказана задача розв'язується успішно типовими програмами [83], в основу яких закладено класифікацію за певною кількістю якісних ознак, що визначені з результатів геофізичних досліджень на свердловинах. 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 мікро-зондів. Характер насичення виділених зон оцінюється за електричним опором.

Використання програм літологічного розчленування для розчленування порід карбонатного розрізу ускладнюється, що призводить до виникнення неоднозначних рішень. Така ситуація підтверджується багатьма вченими.

Для зменшення неоднозначних рішень при обробленні геофізичної інформації збільшують кількість геофізичних методів та досліджують співвідношення кривих різних методів. Основним чинником виникнення неоднозначності рішення є неоднозначність розрізів, що вивчаються.

Розширення інформаційного простору використання геофізичних методів у карбонатному розрізі для оцінки типу колектора значно зменшить неоднозначність розв'язання задачі виділення колекторів.

Не зважаючи на значну кількість розроблених методик виділення колекторів у карбонатних породах, залишається задача з типізації порового простору за геометрією пор. У роботі проведено дослідження з визначення характеру пор порід-колекторів карбонатного складу.

3.2 Характеристика розподілу геофізичних полів та виділення нафтогазоносних порід-колекторів карбонатного складу на прикладі юрських відкладів Лопушнянського родовища

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. Під час досліджень використовувались природні поля та реакції фізичного поля на параметри, що описують геологічний об'єкт. Найбільш розповсюдженою системою аналізу вимірних випадкових геолого-геофізичних характеристик є стохастичний аналіз емпіричних досліджень. Випадкова величина, отримана у результаті вимірів, однозначно характеризує властивості об'єкта, 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 між собою дозволяє виділяти окремі

елементи цього простору з конкретними властивостями. Єдність параметричного опису і структурно-методична однорідність вивчення геологічної моделі утворює цілісність системи, що дозволяє 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:

$$S_r = \{A_1(X_1, X_2, \dots, X_n), A_2(X_1, X_2, \dots, X_n), \dots, A_m(X_1, X_2, \dots, X_n)\}, \quad (3.2)$$

- 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_j .

Параметричний опис множинності проводиться випадковими величинами, для аналізу яких використаємо імовірнісні методи досліджень з допомогою статистичних моделей, в більшості з двомірною функцією розподілу випадкових величин X і Y . Між двома випадковими величинами досліджується стохастичний зв'язок, тобто коли заданій 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 будуть існувати дві регресійні залежності: $y = f(x)$ і $x = f(y)$. Залежності використовуються як лінійні, так і нелінійні.

При дослідженні залежностей параметрів, що характеризують об'єкт, приймалась до уваги щільність точок спостереження, яка залежить від багатьох чинників (об'єму відбору керна, кількості проведених лабораторних

досліджень, кількості проведених геофізичних методів, розташування свердловин та інші), що в свою чергу збільшить 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, що 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 типу 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 ємності катіонного обміну. Для виміру 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 електропровідності водонасиченої

породи-колектора та метод дослідження нейтронної характеристики порід.

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

$$\frac{1}{I_{ny}} = \frac{K_n}{I_{ny}^6} + \frac{1-K_n}{I_{ny}^{ck}} + \frac{K_{zn}}{I_{ny}^{zn}}, \quad (3.3)$$

де I_{ny}^6 , I_{ny}^{ck} , I_{ny}^{zn} , I_{ny} – інтенсивність вторинної гамма-активності у воді, скелеті породи, глинистої фракції, виміряної навпроти досліджуваного пласта;

K_n – коефіцієнта пористості;

K_{zn} – коефіцієнт об'ємної глинистості.

За результатами геофізичних досліджень свердловини № 3 Лопушнянського родовища проведено дослідження розподілу фізичних полів. На рис. 3.1 представлено комплекс геофізичних методів у межах продуктивного комплексу юрських відкладів. 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 відмічається низька радіоактивність. Поле вторинних гамма-квантів характеризується значною диференціацією і при низьких значеннях радіоактивності покази НГК достатньо високі. Акустичне поле характеризується низькими значеннями інтервального часу розповсюдження пружних хвиль. За даними електрометрії продуктивні відклади характеризуються низькими значеннями електричного опору у продуктивних пластах.

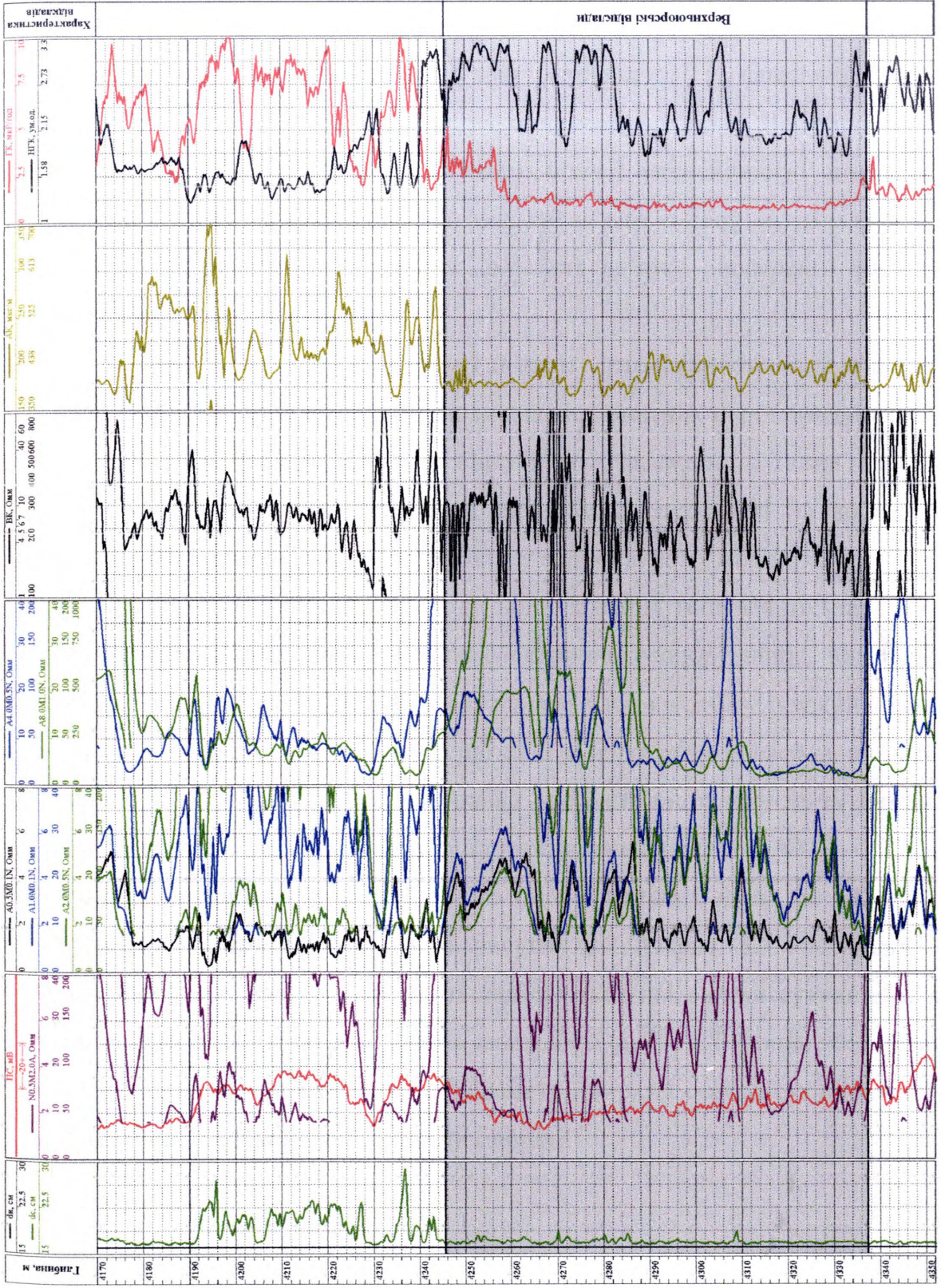


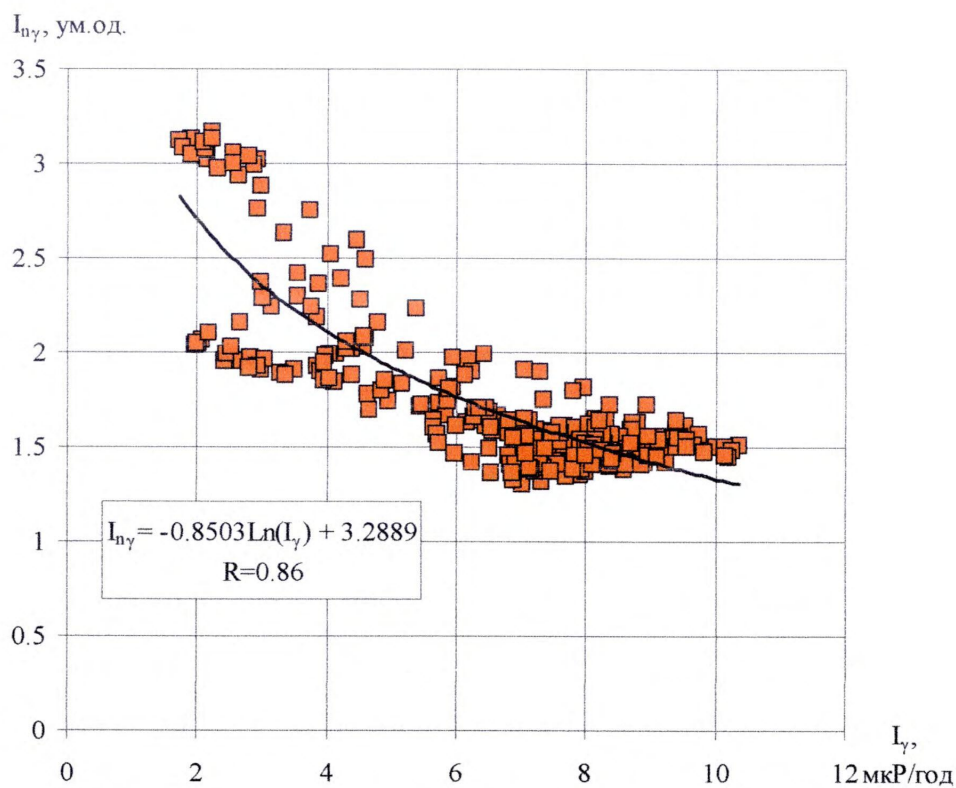
Рисунок 3.1 – Комплекс методів ГДС по св.3-Лопушна

Для юрських відкладів карбонатного типу необхідно дослідити критерії розподілу, а насамперед, визначитися з можливостями удосконалення технології виділення карбонатних порід у загальному розрізі за даними геофізичних методів.

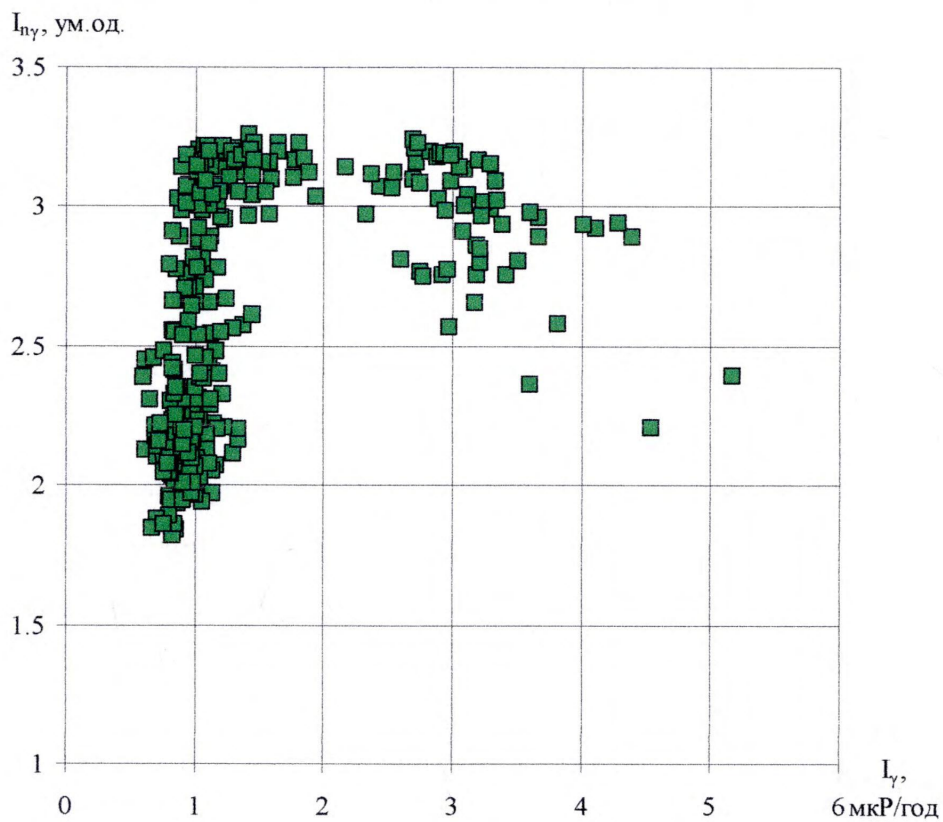
Проведемо дослідження зв'язку природної і наведеної гамма-активності порід теригенного та карбонатного складу. На рис. 3.2 (а) представлено зв'язок інтенсивності гамма-поля з інтенсивністю вторинного гамма-поля. Спостерігається логарифмічний зв'язок із коефіцієнтом кореляції $R = 0,86$, тобто достатньо висока щільність зв'язку дисперсної фракції з водневмістом породи.

На рис. 3.2 (б) наведено зв'язок інтенсивності гамма-поля з інтенсивністю вторинного гамма-поля для карбонатних порід продуктивного комплексу, яка характеризується відсутністю залежності. Такий характер зв'язку можна пояснити незначним впливом дисперсності на водневміст породи і наявності вторинної пористості у карбонатному моноліті.

Враховуючи однакову природу відображення геологічних параметрів на фізичні поля, 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 (інтервал 4212 – 4228 м); верхня пачка продуктивного горизонту юрських відкладів (інтервал 4244,8 – 4256 м) та нижня пачка (інтервал 4312 – 4320 м). Співставлення питомого електричного опору гірських порід по БК ρ_n^{BK} із інтервальним часом ΔT подано на рисунку 3.3. Із рис. 3.3 (а) видно, що зв'язок відсутній, але на крос-плоті виділяються дві окремі сукупності, які характеризуються загальним видом залежності ρ_n^{BK} і ΔT і описують різний тип порід. З ознаками геофізичних параметрів верхня сукупність відноситься до пісковиків, а нижня – до глинистих порід.



а)



б)

Рисунок 3.2 – Залежність показів нейтронного гамма-каротажу $I_{n\gamma}$ від показів гамма-каротажу I_{γ} : а) теригенні відклади, б) карбонатні відклади

На рис. 3.3 (б, в), 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 обумовлює низькі значення природної гамма-активності, і тому низьке значення електричного опору можна пояснити наявністю вторинної мікротріщинуватості детритових зерен та карбонатного скелета.

Співставляючи три об'єкти на одному крос-плоті (рис. 3.4) та вибираючи шкалу ординат у логарифмічному масштабі, видно, що ділянки у загальному просторі є окремими об'єктами. Різні об'єкти можна характеризувати як множинності з власними параметрами зв'язків фізико-геологічних параметрів. Це, у свою чергу, вказує на можливість виділення карбонатних порід з різною структурою порового простору.

Досліджено зв'язок інтенсивності вторинного гамма-поля з інтервальним часом пробігу пружних хвиль за результатами геофізичних вимірів в свердловині № 3. Вибрали три інтервали того ж положення для теригенних порід та карбонатних порід. Результати встановлення зв'язків наведено на крос-плоті (рис. 3.5). На рис. 3.5 спостерігається подібний характер зв'язку, а співставлення на одному крос-плоті вказує на розмежування цих об'єктів за характеристичними параметрами (рис. 3.6).

Провівши аналіз зв'язків геофізичних параметрів, які вимірюються у свердловині і характеризують електричний опір, швидкість пружних хвиль, природну і наведену гамма-активності, встановлено що є можливість виділення порід карбонатного складу та різної структури порового простору.

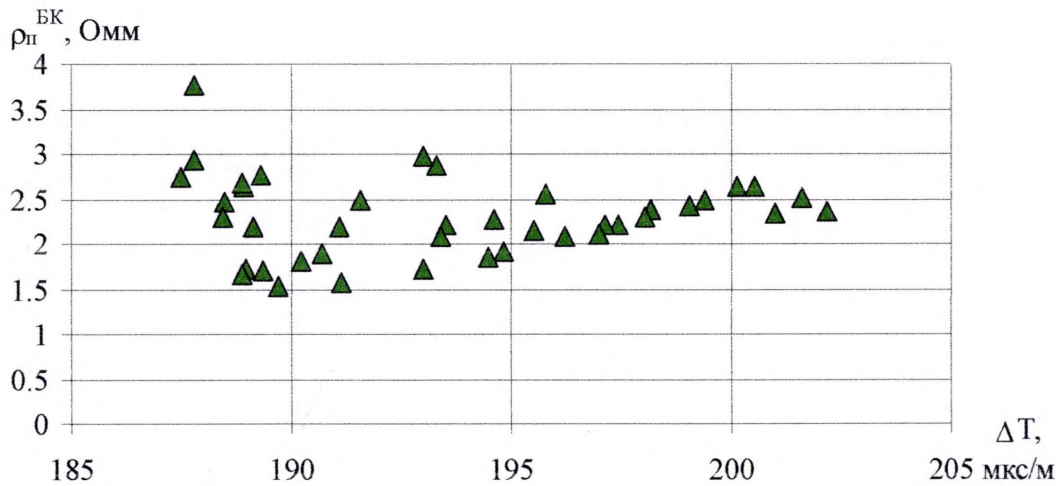
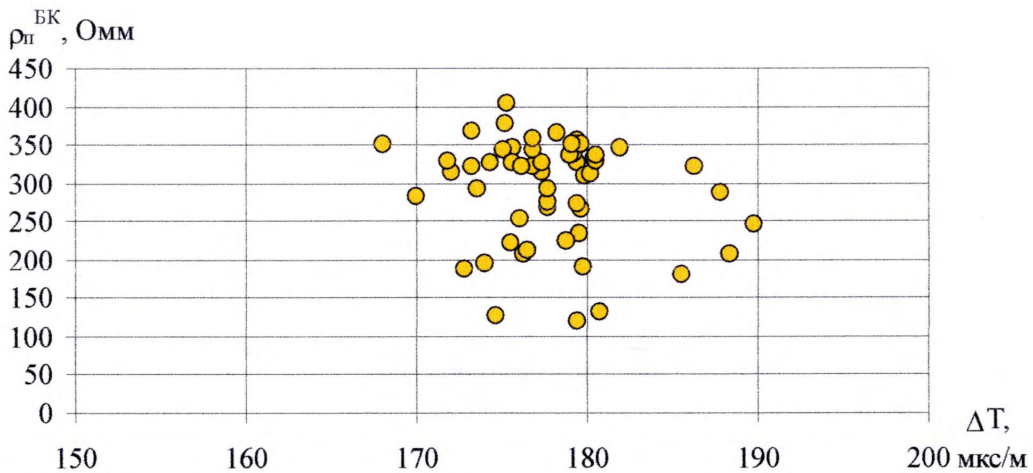
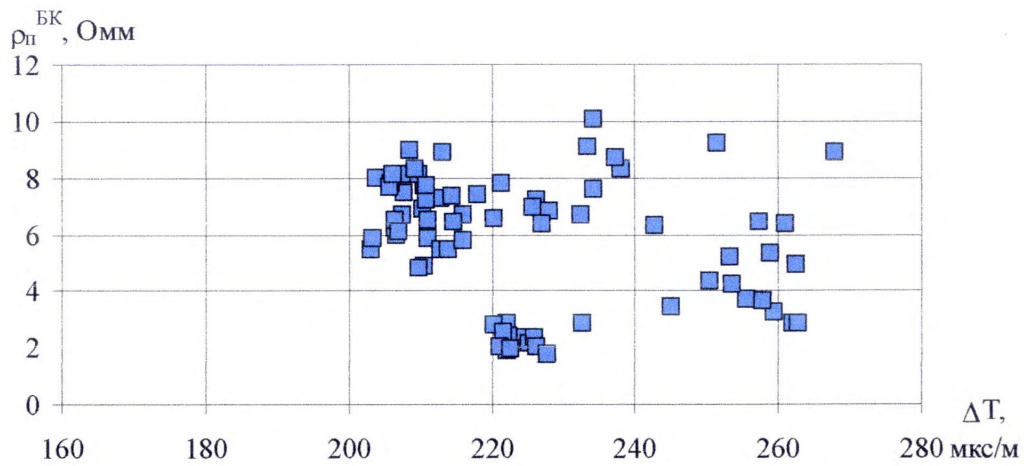


Рисунок 3.3 – Співставлення питомого електричного опору породи по БК ρ_n^{BK} з інтервальним часом ΔT : а) теригенні відклади (інтервал 4215 – 4228 м); б) карбонатні відклади, верхня продуктивна пачка (інтервал 4244,8 – 4256 м); в) карбонатні відклади, нижня продуктивна пачка (інтервал 4312 – 4320 м)

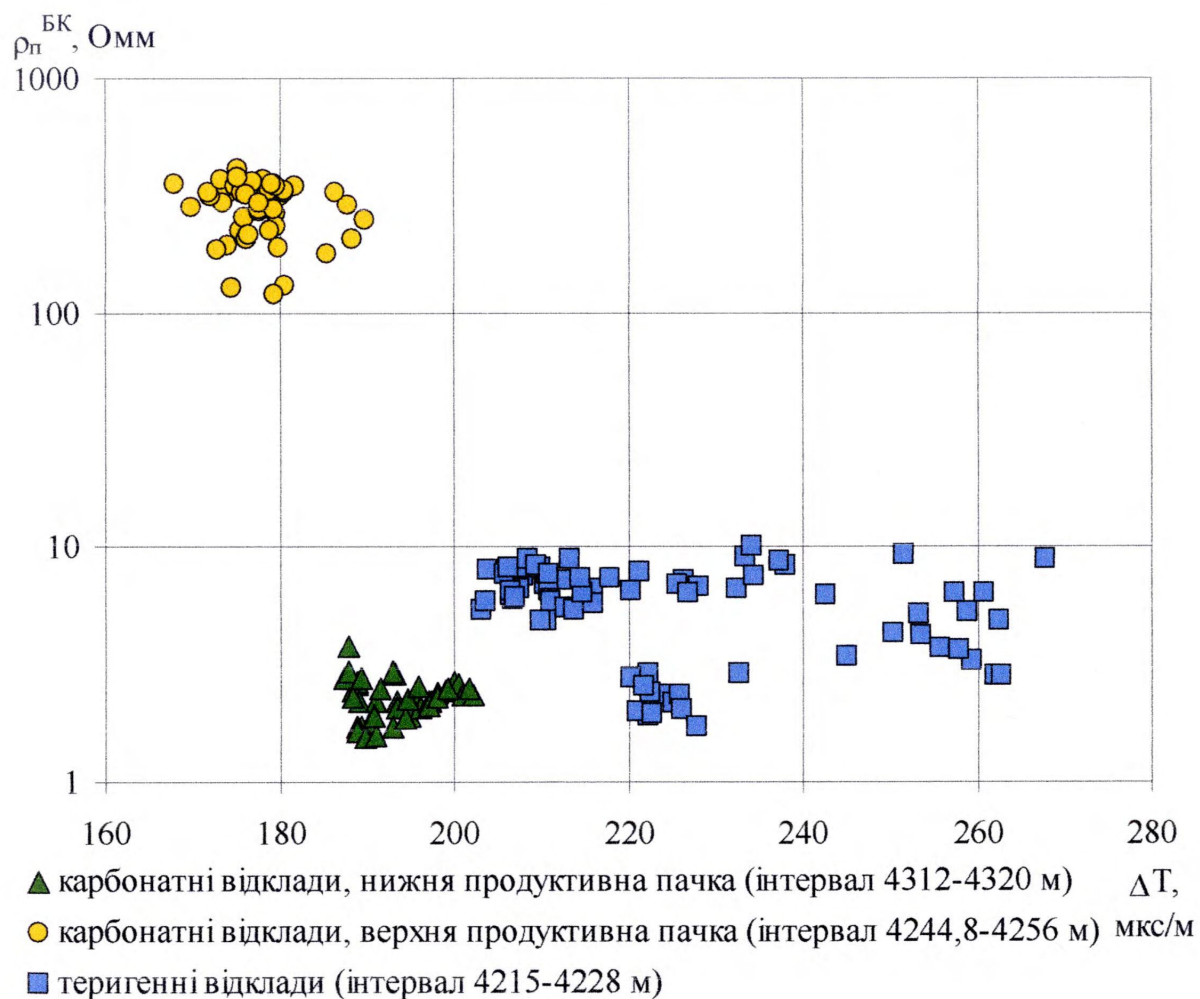
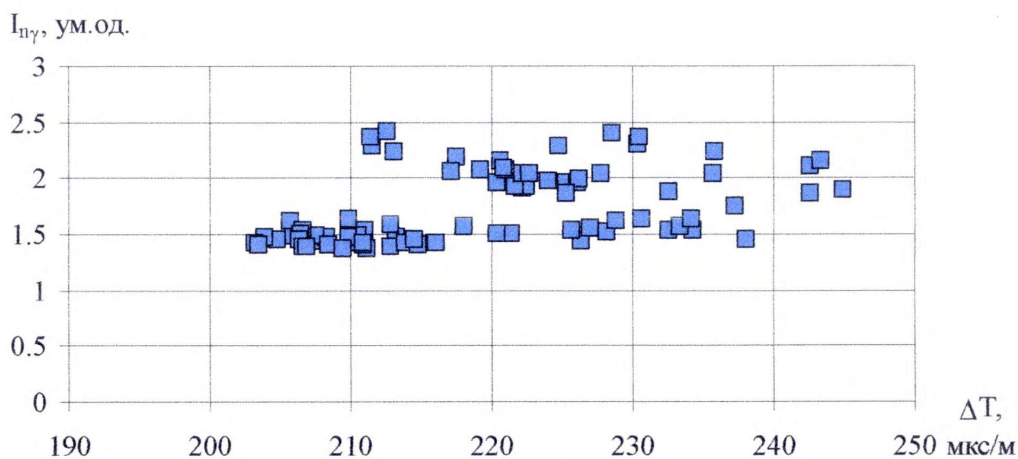
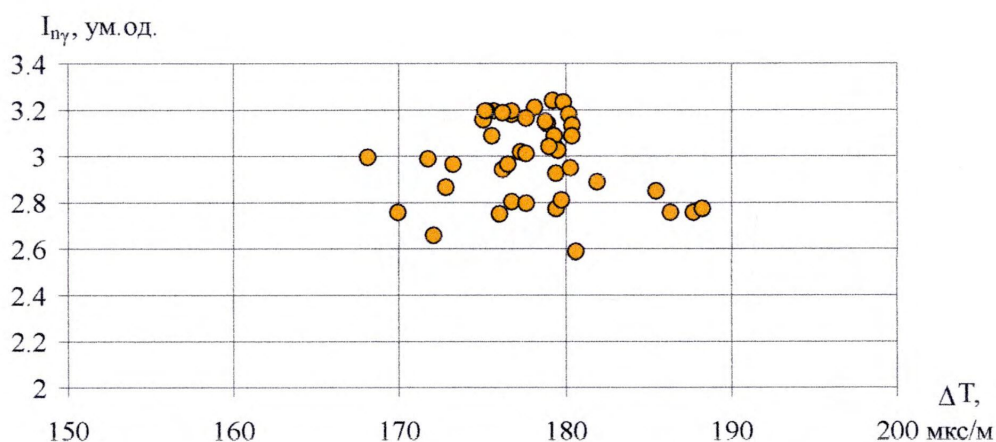


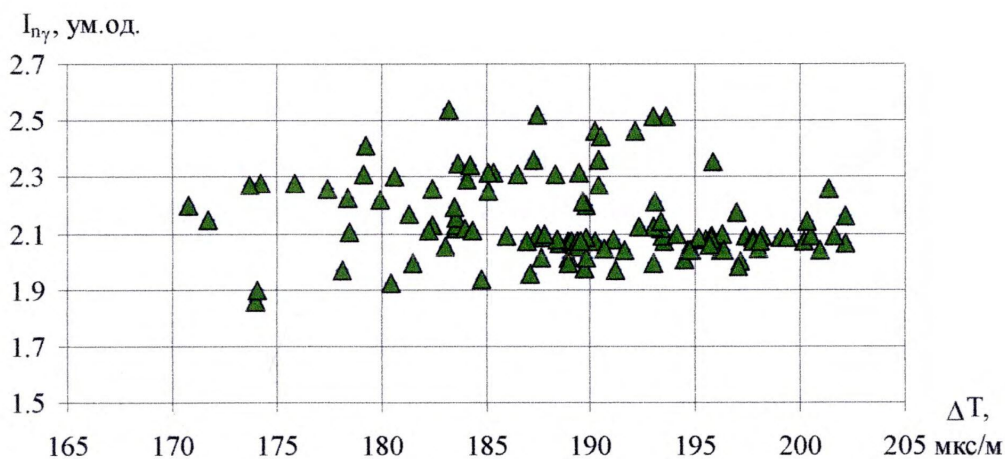
Рисунок 3.4 – Співставлення питомого електричного опору породи по БК ρ_n^{BK} з інтервальним часом ΔT



а)



б)



в)

Рисунок 3.5 – Співставлення показів нейтронного гамма-каротажу $I_{n\gamma}$ із інтервальним часом ΔT : а) теригенні відклади (інтервал 4212 – 4232 м); б) карбонатні відклади, верхня продуктивна пачка (інтервал 4246 – 4256 м); в) карбонатні відклади, нижня продуктивна пачка (інтервал 4308 – 4332 м)

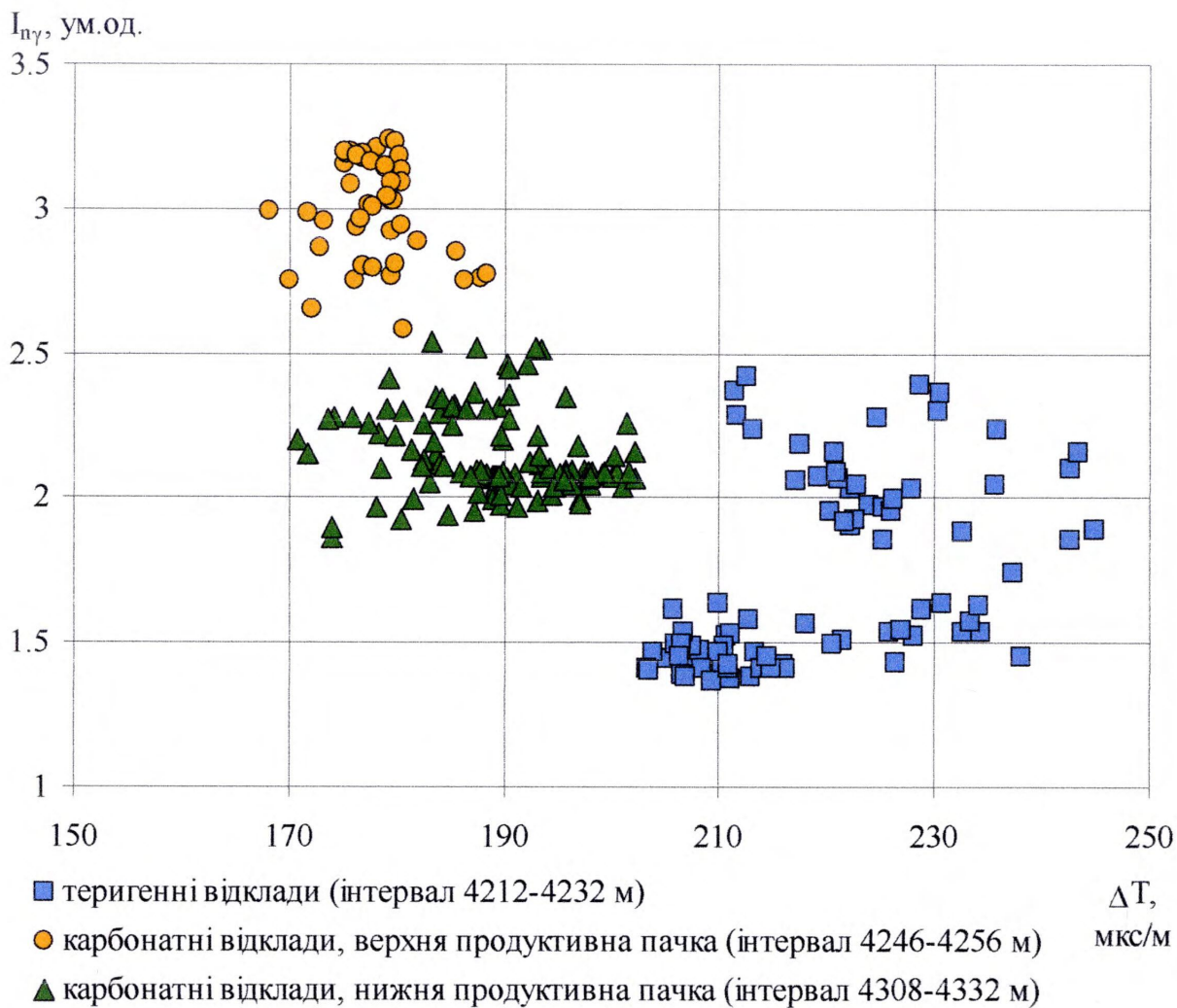


Рисунок 3.6 – Співставлення показів нейтронного гамма-каротажу $I_{n\gamma}$ із інтервальним часом ΔT

Стосовно виділення колекторів теригенного типу не складної будови, це – не складна задача та проводиться за загальним комплексом геофізичних методів. Породи не складної будови вважаються такими, що відповідають загальним теоретично встановленим залежностям геологічних і геофізичних параметрів опису геологічного простору. Теоретично встановлені залежності визначались шляхом розв'язання прямих і обернених задач на основі використання геологічної інформації, підтвердженої випробуванням [6, 66, 85].

Виділення колекторів у відкладах складної будови, які представлені карбонатним складом, представляє певні труднощі, які обумовлені не стандартною характеристикою зв'язків петрофізичних параметрів, що пояснюється присутністю вторинної тріщинної і кавернозної пористості, полімінерального складу глинистої фракції та іншим.

Для характеристики геологічного об'єкта з метою підвищення однозначності розв'язання задачі виділення і розчленування порід карбонатного складу необхідно зменшити розмірності простору вимірних геофізичних параметрів шляхом групування останніх. Карбонатні породи різною мірою характеризуються вмістом глинистості, яка певним шляхом впливає на утворення вторинних гамма-квантів. Присутність різного заповнювача пор у колекторі карбонатних порід щільно зв'язана з будовою порового простору та дисперсної частини скелета. Співвідношення дисперсності та вологовмісту у породі обумовлено типом породи. Дисперсність та будова порового простору обумовлені характеристикою басейна накопичення осадових та постседиментаційних процесів, що потребує індивідуальних досліджень для кожної геологічної ситуації.

Для характеристики набутих властивостей карбонатної породи нами пропонується новий відносний параметр Ψ , який характеризує частку дисперсної фракції до загального водневмісту породи [84]:

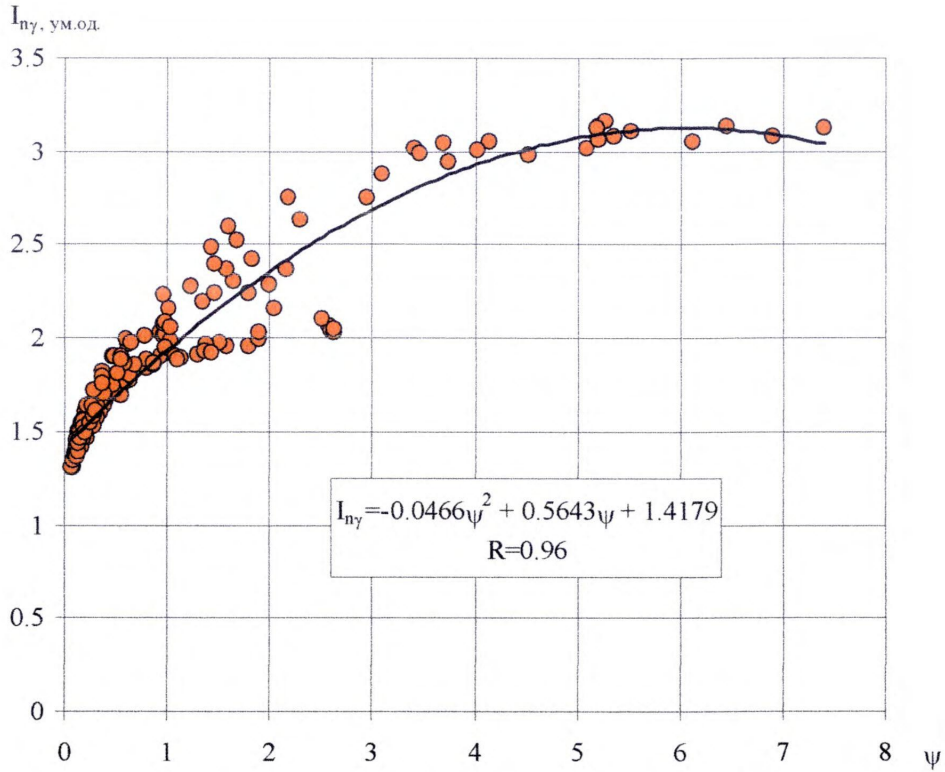
$$\Psi = \frac{\Delta I_{nr}}{\Delta I_{\gamma}}, \quad (3.4)$$

де $\Delta I_{n\gamma}$ – подвійний різницевий параметр нейтронного гамма-каротажу досліджуваного пласта;

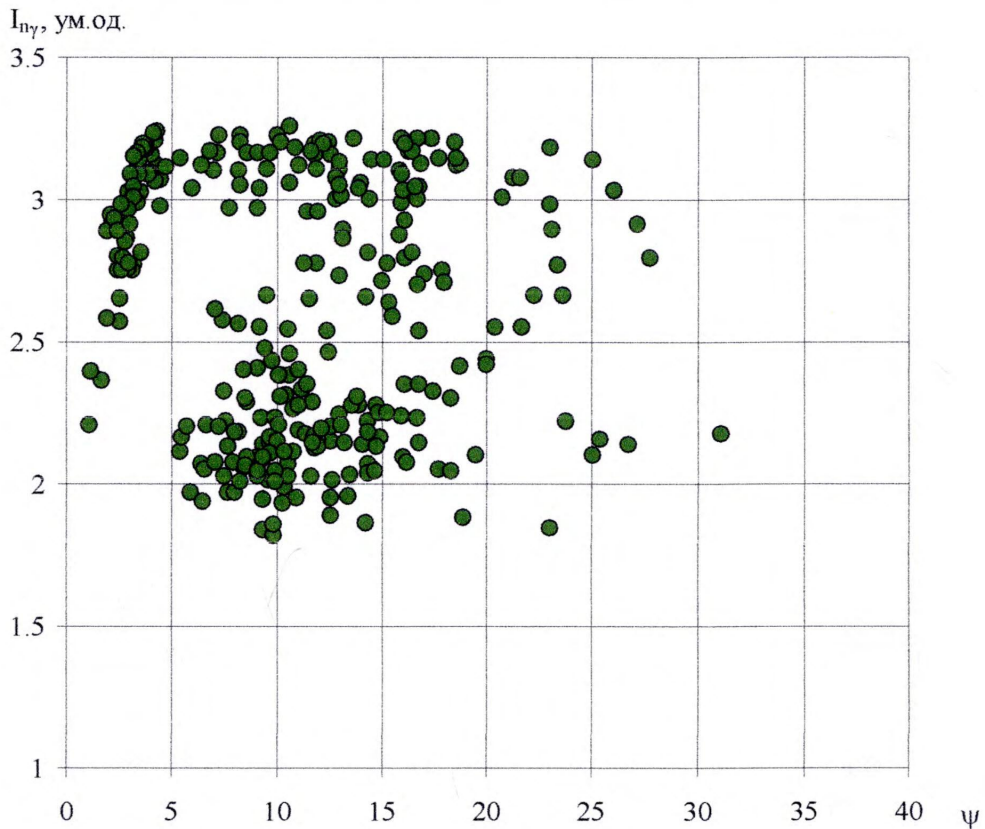
ΔI_{γ} – подвійний різницевий параметр природної гамма-активності досліджуваного пласта.

Дослідимо зв'язок значень вторинного гамма-поля з розподілом величини відносного параметра Ψ . Використавши результати геофізичних вимірів на свердловині 3-Лопушна, провели розрахунки відносного параметра Ψ . Дослідивши зв'язок інтенсивності вторинного гамма-випромінення з величинами відносного параметра Ψ , зроблено висновки. Результати аналізу зв'язку наведено на рис. 3.7. Для порід теригенного складу зв'язок характеризується квадратичним поліномом з високим коефіцієнтом кореляції $R = 0.96$ (рис. 3.7 а). Такій характер зв'язку вказує на вплив водневмісту дисперсної фракції породи у загальному об'ємі порового простору. Для порід карбонатного типу також досліджено вплив дисперсної фракції на водневий вміст пор. Побудовану залежність наведено на рис. 3.7 (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-випромінення, що, імовірно, пов'язано з впливом структури пор та будови колектора. Виділяються ділянки з високим ступенем зв'язку та з хаотичним розташуванням. Ділянки з хаотичним розподілом точок вказують на домінуючий вплив типу і геометрії пор на загальну пористість породи.

Проведені дослідження зв'язку інтенсивності вторинного гамма-поля з відносним параметром Ψ теригенного і карбонатного складу дозволили встановити новий підхід для аналізу впливу дисперсної глинистої фракції та будови колектора на загальний об'єм пустот колекторів. Породи карбонатного типу принципово відрізняються за характером зв'язку від порід теригенного складу. Відмічене групування точок залежності (рис. 3.7 б) для карбонатних порід вказує на різний характер утворення і дає можливість розподілу їх за структурними особливостями.



а)



б)

Рисунок 3.7 – Залежність показів нейтронного гамма-каротажу ΔI_{γ} від відносного параметра Ψ : а) теригенні відклади; б) карбонатні відклади

Отже, відносний параметр Ψ рекомендується нами використовувати як критерій виділення карбонатних відкладів у розрізі порід свердловин, що досліджуються.

Для Лопушняньського родовища вибрано інтервали порід різного літологічного типу та визначено геофізичні параметри (додаток Б, табл.Б.2). За наведеними результатами побудовано залежність інтенсивності природної гамма-активності з відносним параметром Ψ (рис.3.8). З рисунка 3.8 видно, що породи теригенного типу за параметром Ψ розмежовуються від карбонатних порід. Окрім того, породи карбонатного типу розділяються на заглинзовані вапняки, тріщинувато-кавернозні і ущільнені карбонатні породи. Таким чином, величина параметра Ψ є критерієм виділення карбонатних відкладів у розрізі досліджуваних літотипів.

На прикладі результатів геофізичних досліджень свердловини № 3 Лопушняньського родовища в інтервалі продуктивної юрської пачки проведено розрахунки і побудовано розподіл параметра Ψ з глибиною. Результати інтерпретації наведено на діаграмі (рис. 3.9). На діаграмі за величиною критерію чітко виділяється теригенна та карбонатна частини розрізу. Породи карбонатного складу розділяються за показами параметра Ψ на дві пачки, які за геологічною інформацією відрізняються за літологічними параметрами. Верхня пачка характеризується заглинзованими вапняками. У межах нижньої пачки за розподілом критерію виділення карбонатних відкладів спостерігається різке відхилення значень Ψ від загального фону, які мають невелику товщину і відносяться до щільних карбонатних порід. Більша частина нижньої пачки характеризується вапняками з тріщинною або кавернозною пористістю із значенням критерію Ψ від 5 до 12,5 одиниць [84]. З рис. 3.9 видно, що проведена границя по значенню критерію виділяє щільні карбонатні породи та породи з тріщинною або кавернозною пористістю.

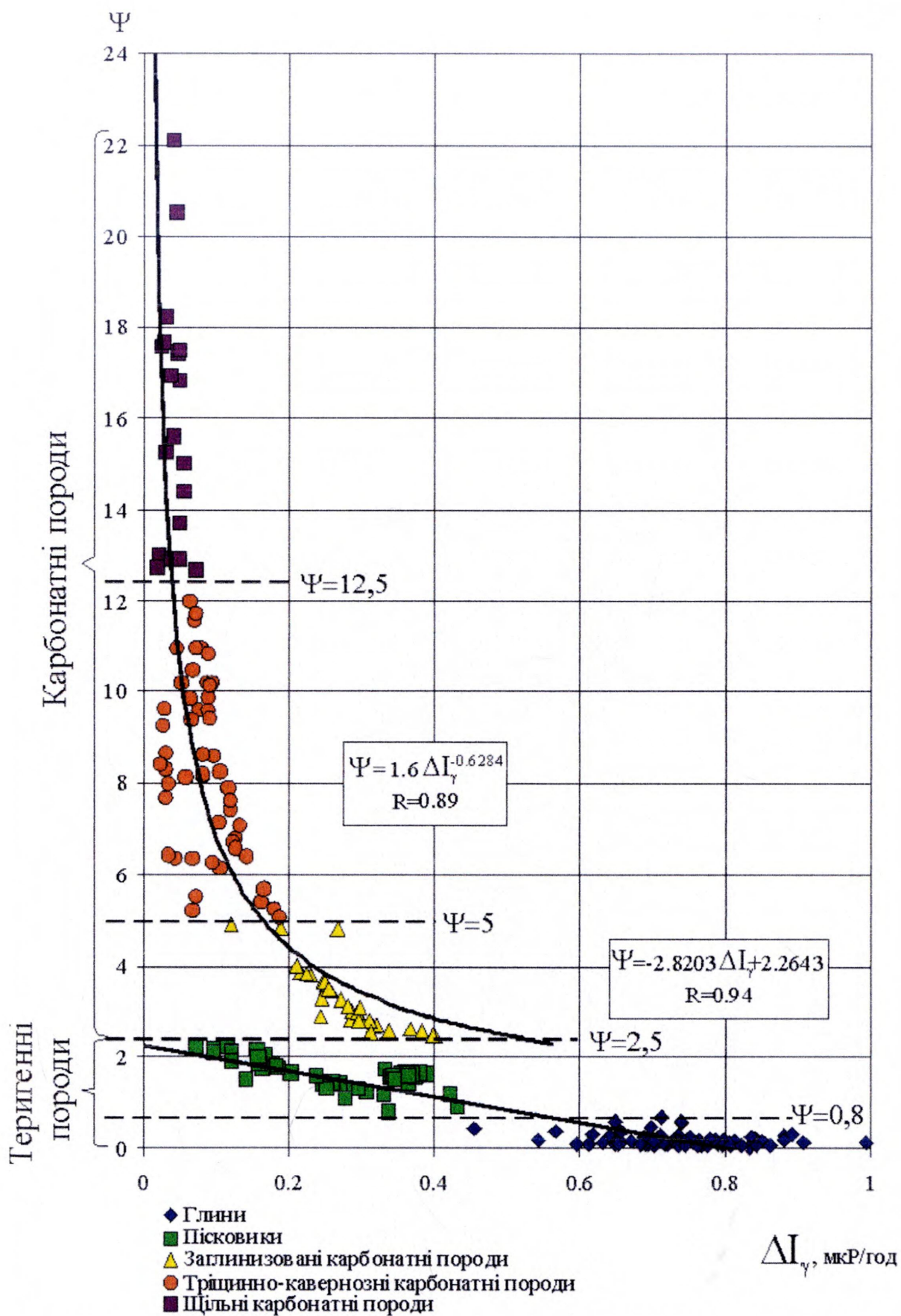


Рисунок 3.8 – Виділення порід карбонатного типу у геологічному розрізі Лопушнянського родовища за відносним критерієм Ψ

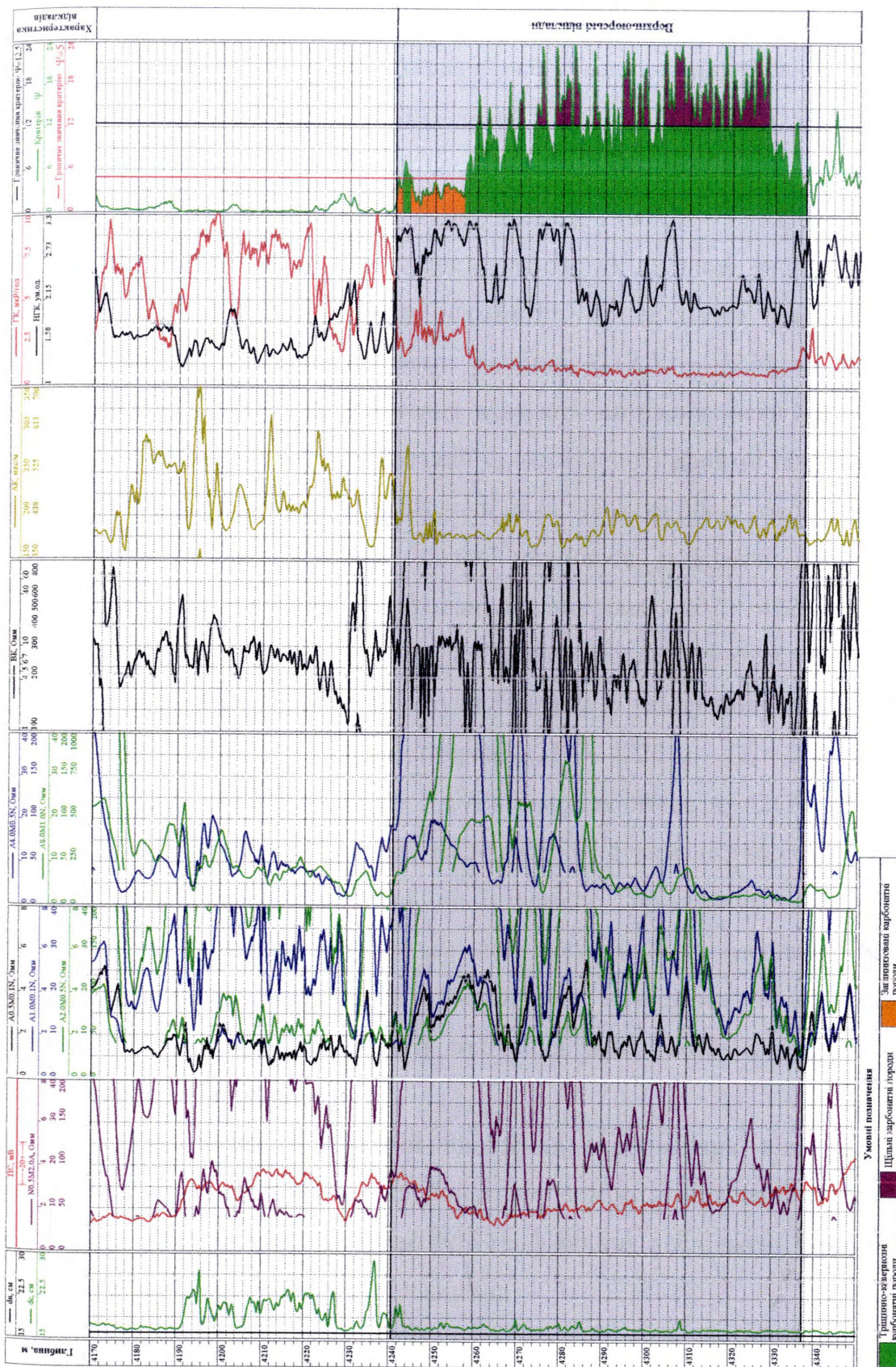


Рисунок 3.9 – Поділ порід на мікрогріщинуваті та міцноцементовані за результатами комплексу геофізичних досліджень св.3-Лопушна

Використовуючи результати розрахунку величини критерію Ψ для виділення порід карбонатного складу, нами проведено переінтерпретацію геофізичних матеріалів зі свердловини № 32 Лопушнянського родовища (рис. 3.10). За результатами попередньої інтерпретації було виділено два пласти в інтервалі глибин 4208 – 4214 м та 4226 – 4229 м. Дані пласти за результатами інтерпретації рекомендовано як нафтонасичені з коефіцієнтом насичення $K_n = 54\%$ (інтервал 4208 – 4214 м) та $K_n = 64\%$ (інтервал 4226 – 4229 м). Іншу частину пласта представлено як щільний вапняк. Проведені нами розрахунки відносного параметра Ψ вказують на пропущений продуктивний пласт в інтервалі глибин 4217,5 – 4220 м (рис. 3.10). Розрахунки коефіцієнта насичення вказують на насиченість його нафтою з $K_n = 72\%$. Результати інтерпретації співставлено з даними гідродинамічних досліджень свердловини. Незважаючи на результати початкової інтерпретації геофізичного матеріалу, для більшої надійності розкриття продуктивного горизонту було проведено перфорацію в інтервалі 4207 – 4229 м. В цей же інтервал перфорації входить і виділений нами новий нафтонасичений пласт.

В інтервалі перфорації були проведені випробування (інтервал 4207 – 4213 м – $Q_n = 2,5 \text{ м}^3/\text{д}$; інтервал 4217 – 4220 м – $Q_n = 25 \text{ м}^3$ за 10 год; інтервал 4220 – 4229 м – $Q_n = 12,7 \text{ м}^3/\text{д}$). В межах інтервалу 4217 – 4220 м, який нами був рекомендований за насиченістю, отримано високий дебіт. За результатами переінтерпретації ці інтервали співпадають. Цей пласт за величиною критерію відноситься до пористих продуктивних вапняків. Проведена переінтерпретація геофізичних матеріалів з використанням запропонованої нової технології виділення карбонатних порід підтвердила ефективність її використання.

Запропонований критерій виділення карбонатних відкладів Ψ дає можливість виділяти породи карбонатного складу у теригенному розрізі, що підвищує достовірність інтерпретації геофізичних досліджень у розрізах, що представлені карбонатними відкладами.

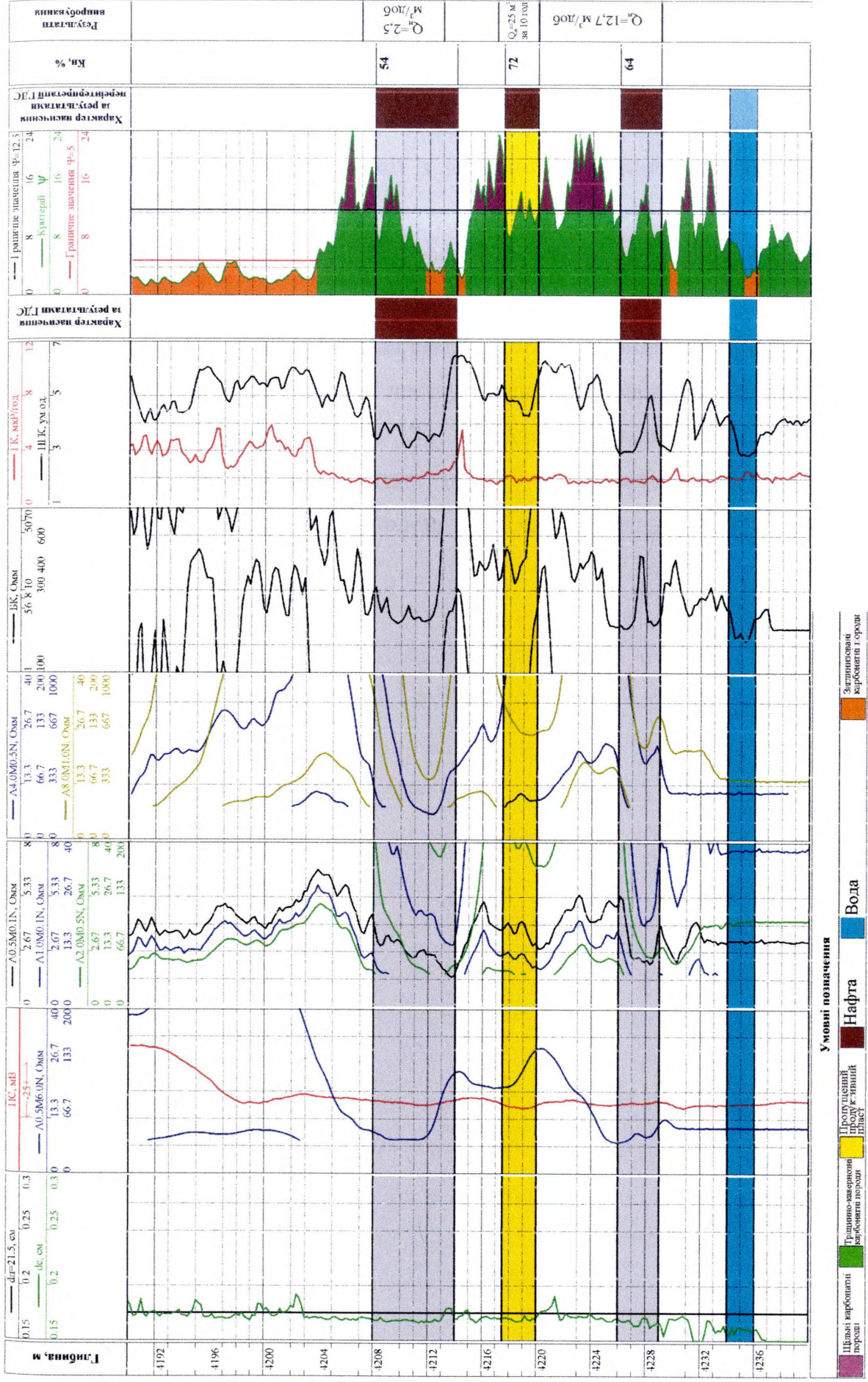


Рисунок 3.10 – Виділення пропущених нафтонасичених пластів-колекторів св.32-Лопушна за розробленим критерієм ψ

Висновки до розділу 3

1. Провівши аналіз зв'язків геологічних і геофізичних параметрів, які характеризують геологічний простір, встановлено, що загальний простір можна поділити на множинності з власними коефіцієнтами залежностей. Такі результати обумовлюють можливість використання геофізичних методів для удосконалення технології виділення порід-колекторів карбонатного типу з різною структурою пористості.

2. Рекомендовано використання критерію виділення карбонатних відкладів Ψ , який вказує на частку дисперсної фракції до загального водневмісту породи-колектора. За характером розподілу критерію Ψ проведено виділення карбонатних порід у загальному літофаціальному розрізі продуктивних порід-колекторів на прикладі Лопушнянського родовища.

РОЗДІЛ 4

ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛУ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ

Електропровідність порід-колекторів карбонатного складу, яка в загальному визначає характер насичення продуктивних товщ, залежить від багатьох чинників. Геологічні параметри, які характеризують колектор: об'єм порового простору, тип флюїду, що заповнює пори, геометрія внутрішнього простору, кількість дисперсного матеріалу та співвідношення радіусів пор, не завжди адекватно відображаються в електропровідності породи-колектора.

Головною задачею геофізичних досліджень свердловин є створення геологічної моделі родовища, яка відображається у фізичних параметрах, розподіл яких досліджується проведенням вимірів у свердловинах. Важливими параметрами геологічної моделі є розміри пластів-колекторів, характер насичення колектора та їх поровий простір. Звернемо увагу на фізичні поля, які визначають тип насичення породи та об'єм пор і їх розповсюдження.

Основними методами визначення характеру насичення пластів у свердловинах з відкритим стовбуром є електрометрія. Встановлення зв'язків електропровідності з характером флюїду для складнобудованих порід карбонатного типу представляє дуже складну задачу.

Іонна провідність, яка забезпечує величину електричного струму, залежить не тільки від об'єму пустот, але і від іонної активності поверхні пор та цементуючого матеріалу породи. Електропровідність цементу залежить від мінерального складу і для багатьох глинистих мінералів має різну дисперсність, що обумовлює суттєву диференціацію ємності катіонного обміну. Так, наприклад, величина ємності катіонного обміну для каолініту складає 4,6 мг-екв/100 г, а для монтморилоніту 80 мг-екв/100 г. Подібна ситуація приводить до порушення зв'язку величини дисперсної фракції та її

електропровідності. Величина електропровідності порового простору буде залежати не тільки від об'єкту вільних пор, але і від цементуючого матеріалу. Крім того, на електропровідність карбонатних порід тріщинуватої і кавернозної пористості впливатимуть форма і розміри тріщин.

Точність розрахунку коефіцієнта насичення пластів-колекторів тісно пов'язана з якістю моделей електричних властивостей порід-колекторів. Породи-колектори гранулярної будови та тріщино-кавернозної, які повністю насичені пластовою водою, характеризуються електропровідністю, яка залежить як від концентрації іонів у пластовій воді ρ_w , так і від розподілу іонів у поровому просторі та мінеральному скелеті матриці гірської породи. Необхідність дослідження електропровідності водонасиченої породи має дуже важливе значення не тільки для визначення коефіцієнта пористості водоносного пласта за даними методів електрометрії, але і для більш важливої задачі розрахунку коефіцієнта насиченості шляхом визначення відношення електропровідності нафтонасиченої та водонасиченої породи.

Питомий електричний опір більшості мінералів змінюється в широких межах – від 10^{-6} до 10^{15} Ом·м. Широкі межі зміни питомого електричного опору монокристалів і полікристалічних різновидностей пояснюються їх неоднорідністю, наявністю в них домішок. Наявність домішок може змінити будову кристалічної решітки мінералів, утворюючи в полікристалі мережу шляхів різної електропровідності. Для глинистих порід і порід складної будови електропровідність залежить від співвідношення компонентів породи з різними електричними властивостями. Заміщення водонасичення пор вуглеводами змінює електропровідність породи, яка є основним параметром для визначення коефіцієнта нафтогазонасичення.

Для вивчення зв'язків параметрів, які характеризують породу, з її електропровідністю проведемо аналіз існуючих моделей електропровідності, які зв'язують електричні і геологічні властивості колекторів.

4.1 Аналіз існуючих моделей електропровідності порід-колекторів за даними методів електричного каротажу

Питанню визначення початкового коефіцієнта насичення за інформацією електропровідності порід-колекторів, насичених нафтою або газом, приділено багато уваги вченими В.Н. Дахновим, Б.Ю. Вендельштейном, В.М. Добриніним, М.Г. Латишевою, М.М. Елланським та ін. Цими вченими запропоновано ряд методик, які дають змогу успішно вирішувати згадану вище задачу.

Результати вивчення геолого-фізичних параметрів гірських порід дають можливість створювати моделі пластів-колекторів для визначення їх колекторських властивостей за геофізичною інформацією. У своїй основі це багатопараметрична і дуже складна задача, для розв'язання якої використовуються різні статистичні та аналітичні методи. Окрім цього, вирішення багатопараметричних задач значною мірою ускладнюють характеристики системи спостереження фізичного поля у свердловині, а також методичні аспекти проведення вимірювань.

Задача удосконалення системи інтерпретації геофізичної інформації у процесі дослідження геологічних характеристик порід-колекторів продуктивних покладів зі складною будовою тісно пов'язане з необхідністю створення моделей досліджуваного середовища. Характеристика геологічного середовища проводиться на основі моделей – аналогів або моделей, побудованих за даними експериментальних досліджень, які визначають взаємозв'язки між параметрами фізичної і геологічної природи. Такі моделі і є основою проведення інтерпретації геофізичної інформації для одержання розв'язку геологічної задачі.

Проблема розв'язання цієї задачі пов'язана з можливою невизначеністю зв'язку геологічних і фізичних параметрів. Геологічні характеристики не завжди відображаються у фізичному полі, параметри якого реєструють геофізичні вимірювальні прилади у свердловинах.

Особливо така ситуація характерна для складнопобудованих порід-колекторів.

Модель середовища дає змогу досліджувати взаємозв'язки геологічних і фізичних параметрів породи-колектора. Модель, з одного боку, адаптує наші пізнання у вигляді системи рівнянь у реальну характеристику об'єкта, а з іншого боку, представляє експериментальні дослідження у вигляді взаємозамкнутої системи об'єктивно існуючих законів, які характеризують геологічне середовище. Система рівнянь визначається параметричним описом геологічного об'єкта і допустимими межами розв'язання геологічної задачі.

Питанню створення моделей, що характеризують взаємозв'язки між фізичними і геологічними параметрами середовища, присвячено низку наукових і прикладних досліджень вчених Кобранової В.Н. [86], Дахнова А.В. [87], Елланського М.М. [25, 66,], Авчана Г.М. [88], Леонт'єва Е.І. [89], Дахнова В.Н. [7, 76], Вендельштейна Б.Ю., Резванова Р.А. [91] тощо. У практиці дослідження характеристик продуктивних порід-колекторів часто використовується термін “петрофізичне моделювання”. Петрофізичне моделювання полягає у дослідженні фізико-хімічних явищ, які відбуваються в гірських породах, та встановленні кількісних взаємозв'язків між їх петрофізичними параметрами [91]. Петрофізичні моделі багатьох авторів [10, 25, 87, 88, 91, 92, 93] представлялись як однофакторними, так і багатофакторними рівнями зв'язків між геологічними і фізичними параметрами порід-колекторів. Загальну схему проведення петрофізичного моделювання запропоновано Леонт'євим Е.І. [89]. На його думку, побудова петрофізичної моделі здійснюється на основі вибору законів фізики і хімії, які описують фізичні явища, і вибору математичного апарату, що дає змогу створити залежності або системи залежностей. Процес моделювання відбувається на сформованій базі експериментальних даних, які описують геологічну модель за фізичною і геологічною інформацією, і з використанням блоку визначення достовірності побудованої моделі.

Побудова петрофізичної моделі базується на теорії подібності, що дає змогу одержати критерії вибору найбільш інформативних параметрів, які визначають процеси у системі.

Для розв'язання багатьох задач інтерпретації геофізичних даних при визначенні підрахункових параметрів приділяється увага створенню моделей електропровідності гірських порід. Модель електропровідності гірських порід дає змогу за даними електричного каротажу визначати характер насичення порід-колекторів продуктивних відкладів. Однією з перших моделей електропровідності була модель, запропонована Арчі Г.Е. [94] і Дахновим В.Н. [90]. Ця модель пов'язує відносний питомий електричний опір порід-колекторів з коефіцієнтом пористості:

$$P_n = \frac{\sigma_g}{\sigma_n} = \frac{a}{K_n^m}, \quad (4.1)$$

де P_n – відносний опір (параметр пористості);

σ_n – питома електропровідність породи, См/м;

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

K_n – коефіцієнт пористості породи, ч.од.;

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

Враховуючі можливі умови, коли $\sigma_n \rightarrow \sigma_g$ при $K_n \rightarrow 1$ впливає, що може бути $a = 1$. Однак, при встановленні фактичної залежності $P_n = f(K_n)$ для конкретних відкладів у більшості випадків коефіцієнт a не є рівним 1 [7, 19].

Для нафтонасиченої породи модель Арчі-Дахнова записується наступним виразом:

$$\rho_n = P_{en} \cdot P_n = \frac{\sigma_g}{\sigma_n} = \frac{\sigma_g}{\sigma_{en}} \cdot \frac{\sigma_{en}}{\sigma_n} = \frac{a}{K_n^m} \cdot \frac{1}{K_g^n}, \quad (4.2)$$

де σ_{en} , P_{en} – питома електропровідність і відносний електричний опір водонасиченого пласта при його 100 %-му насиченні електролітом, що має питому електропровідність σ_0 , См/м;

P_n – параметр насичення (коефіцієнт зниження електропровідності пласта за рахунок його нафтонасичення);

σ_n – питома електропровідність нафтонасиченого пласта, См/м;

K_0 – водонасичення пласта, що вказує на частку порового простору, яка заповнена водою, ч.од.;

a , m і n – структурні коефіцієнти, які характеризують складну будову порового простору конкретного досліджуваного об'єкта.

Модель відповідає дійсності за умови, що питома електропровідність твердої фази рівна нулю ($\sigma_{ск} = 0$), а поровий простір заповнений розчином певного питомого електричного опору. У більшості інших моделей електропровідності, викладених у роботах [95, 96, 97, 98, 99, 100 тощо], формула Арчі розглядається як критерій достовірної вибраної моделі за умови $\sigma_{ск} \rightarrow 0$. Проведені розрахунки за формулою Арчі дають змогу враховувати ступінь цементації породи, її структуру, текстуру та геометрію порового простору. Це дозволяє використовувати її як базисну модель для двофазних середовищ, з якою здійснюється порівняння інших моделей електропровідностей.

Для двох електропровідних фаз у роботі [96] запропоновано модифіковану модель Арчі. Електропровідність твердої і рідкої фаз накладаються, що призводить до паралельного з'єднання електропровідних компонентів. Модель була протестована на штучних взірцях. Результати тестування практично співпадають із теоретичними розрахунками. Такого роду модель справедлива за умови, що скелет породи володіє значною електропровідністю за рахунок високих температур або наявності мінералів високої електропровідності (глина, графіт, сульфіди та ін.).

Встановлено, що формулу Арчі можна вважати обґрунтованою не тільки експериментально, але і теоретично на багатьох моделях ємнісно-

фільтраційних властивостей порід-колекторів з різною структурою порового простору. Електропровідність гірської породи зумовлена, в основному, питомою електропровідністю порової води та її об'ємом. Модель Арчі описує тільки породи, які складаються із кварцу і невеликої кількості глинистого цементного матеріалу. Порід із складною мінеральною будовою скелета та значною глинистістю не завжди можна описати цією моделлю. Дослідження вказують на невідповідність результатам експериментальних досліджень керн [91, 92, 101], що обумовлює необхідність уточнення моделі електропровідності гірських порід. Авторами робіт [85, 102, 103] запропонована і експериментально досліджена модель, у якій питома електропровідність породи подається адитивно двома компонентами – електропровідністю електроліту і поверхневою електропровідністю пелітової (глинистої) частини скелета, тобто подвійного електричного шару.

Вендельштейн Б. Ю. [85] запропонував модель електропровідності породи-колектора з глинистим цементом, в якій беруть участь два електропровідника – пластова вода і зв'язана вода (адсорбована вода на поверхні глинистих частинок – подвійний електричний шар), які займають різні частини об'єму порового каналу:

$$\frac{1}{\rho_{кан}} = \frac{Z_{ш}}{\rho_{ш}} + \frac{1-Z_{ш}}{\rho_{в}}, \quad (4.3)$$

де $\rho_{кан}$, $\rho_{в}$ і $\rho_{ш}$ – 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.

Вперше теоретично доведено для моделі (4.3), що наявність глинистого матеріалу призводить як до зменшення, так і до збільшення її питомого електричного опору. Якщо $\rho_{в} > \rho_{ш}$, то наявність в породі глинистого матеріалу призводить до зниження питомого електричного опору порового

каналу і породи в цілому. Якщо ж $\rho_{ш} > \rho_в$, заглинизованість призводить до збільшення питомого електричного опору породи. За умови, коли $\rho_n = \rho_{ш}$ наявність глинистого матеріалу не впливає на питомий електричний опір породи. Дослідженнями Вендельштейна Б.Ю. [104] теоретично встановлено, що при високій мінералізації пластової води питомий електричний опір породи зі збільшенням глинистості збільшується.

Проведеними стохастичними дослідженнями Елланським М.М. [66] була запропонована модель питомого електричного опору продуктивних глинистих порід із міжгранулярною пористістю:

$$\frac{\rho_n}{\rho_в} = \frac{1}{(K_n \cdot K_г)^m} \cdot \frac{1}{1 - \frac{K_{зл} \cdot \omega_{адс}}{K_n \cdot K_г} \left(1 - \frac{\rho_{ш}}{\rho_в}\right)}, \quad (4.4)$$

де ρ_n і $\rho_в$ – відповідно, питомий електричний опір породи і пластової води, Омм;

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

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

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

Крім того, доведено існування залежності, встановленої Вендельштейном Б.Ю. [85], і визначено величину електропровідності подвійного електричного шару, яка забезпечує рівновагу у електропровідності електроліту і подвійного електричного шару. Ця мінімальна величина становить $\rho_{ш} \approx 1/4,54$ См/м, тобто 0,22 Омм, і є характерною для щільного глинистого цементу. Виходить, що розширення фізичних уявлень про проходження електричного струму через породу дало змогу показати фізичну модель електропровідності на якісно вищому рівні.

Враховуючи, що прийнята базова ідея адитивності електропровідності

електроліту і подвійного електричного шару в поровому просторі породи-колектора, було розроблено велику кількість моделей електропровідності. Як вказує Афанасьєв В.С. [93], таких моделей було створено більше, ніж 30 варіантів. В основному, моделі електропровідності характеризують різну форму і властивості глинистої фракції породи.

Для прикладу розглянемо кілька типових моделей електропровідності.

Однією з основних моделей, запропонованою Вендельштейном Б.Ю. [105], є модель “двох вод”. Для цієї моделі у електропровідності породи бере участь залишкова вода, фізично зв’язана із глинистим матеріалом, і рухома вода. Залишковій воді, яка не зв’язана із глинами (тупікова, капілярна, рихло зв’язана), приписують фізичні властивості рухомої води. Електропровідність зв’язаної води не залежить від пористості глин і є постійною величиною, якщо мінералізація рухомої води більша за так звану “рівноважну” (при такій мінералізації опір подвійного електричного шару рівний опору пластової води). У такому випадку структурний коефіцієнт m у рівнянні $P_n = a \cdot K_n^{-m}$ не залежить від параметрів глини. Для врахування глинистості породи пропонується у рівнянні Арчі замінити електропровідність пластової води на електропровідність, яка еквівалентна електропровідності суміші пластової води і глинистого матеріалу. Така модель справедлива для піщано-глинистих порід із плівковим типом глинистого цементу, в яких електропровідність суміші визначається з умови, що пластова вода і глина з’єднані паралельно.

У запропонованій С.Г. Комаровим [106] моделі припускається, що питомий електричний опір розсіяних глин вважається сталою величиною, яка не залежить від електропровідності пластової води і пористості глинистої речовини. У цій моделі піщано-глинистий колектор представлений двома компонентами – чистим пісковиком і глиною. Глинистість колектора враховується через коефіцієнт об’ємної глинистості χ_{gl} . Вміст чистої компоненти представляється як різниця $1 - \chi_{gl}$. Залишкове водонасичення в чистому компоненті незначне, наближено дорівнює 0,1. А це вказує на те, що питома електропровідність чистої породи у загальній питомій

електропровідності нафтогазонасиченої породи на два порядки менша за значення електропровідності глинистого матеріалу. Модель С.Г. Комарова описує питому електропровідність породи-колектора із розсіяним типом глинистості. Однак, відповідно до моделі В.Н. Дахнова [90], модель С.Г. Комарова не відповідає ряду вимог. Отже, узагальнивши інформацію про структурну будову моделей електропровідності порід-колекторів, доцільно розраховувати питому електропровідність чистого пісковика за формулою Арчі, а глинистої породи-колектора – за рівнянням, яке враховує питому електропровідність чистої і глинистої фракції породи.

Н. Н. Дамаскіним [107] у моделі електропровідності розширюються чинники, які обумовлюють проходження електричного струму і описуються наступними особливостями:

- залишкова вода представлена фізично-зв'язаною із глинистим матеріалом водою та водою, яка знаходиться на поверхні скелета породи;

- пластова вода і глинистий матеріал, які проводять електричний струм, у порах з'єднані послідовно. Питома електропровідність першої враховується через опір глини, а іншій притаманна електропровідність рухомої води;

- електропровідність глинистого матеріалу в порах породи не залежить від пористості глини і є сталою величиною;

- у моделі враховується структурна глинистість, яка характерна для скелета складнобудованих порід-колекторів;

- модель електропровідності справедлива для порід із розсіяною глинистістю;

- загальна електропровідність сумішей флюїдів відбувається за рахунок послідовного з'єднання окремих флюїдів.

Особлива відмінність моделі Н.Н. Дамаскіна від моделі “двох вод” полягає у тому, що електропровідність пластової води і глинистого матеріалу з'єднані послідовно, а не паралельно [107]:

$$\rho_{cm} = \rho_g \frac{K_g - K_{г.з}}{K_g} + \rho_{ш} \frac{K_{г.з}}{K_g}. \quad (4.5)$$

З врахуванням формули (4.5) величина ρ_n із використанням рівняння Арчі (4.2) набуває вигляду:

$$\rho_n = \frac{a \cdot b}{K_n^m \cdot K_g^n} \left(\rho_g \frac{K_g - K_{г.з}}{K_g} + \rho_{ш} \frac{K_{г.з}}{K_g} \right) = \frac{P_n}{K_g^{n+1}} \{ \rho_g (K_g - K_{г.з}) + \rho_{ш} \cdot K_{г.з} \}, \quad (4.6)$$

де P_n – дійсний параметр пористості.

Слід відмітити, що для порід-пісковиків із складним та змішаним типом глинистості найбільш характерними є моделі електропровідності Максвелла, Є.А. Миколаївського, В.А. Єфімова та ін.

Модель, що розширює можливості врахування форм глинистих включень, запропонована Максвеллом [105]. Коефіцієнт n у залежності питомого електричного опору піщано-глинистої породи від пористості вказує на форму глинистих включень: у випадку, коли питомий електричний опір глинистих частинок і води з'єднані послідовно (при $n = 1$), а в іншому – паралельно (при $n \rightarrow \infty$). Основним недоліком даної моделі є те, що дуже важко в цьому випадку достовірно визначити коефіцієнт n .

Стохастичними дослідженнями Є. А. Миколаївский [105] запропонував модель електропровідності для піщано-глинистої породи, в якій питомий опір глин і пластової води з'єднані паралельно, а $\rho_{ш} = \rho_g$. На відміну від інших моделей електропровідності в запропонованій ним моделі питомий електричний опір нафтонасиченого пласта представлений:

$$\rho_n = a \cdot \rho_g \left[(\chi_{г.п} + K_n \cdot K_g) (K_{n.ск}^{m-1}) \right]^{-1}, \quad (4.7)$$

а не як:

$$\rho_n = \rho_g \cdot K_{n.ск}^{-m} \cdot K_g^{-n}. \quad (4.8)$$

У роботі [108] В.А. Єфімовим запропоновано новий підхід до створення моделі електропровідності, яка відрізняється від інших моделей наступним:

- фізично-зв'язаній залишковій воді і рухомій воді можуть присвоюватись різні значення електропровідності;
- може враховуватись структура глинистого матеріалу, залежно від якої глини диференціюються за об'ємом;
- передбачено, що в глинистому цементі може вміщуватись не тільки фізично зв'язана залишкова вода, але і рухома пластова вода, а в продуктивних пластах і залишкова нафта;
- приймається, що опір глинистих частинок залежить від мінералізації пластової води і структури пор, а скелет породи може бути провідником електричного струму.

Запропонована модель В. А. Єфімова може розповсюджуватись на всі описані вище структурні типи піщано-глинистих порід. В основу цієї моделі покладений розв'язок рівняння електропровідності дисперсної системи, яка складається з двох середовищ, що відповідають наступним вимогам:

- електричний струм переважно проводить середовище I;
- середовище II є менш електропровідним;
- середовища I і II одне відносно іншого орієнтовані по-різному, займають різні об'єми і мають різну електропровідність.

Тоді:

$$\frac{\sigma_n - \sigma_{II}}{\sigma_I - \sigma_{II}} \left(\frac{\sigma_I}{\sigma_n} \right)^{1-\frac{1}{m}} = \frac{V_I}{V}, \quad (4.9)$$

де σ_I – питома електропровідність середовища I, мСм/м;

σ_{II} – питома електропровідність менш провідного середовища II, мСм/м;

σ_n – загальна електропровідність системи (породи), мСм/м;

V_1 – об'єм середовища, що проводить електричний струм, м³;

V – об'єм всієї системи (породи), м³;

m – структурний коефіцієнт, який відображає структуру порового простору досліджуваних відкладів.

У рівнянні (4.9) у лівій частині відображені питомі електропровідності різних середовищ (електропровідність зв'язаної води, залишкової, рухомої пластової води, глинистої фракції, скелета породи), апріорно відомих або розрахованих частинок дисперсної системи. Права частина рівняння виражає об'ємний вміст різних середовищ або систем.

Запропонована модель В.А. Єфімова дозволяє моделювати різні структури піщано-глинистих порід, враховувати різну електропровідність пластових флюїдів, у тому числі моделювати і залишкову воду.

Слід відмітити, що на цьому етапі побудова моделей електропровідності перейшла у форму математичного моделювання. Здійснюється пошук параметрів залежності електропровідності від різних геологічних чинників, до яких відносяться розсіяна та прошаркова глинистість, вторинна пелітизація, форма порового каналу, мінеральний склад глинистого матеріалу, тип цементу тощо.

Запропонована модель електропровідності Арчі до теперішнього часу є предметом дослідження. Автором роботи [109] наводиться детальний математичний аналіз формули Арчі і вказано, що для мономіктових чистих (не глинистих) порід формула є теоретично обґрунтованою. При дослідженні порід складної будови необхідно враховувати вплив структури і геометрії пор, тому потрібно здійснювати індивідуальний підхід до опису електричної моделі формулою Арчі для конкретних порід-колекторів. Основним фактором, що зумовлює невідповідність формули Арчі складнопобудованих порід-колекторів, є показник степеня n . Він залежить від розподілу форм еліпсоїдів і мінімальний для сферичних зерен ($n = 1,5$). До факторів, які впливають на достовірність формули Арчі, також слід віднести наявність у породі мікропор, каверн, глинистих мінералів (монтморилоніт, каолініт),

мінералів, до складу яких входить залізо, мультимодальний розподіл розміру пор, змішаний тип змочування тощо.

За результатами досліджень Александрова Б.Л., Афанасьєва В.С. [110] було встановлено, що величина електропровідності подвійного електричного шару не є константою і характеризує тільки конкретні умови і тип колектора. Саме це наштовхнуло на думку про необхідність розроблення моделі, яка врахує фізику процесу проходження електричного струму у поровому просторі породи-колектора, насиченого розчином. Крім того, необхідно враховувати іонну провідність, яка забезпечує проходження електричного струму.

Афанасьєв В.С. у своїй роботі [93] пропонує принципово новий підхід до побудови фізичної моделі електропровідності. Питому електропровідність гірських порід, які є гетерогенними середовищами, зображати інтегральною електропровідністю електроліту, що заповнює поровий простір породи, складений усіма частинками скелета, яким властива наявність електричного заряду. Поверхневий інтегральний електричний потенціал визначається через ємність катіонного обміну.

Для визначення питомої густини поверхневого заряду використовують величину ємності катіонного обміну Q (мг-екв/100 г) одного граму речовини (мінералу). Якщо порода складається із частинок з різним Q , то її інтегральну ємність катіонного обміну можна визначити за формулою:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i K_i, \quad (4.10)$$

де Q_i , K_i – ємність катіонного обміну і об'ємна частка i -тих частинок у скелеті породи. Внутрішнє електричне поле є домінуючим чинником у визначеності рухомості окремих іонів.

Доведено, що для гранулярних порід-колекторів закон Арчі-Дахнова дійсний для усього діапазону зміни K_n , q_n і C_s при фіксованому значенні

коефіцієнта m і значенні питомої електропровідності електроліту σ_e . Закон Арчі-Дахнова буде записуватися у наступній формі [93]:

$$\sigma_n = (K_n K_s (q_n))^m \sigma_e, \quad (4.11)$$

де q_n – приведена ємність катіонного обміну.

Розглянуті моделі електропровідності можна використовувати для вивчення закономірності формування електричних характеристик гідрофільної теригенної гранулярної породи для усіх літологічних особливостей від моделі чистого кварцевого пісковика до моделі пісковика з поліміктовим складом скелета і при зміні коефіцієнта насичення породи-колектора у широкому діапазоні.

Створення моделі електропровідності порід-колекторів у вигляді електропровідності електроліту і електрично-заряджених частинок скелета породи – це якісно новий підхід до побудови фізичних моделей електропровідності. Слід відмітити, що використання формули (4.11) у практичній роботі дуже проблематично, це пов'язано зі складністю визначення ємності катіонного обміну, яке визначається на взірцях керна, відібраного у процесі буріння. Крім того, один із головних параметрів, який визначає структуру порового простору m , для порід складнобудованих визначається тільки експериментально у локальних умовах як для пісковиків з поліміктовим складом скелета, так і для карбонатних порід. Для моделі електропровідності карбонатних порід необхідним є комплексний підхід.

Проведений аналіз моделей електропровідності черговий раз підтверджує той факт, що використання наведених вище моделей електропровідності для вивчення порід-колекторів конкретного родовища не завжди є ефективним. Існує багато чинників, які впливають на результати визначення дійсного питомого електричного опору пластів-колекторів, а в подальшому і на розрахунок коефіцієнта насичення. До цих основних чинників відносяться: особливості будови порового простору для порід

карбонатного складу, які характеризуються тріщинуватою і кавернозною пористістю, багатокomпонентний мінеральний склад скелета породи, неоднорідний тип цементу, характер речовини, що заповнює поровий простір колектора та її кількість, мінералізація пластових вод тощо. Така ситуація обумовлює необхідність побудови моделі електропровідності для карбонатного розрізу з врахуванням конкретних геологічних умов, які визначають тип пористості колектора [111].

Розглянемо відомі моделі електропровідності карбонатних порід для різновиду будов порового простору.

Модель електропровідності у загальному для карбонатних порід, які насичені водою, визначаються за відомими формулами [2]:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m}, \quad (4.12)$$

де P_n – відносний опір (параметр пористості);
 a – стала величина для конкретного родовища;
 m – параметр структурних особливостей породи;
 K_n – коефіцієнт пористості.

Модель електропровідності нафтонасиченої породи описується формулою:

$$P_n = \frac{b}{K_e^n}, \quad (4.13)$$

де P_n – параметр насичення (коефіцієнт зниження електропровідності пласта за рахунок його нафтонасичення);

n – показник ступеня водонасичення;
 b – стала величина для конкретного родовища;
 K_e – коефіцієнт водонасичення.

За аналогією з теригенними породами [2, 13] модель

електропровідності глинистої карбонатної породи представляють наступним виразом:

$$\frac{1}{\rho_{\text{нво}}} = \frac{C_{\text{гво}}^2}{\rho_{\text{гво}}} + \frac{1 - C_{\text{гво}}}{P_{\text{н.ск}} \rho_{\text{в}}} K_{\text{в}}^n, \quad (4.14)$$

де $C_{\text{гво}}$ – об’ємний вміст глинистого дисперсного матеріалу;

$\rho_{\text{гво}}$ – питомий опір нафтонасиченого порового каналу;

$\rho_{\text{в}}$ – питомий електричний опір пластової води;

$P_{\text{н.ск}}$ – параметр пористості скелета породи;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт водонасичення.

Коефіцієнт збільшення опору для порового глинистого колектора описується наступною формулою:

$$P_{\text{нзг}} = \frac{\rho_{\text{нво}}}{\rho_{\text{вво}}} = \frac{C_{\text{гзг}}^2 P_{\text{нск}} \rho_{\text{в}} + (1 - C_{\text{гзг}}) \rho_{\text{гзг}}}{C_{\text{гзг}}^2 P_{\text{нск}} \rho_{\text{в}} + (1 - C_{\text{гзг}}) \rho_{\text{гзг}} K_{\text{в}}^n}, \quad (4.15)$$

де $C_{\text{гзг}}$ – коефіцієнт об’ємної глинистості.

З формули виходить, що збільшення глинистості колектора обумовлює зниження параметра насичення при незмінній нафтонасиченості пласта-колектора.

Для карбонатних порід А. М. Нечай [11], використовуючи правила Кіргофа для паралельних та послідовних провідників, отримав залежність:

$$\frac{1}{\rho_m} = \frac{2K_{\text{nm}}}{3\rho_p} + \frac{3 - 2K_{\text{nm}}}{\rho_{\text{б}}(3 - K_{\text{nm}})}, \quad (4.16)$$

де ρ_m – опір тріщинної породи;

ρ_p – опір бурового розчину;

$\rho_{\text{б}}$ – опір блока породи;

K_{nm} – пористість тріщин породи.

Порода характеризується різними системами тріщин. Рівняння описує зв'язок питомого електричного опору тріщинної породи з різнонаправленими тріщинами осі анізотропії з питомим електричним опором нетріщинної частини породи (блок породи). Тріщинувата порода з відкритими порами розглядалась як система кубиків граничного опору, проміжок між ними заповнений водою.

Виходить, коли карбонатні породи представлені тріщинною або порово-тріщинною пористістю, електропровідність залежить не тільки від співвідношення блокової та тріщинної пористості, але і від розташування пор.

При малих значеннях K_{nm} вираз формули спрощується:

$$\rho_m = \frac{A\rho_s}{AK_{nb}^m + \frac{\rho_s}{\rho_\phi} K_{nm}}, \quad (4.17)$$

де A – постійний коефіцієнт, який залежить від орієнтовки системи тріщин;

ρ_m – питомий електричний опір тріщинної породи;

ρ_ϕ – питомий електричний опір флюїдів, що насичують поровий простір;

K_{nb} – коефіцієнт пористості блока породи.

Для хаотичного розташування тріщин $A = 1,5$, та вертикального розташування $A = 2$.

Дослідженнями Горюнова І.І. [112] для середовища з довільною системою тріщин встановлено залежність:

$$\frac{1}{\rho_m} = \frac{1}{\rho_s} + \frac{0,5 \cdot K_{n,m}}{\rho_p}. \quad (4.18)$$

Горюнов І.І. виходив з того, що тріщинувата порода в загальному є анізотропною, електричний опір характеризується тензором опорів. Вісь анізотропії і відповідний тензор визначаються відповідно до тріщинуватості породи.

Формули (4.16) та (4.18) дуже близькі, хоча виведені різними шляхами. Бачимо, що електричний опір тріщинної породи значною мірою залежить від тріщинної пористості і співвідношення опору флюїду у порах і тріщинах. Зауважимо, що тріщинна пористість впливає більше на електропровідність породи, чім блокова.

Виходячи із залежностей при заповненні тріщин нафтою, опір породи буде дорівнювати опору блокової частини. Така ситуація може виникнути у разі гідрофобної матриці. Для гідрофільних порід такого явища бути не може.

Провівши аналіз рівняння (4.16), Александров Б. Л. [2] вказав, що для тріщинної породи, яка розсічена, перетнена взаємно ортогональними тріщинами, а також і хаотично розташованими тріщинами, електропровідність визначається двома паралельно з'єднаними провідниками. Один із них представлений тріщинами, паралельними струмовим тріщинам, а другий провідник представляє послідовне з'єднання блока породи і тріщин, спрямованих в ортогональному напрямку до струмових ліній.

Рівняння електропровідності описується наступною формулою:

$$\frac{1}{\rho_m} = \frac{2 K_{nm}}{3 \rho_{\phi \parallel}} \cdot \frac{3 - 2K_{nm}}{(3 - K_{nm})\rho_{\phi} + K_{nm}\rho_{\phi \perp}}, \quad (4.19)$$

де $\rho_{\phi \parallel}$ і $\rho_{\phi \perp}$ – питомий електричний опір флюїдів у тріщинах, розташованих паралельно і перпендикулярно до напрямку струмових ліній;

ρ_m – питомий електричний опір тріщинної породи;

K_{nm} – пористість тріщин породи.

Для нафтонасиченого тріщинного колектора, коли опір рідини спрямований до нескінченості і при незначній величині пористості модель такої породи описується рівнянням:

$$\rho_{nm} = \frac{(3 - K_{nm})\rho_{\sigma} + \rho_{\phi\perp}K_{nm}}{3 - 2K_{nm}}, \quad (4.20)$$

де ρ_{nm} – питомий електричний опір тріщинної нафтонасиченої породи;

$\rho_{\phi\perp}$ – питомий електричний опір флюїдів у тріщинах, розташованих перпендикулярно до напрямку струмових ліній;

ρ_{σ} – опір блока породи;

K_{nm} – пористість тріщин породи.

З формули видно, що співвідношення опорів тріщинної частини колектора і блока залежить від опору рідини у перпендикулярних тріщинах.

Запропонована Александровим Б. Л. [2] формула для порово-тріщинного колектора, пори якого заповнені нафтою, має вид:

$$\rho_{nmn} = \frac{(3 - K_{nm}) \frac{\rho_{\sigma}}{K_{n\sigma}^m K_{\sigma}^n} + \rho_{\phi\perp} K_{nm}}{3 - 2K_{nm}}, \quad (4.21)$$

де ρ_{nmn} – питомий електричний опір порово-тріщинного колектора.

Для заглинзованих карбонатних порід з дисперсним розподілом глинистої фракції пропонується залежність:

$$\rho_{nm}^{zld} = K_{nm} + A\rho_{\phi} \left(\frac{C_{z1}^2}{\rho_{z1}} + \frac{1 - C_{z1}}{P_{nck}} K_{\sigma}^n \right), \quad (4.22)$$

де ρ_{nm}^{zld} – питомий електричний опір порово-тріщинного колектора із дисперсним розподілом глинистої фракції;

A – постійний коефіцієнт, який залежить від орієнтовки системи тріщин;

ρ_{ϕ} – питомий електричний опір флюїдів, що насичують поровий простір;

ρ_{cl} – питомий електричний опір глин;

C_{cl} – коефіцієнт об'ємної глинистості;

K_e – коефіцієнт водонасичення;

K_{nm} – пористість тріщин породи.

Із залежності виходить, що глинистість обумовлює зниження електричного опору карбонатної породи, врахування цього впливу є дуже важливою задачею при визначенні коефіцієнта насиченості.

Виходячи з проведеного аналізу моделей електропровідності складнобудованих порід-колекторів, основним джерелом утворення розбіжностей у електропровідності, визначеної за моделлю Арчі і виміряної у свердловинах, виходить, що це є ступінь заглинизованості порових каналів та неоднорідність коефіцієнта пористості, яка обумовлена геометрією пор. У зв'язку з цим для підвищення достовірності визначення коефіцієнтів нафтонасичення за даними електричного каротажу необхідно використовувати моделі електропровідності, які враховують мінеральну неоднорідність скелета породи, цементу та структуру порового простору складнобудованих порід-колекторів.

Відмінність електричних моделей карбонатних та піщано-глинистих комплексів буде визначатися типом пористості, літологічним коефіцієнтом m і питомим електричним опором подвійного електричного шару, а також вмістом адсорбованої води в об'ємі глинистого матеріалу.

В запропонованій Елланським М.М. моделі (4.4) закладено припущення про паралельне сполучення пластової води і товщини утвореного в матриці породи подвійного електричного шару.

Враховуючи те, що в моделі, яку запропонував Б. Ю. Вендельштейн, а саме в моделі електропровідності порового каналу глинистої породи фігурує

два провідника електричного струму – пластова і зв'язана вода, то при побудові електричної моделі карбонатного колектора необхідно врахувати вплив питомого електричного опору комплексного нерозчиненого залишку $C_{нз}$, до складу якого входить глинистий компонент $C_{глі}$.

У своїй роботі В. М. Курганський [27] достатньо повно обгрунтував наявність у складі нерозчинного залишку матриці карбонатної породи глинистого компонента. Проведені нами дослідження юрських карбонатних порід-колекторів із складнопобудованою матрицею Лопушнянського нафтогазового родовища показали, що до компонентного складу нерозчиненого залишку карбонатного колектора входять такі мінерали, як каолініт, нонтроніт, польові шпати, біотит, зерна кварцу і слюда. При цьому їхні співвідношення у породах юрських відкладів Лопушнянського нафтогазового родовища є різними. Для карбонатних порід-колекторів у розрізі юри нами встановлено взаємозв'язок нерозчинного залишку із величиною глинистості, який має наступний вигляд:

$$C_{нз} = 0,67 + 0,72 \cdot C_{глі}. \quad (4.23)$$

Таким чином, для розрахунку частки впливу глинистості на величину питомого електричного опору порового каналу, в якому акумулюється адсорбована вода, що визначає величину подвійного електричного шару, буде наступна формула:

$$Z_{.л} = \frac{C_{нз} \omega_{ад}}{K_n^{заг}} = \frac{(0,67 + 0,72 C_{глі}) \omega_{ад}}{K_n^{заг}}, \quad (4.24)$$

де $\omega_{ад}$ – вміст адсорбованої води;

$C_{нз}$ – коефіцієнт нерозчиненого залишку;

$C_{глі}$ – коефіцієнт розсіяної глинистості;

$K_n^{заг}$ – коефіцієнт загальної пористості.

Враховуючи припущення Б.Ю. Вендельштейна про паралельність сполучення пластової води і зв'язаної води у електричному полі, в карбонатній породі питомий електричний опір буде визначатися сумою електропровідності порових каналів, подвійного електричного шару та пластової води.

Таким чином, загальна модель питомого електричного опору карбонатної породи буде:

$$\sigma_n = \sigma_k + \sigma_{mi} + \sigma_v, \quad (4.25)$$

де $\sigma_n, \sigma_k, \sigma_{mi}, \sigma_v$ – відповідно, питома електропровідність породи, порового каналу, подвійного шару та пластової води.

Результати досліджень показали, що подвійний електричний шар і адсорбована вода глинистої поверхні матриці карбонатної породи займають один і той же об'єм, що підтверджується працями [85, 113]. Таким чином, електропровідність карбонатної породи верхньоюрських відкладів буде визначатися структурою порового простору та величиною глинистого компонента у складі нерозчинного залишку.

Ґрунтуючись на модельних припущеннях формули (4.4) та залежності (4.23), загальна електрична модель карбонатного колектора верхньоюрських відкладів Лопушнянського родовища буде мати наступний вигляд:

$$P_n = \frac{1}{(K_n^{zav} K_v)^m \left[1 - \frac{(0,67 + 0,72C_{z1}) \omega_{ad}}{K_n^{zav} K_v} \left(1 - \frac{\rho_{mi}}{\rho_v} \right) \right]}, \quad (4.26)$$

де K_n^{zav}, K_v – загальна пористість та коефіцієнт водонасичення;

m – структурний коефіцієнт;

ρ_{mi}, ρ_v – відповідно, електричний опір подвійного шару та пластової води;

ω_{ad} – вміст адсорбованої води в частках об'єму нерозчинного залишку.

Для визначення заглинених карбонатних порід буде використовуватися представлена формула.

4.1.1 Аналіз електричних та акустичних параметрів карбонатних порід складної будови на прикладі юрських відкладів Лопушнянського родовища. На Лопушнянському родовищі за результатами комплексних геолого-геофізичних досліджень колектори нафти і газу вповнені карбонатами. За структурою порового простору колектори характеризуються порово-тріщинним, порово-кавернозним та порово-тріщинно-кавернозним типом пор. Крім того, верхня пачка юрського горизонту представлена карбонатними відкладами з прошарками аргілітів та пісковиків з різною глинистістю. Нижня пачка вповнена вапняками органогенними, поровими з перешаруванням доломітами і ангідритами. За даними електрометрії, як було вказано, ця пачка характеризується низькими значеннями електричного опору. Особливістю юрських відкладів є суттєва неоднорідність будови і мінерального складу порід карбонатного складу. В свою чергу це спотворює залежності геологічних і фізичних параметрів, що відображається на результатах визначення підрахункових параметрів та об'єму запасів.

На Лопушнянському родовищі проведено лабораторні дослідження кернавого матеріалу з фільтраційно-ємнісних та фізичних параметрів продуктивних колективів. Виміряні такі параметри: електричний опір водонасиченої породи, величина інтервального часу проходження пружних хвиль, електричний опір частково насиченої породи, коефіцієнт залишкової водонасиченості, коефіцієнт відкритої пористості, коефіцієнт глинистості та інші параметри.

Основними параметрами продуктивних порід-колективів, які використовуються для підрахунку запасів вуглеводнів, є пористість та характер насичення. Геофізичні методи, що використовуються для визначення коефіцієнта насичення ($P_n = \frac{\rho_m}{\rho_{ng}}$), відносяться до електрометрії, але для співставлення електричних опорів нафтонасиченого і водонасиченого

колектора необхідно мати незалежну інформацію з об'єму порового простору. Об'єм порового простору дозволяє визначити мінімальний опір породи, насиченої пластовою водою, для порівняння з нафтонасиченою і визначення коефіцієнта насиченості. Для визначення коефіцієнта пористості використовуються методи акустичного каротажу, гамма-гамма-каротажу та нейтронного гамма-каротажу. На Лопушнянському родовищі переважно використовувався метод акустичного каротажу ($K_n = \varphi(\Delta T)$).

Складна будова порового простору порід-колекторів юрських відкладів та значна неоднорідність ускладнює дослідження зв'язків пористості та швидкості проходження пружної повздовжньої хвилі. Як зазначено у роботі Александрова Б. Л. [2], швидкість повздовжньої хвилі для порід з різною структурою, геометрією пор при однаковій пористості різниться. Вказано, що для порід з кавернозною пористістю швидкість більша, ніж для тріщинуватих порід.

Проведемо аналіз однорідності петрофізичних залежностей $P_n = f(K_n)$, $\Delta T = f(K_p)$ на колекції зразків, відібраних зі свердловин Лопушнянського родовища. Лабораторні дослідження проводились в умовах, наближених до пластових (65 МПа). Визначено параметри електричного опору, коефіцієнта пористості, інтервального часу проходження пружної хвилі та залишкової водонасиченості. Розглянемо залежність електричного опору від коефіцієнта пористості (рис. 4.1), яка характеризується достатньо високим коефіцієнтом кореляції ($R = 0,93$). Залежність характеризується степеневою функцією. Спостерігається незначне відхилення точок спостереження на графіку стохастичної залежності.

Враховуючи, що параметри електричних і акустичних властивостей визначались на одних і тих же зразках керна, та електричний опір і швидкість пружної хвилі є функцією об'єму і структури порового простору, нами проаналізована залежність параметра пористості та інтервального часу проходження пружної хвилі.

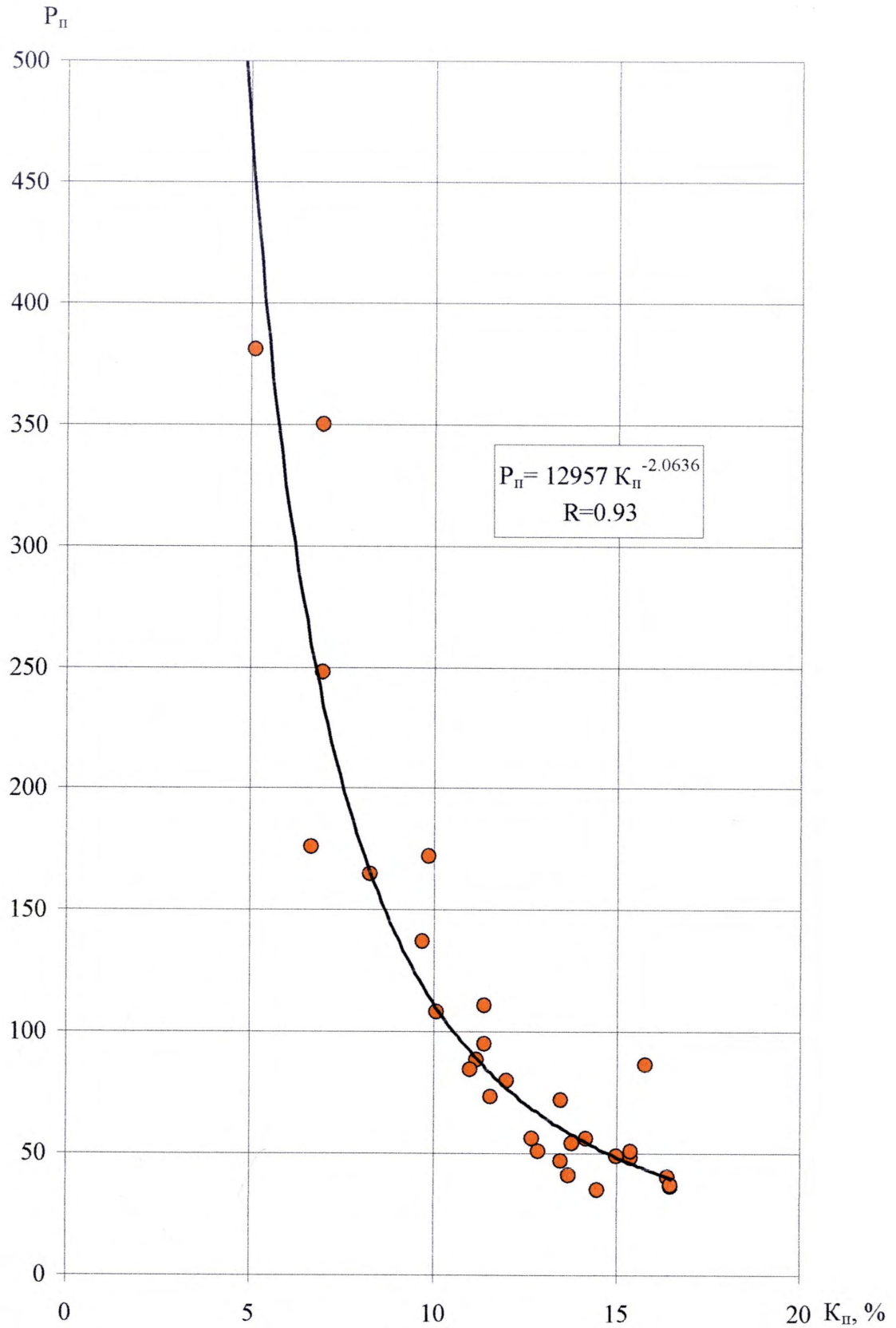


Рисунок 4.1 – Залежність параметра пористості $P_{п}$ від коефіцієнта пористості $K_{п}$ для юрських відкладів Лопушнянського родовища

Співставляючи параметри акустичних та електричних властивостей порід карбонатного типу, побудовано залежність інтервального часу ΔT від параметра пористості P_n . Залежність представлена на рис. 4.2, яка характеризується достатньо щільним зв'язком, що свідчить про споріднення зв'язків пористості з акустичними електричними властивостями порід. Але з рис. 4.2 виходить, що у нижній частині графіка відмічається група точок, яка вказує на неоднорідність вибірки і характеризує акустичні властивості відкладів Лопушнянського родовища. Ця група точок характеризується більш низькими значеннями електричного опору при однакових швидкостях проходження пружної хвилі. Така ситуація можлива за умов різної структури порового простору для виділених двох груп точок.

Виділивши окремо дві групи точок, побудували залежності (рис. 4.3). Кожна група сукупності точок характеризується достатньо високим коефіцієнтом кореляції, і тому вони мають право на існування. Відносне збільшення швидкості пружних хвиль у нижній групі може характеризувати породу з порово-кавернозною формою пор.

Виділену сукупність точок на залежності $P_n = f(\Delta T)$ побудовано окремою групою на залежності $P_n = f(K_n)$ (рис. 4.4). З рисунку виходить, що суттєвої розбіжності для двох груп точок не спостерігається. Поясненням такого характеру зв'язку може бути менший вплив структури порового простору на електропровідність гірських порід. Більший вплив на електропровідність цих порід створює об'єм пор, заповнених водою. Значно менша кількість точок спостережень у другій групі, що пояснюється меншим виносом керна при бурінні свердловин. Проведений аналіз електричних і акустичних параметрів карбонатних порід юрських відкладів Лопушнянського родовища дозволив встановити різні групи зразків з відмінними акустичними властивостями. Виділити сукупності з відмінними властивостями тільки з характеристики окремих зв'язків електричних та акустичних властивостей з пористістю майже неможливо.

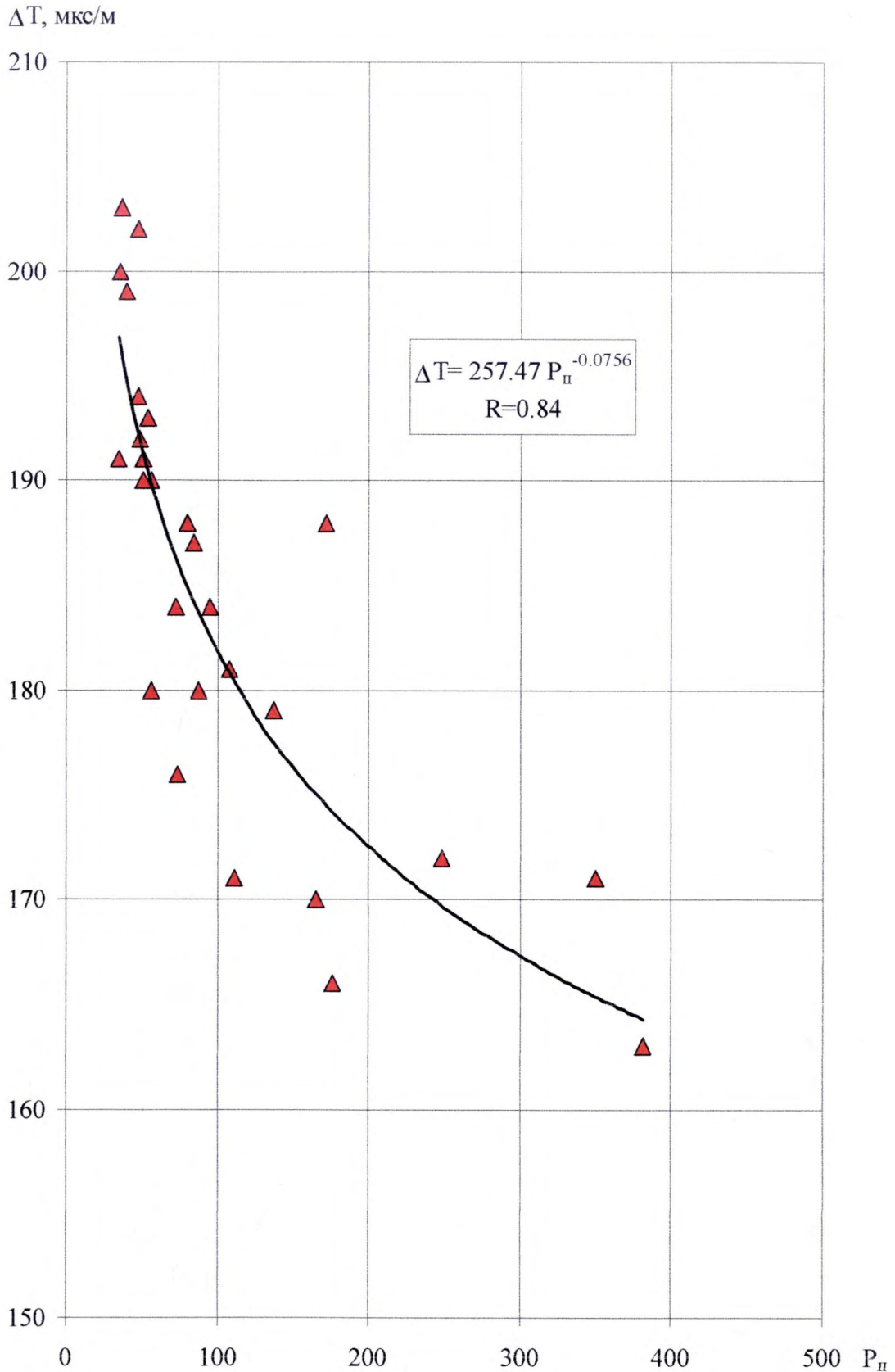


Рисунок 4.2 – Залежність інтервального часу ΔT від параметра пористості P_n для порід-колекторів Лопушнянського родовища

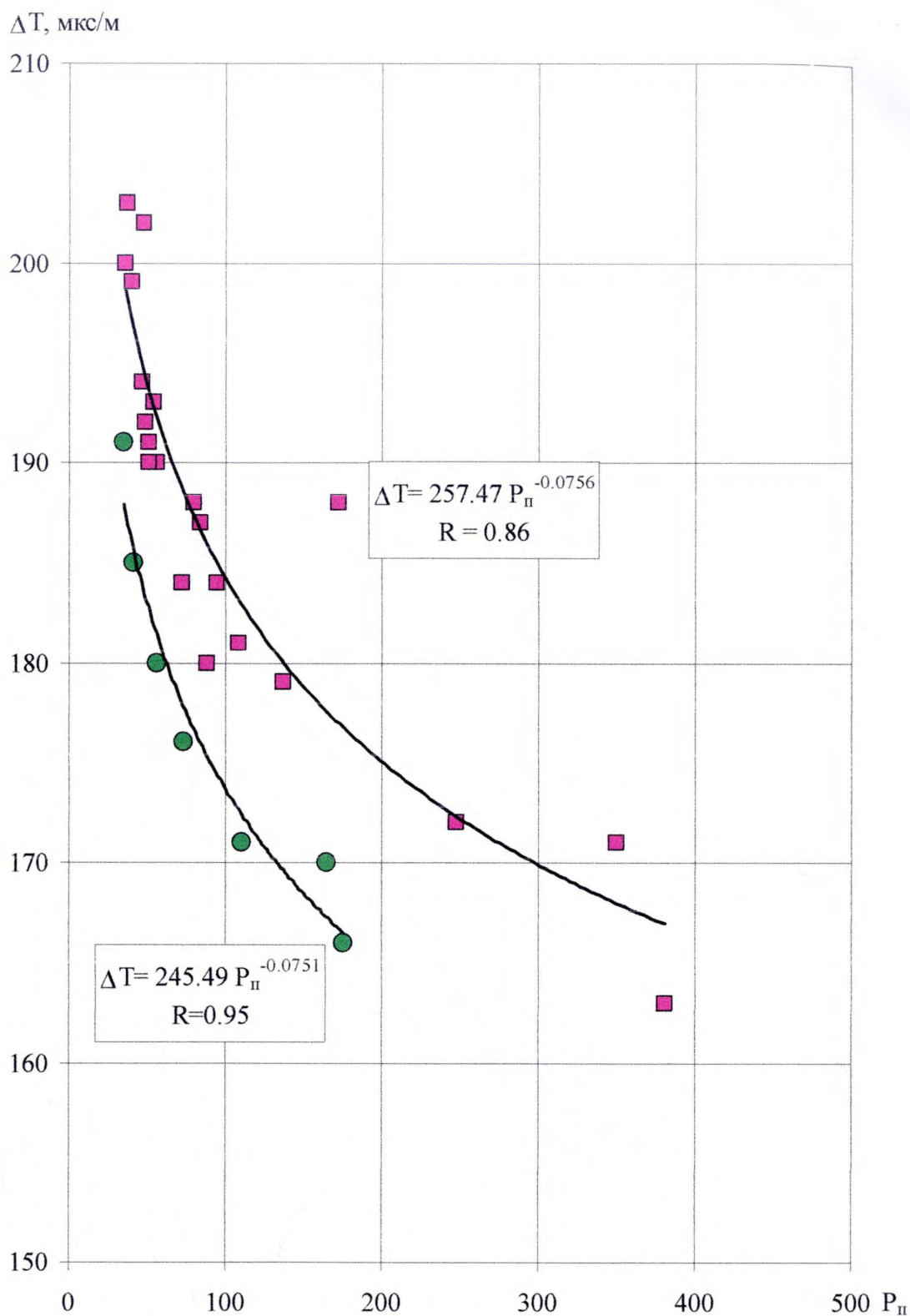


Рисунок 4.3 – Залежність інтервального часу ΔT від параметра пористості P_n для порід-колекторів Лопушнянського родовища з врахуванням внутрішньої будови порового простору

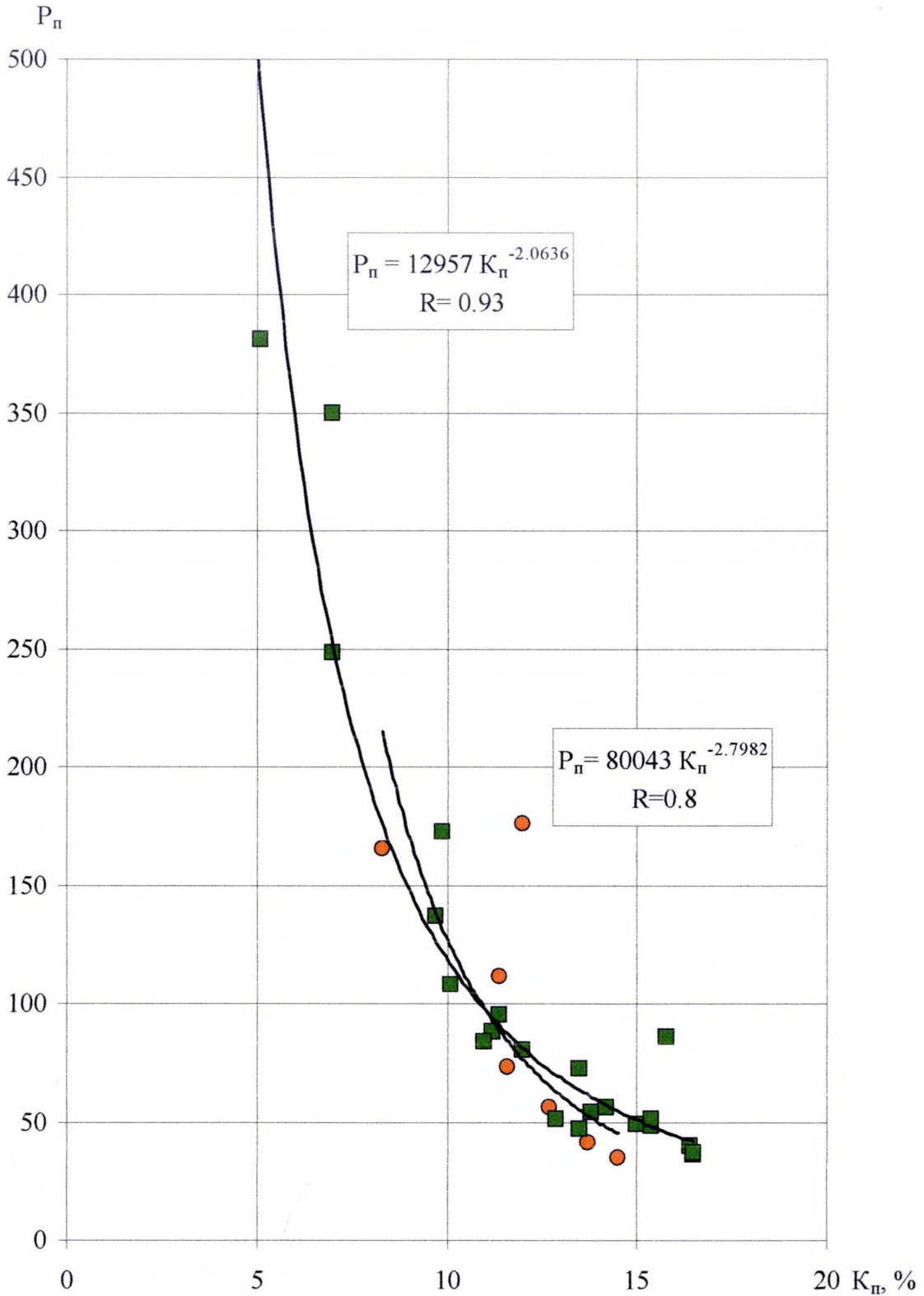


Рисунок 4.4 – Залежність параметра пористості P_n від коефіцієнта пористості K_n для порід-колекторів Лопушнянського родовища з врахуванням внутрішньої будови порового простору

Для виділених двох сукупностей точок інтервального часу та коефіцієнта пористості визначено залежності $\Delta T = f(K_n)$, що наведені на рис. 4.5. Коефіцієнти кореляції для першої сукупності $R = 0,93$ і другої $R = 0,87$ вказують на існування стохастичного зв'язку акустичних та ємнісних властивостей порід. При розрахунку коефіцієнта пористості на основі загальної залежності $\Delta T = f(K_n)$ виникає спотворення значення K_n , що призведе в кінцевому результаті при визначенні електричного опору водонасиченого пласта за інформацією K_n до похибки при визначенні коефіцієнта нафтонасичення.

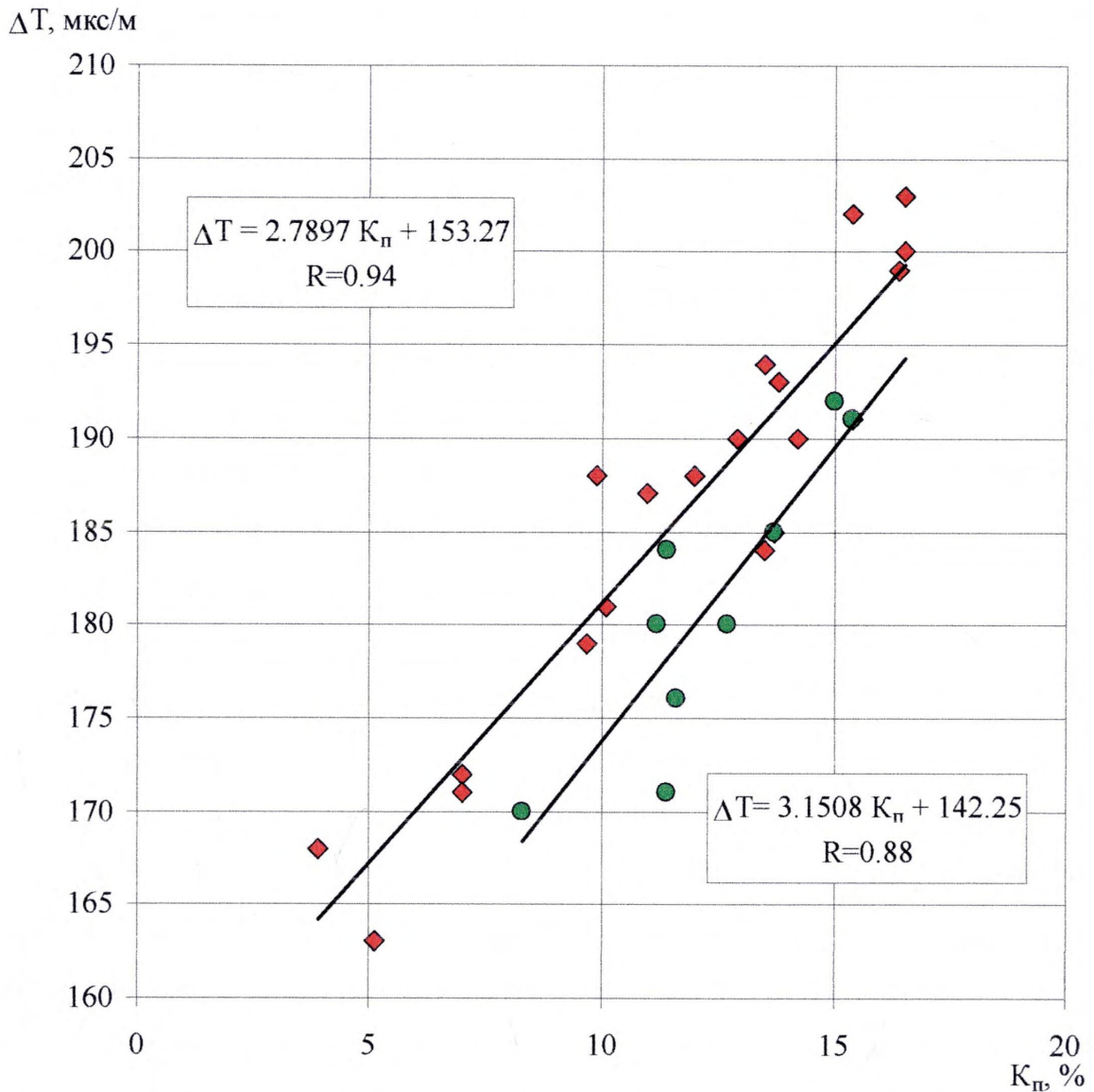


Рисунок 4.5 – Залежність інтервального часу ΔT від коефіцієнта пористості K_n для юрських відкладів Лопушнянського родовища

Проведені розрахунки коефіцієнта пористості за прийнятим загальним рівнянням ($\Delta T = 2.8K_n + 151$) та окремо визначених рівнянь двох сукупностей (рис. 4.5) вказують на похибку визначення. Для першої і другої сукупностей коефіцієнт пористості буде занижений. Абсолютна похибка для першої сукупності складає $\Delta = 0,36$, для другої абсолютна похибка, відповідно, буде $\Delta = 1,5$.

Проведений аналіз зв'язків акустичних та електричних властивостей порід з об'ємом порового простору насиченого колектора дозволив встановити вплив геометрії пор на акустичні властивості колекторів. Похибки, які виникають при розрахунках коефіцієнта пористості, спотворюють результати визначення коефіцієнта насиченості продуктивної породи. Для встановлення параметрів залежності з врахуванням геометрії порового простору необхідно розробити методичний підхід до оцінки типу пористості для порід карбонатного походження та пісковиків високої карбонатності.

Окрім неоднорідності геометрії порового простору колектора на величину коефіцієнта нафтонасичення, при його визначенні методами електрометрії, впливає глинистість. Також в роботі нами приділяється велика увага врахуванню дисперсної частини породи на результати визначення підрахункових параметрів на основі зв'язку вторинної та природної гамма-активності порід-колекторів.

4.2 Критерій оцінки акустичної характеристики карбонатних порід складної будови

Визначення властивостей порід-колекторів за даними геофізичних методів і коефіцієнта насичення залежить від достовірності інформації з об'єму порового простору колектора. Метод акустичного каротажу (АК) є одним із головних методів для визначення коефіцієнта пористості [58, 114, 115]. Інтерпретація методу акустичного каротажу в умовах дослідження

порід із складною будовою значно ускладнюється та потребує аналізу впливу складу скелета і цементу породи на швидкість пружних хвиль.

Існуюча апаратура акустичного каротажу дозволяє з високою точністю визначати кінематичні і динамічні параметри пружних хвиль, але результати геологічної інтерпретації в основному, базуються на дослідженні залежностей акустичних параметрів від особливостей мінерального складу скелета породи, цементу та структури порового простору.

4.2.1 Аналіз чинників, що впливають на достовірність визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу. Породо-колектор карбонатного типу характеризується складною будовою скелета породи, з різними пружними властивостями компонента мінерального складу та різними формами порових пустот. Інтерпретація методу акустичного каротажу проводиться на основі використання моделі швидкості розповсюдження пружної хвилі у пористій матриці, яка насичена флюїдом [97, 98]. На швидкість розповсюдження пружних хвиль у гірській породі також впливає ступінь і форми контактів уламків, тип цементу і форми розподілу його у поровому просторі. Достовірність визначення K_n для карбонатних порід і порід зі складною мінеральною будовою обумовлена впливом вказаних чинників. Тому, при визначенні K_n за результатами вимірювань акустичного каротажу, необхідно враховувати вплив всіх цих чинників. Зауважимо, що параметрична характеристика, яка вказує на неоднорідність, для порід-колекторів складної будови значно зростає.

Коефіцієнт пористості визначається за результатами лабораторних досліджень швидкості проходження пружних хвиль та об'єму порового простору на основі дослідження емпіричних парних або багатомірних залежностей між колекторськими і фізичними параметрами для конкретного родовища або горизонту:

$$K_n = F(\Delta T, I_\gamma, \alpha_{ПС}, \psi, Z), \quad (4.27)$$

де ΔT – інтервальний час пробігу пружної хвилі в породі;
 I_γ – інтенсивність природної гамма-активності;
 $\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда потенціалів власної поляризації;
 Z – глибина залягання пласта.

Ψ – щільність контакту зерен скелета (особливо для карбонатних порід).

Як правило, для підрахунку запасів використовується середньозважене значення коефіцієнта пористості, що визначається з даних акустичного каротажу. Коефіцієнти залежності $\Delta T = f(K_n)$, за умови значного виносу керна, визначають з лабораторних досліджень керна.

Гірські породи, насичені нафтою і газом, відносяться до середовищ з недосконалими пружними зв'язками. Для опису пружних властивостей порід може бути використане спрощене рівняння середнього часу (формула Уайлі) [114, 115]:

$$\Delta T_p = (1 - K_n)\Delta T_{ск} + K_n\Delta T_{рід}, \quad (4.28)$$

де $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час у скелеті породи;
 $\Delta T_{рід}$ – інтервальний час в рідині, що заповнює поровий простір;
 K_n – коефіцієнт пористості.

Для глинистих порід рівняння має вигляд:

$$\Delta T_p = (1 - K_n - K_{гл})\Delta T_{ск} + K_n\Delta T_{рід} + K_{гл}\Delta T_{гл}, \quad (4.29)$$

де $\Delta T_{гл}$ – інтервальний час у глинистому цементі;
 $\Delta T_{рід}$ – інтервальний час в рідині, що заповнює поровий простір;
 K_n – коефіцієнт пористості;
 $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час у скелеті породи;
 $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості.

Для карбонатних порід рівняння має вигляд:

$$\Delta T_p = (1 - K_n - K_o) \Delta T_{ск} + K_n \Delta T_{рід} + K_o \Delta T_o, \quad (4.30)$$

де $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час у скелеті породи;

ΔT_o – інтервальний час у домішках карбонатних порід;

$\Delta T_{рід}$ – інтервальний час в рідині, що заповнює поровий простір;

K_o – коефіцієнт домішок.

Точність визначення коефіцієнта пористості за вказаними рівняннями залежить від значень параметрів $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{рід}$, $\Delta T_{зл}$, ΔT_o , які є функціями певних чинників. Встановлення цих параметрів проводиться розрахунковим або емпіричним шляхом. Велика кількість чинників, які впливають на значення $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{рід}$, ΔT_o , $\Delta T_{зл}$, ускладнює їх визначення. На величину інтервального часу пробігу пружних хвиль у рідині, в основному, впливає густина рідини (концентрація солей) у зоні проникнення, розміри якої, як правило, більші за глибинність дослідження методу акустичного каротажу. Для визначення $\Delta T_{рід}$ використовуються відомі номограми [116].

Інтервальний час пробігу пружних хвиль у скелеті породи залежить від мінерального скелета, характеру розподілу цементу і домішки, пружних властивостей міжзернових контактів. Для порід карбонатного типу $\Delta T_{ск}$, скелета в основному, визначається типом мінералів і домішки, що входить у скелет. Значення $\Delta T_{ск}$ розраховується шляхом екстраполяції рівняння лінійної залежності $\Delta T = f(K_n)$ до осі ординат за умови $K_n = 0$. Цим способом враховується вплив кожної частки мінерального скелета, ступеня ущільненості зерен і глинистості, але необхідно враховувати, що геологічний простір характеризується неоднорідністю, яка впливає на значення $\Delta T_{ск}$ і знижує достовірність визначення коефіцієнта пористості, який є основним при визначенні коефіцієнта пористості.

Проведено дослідження зміни величини інтервального часу у скелеті порід-колекторів для нафтогазових родовищ, представлених теригенним та карбонатним розрізами. Розрахунки виконано за результатами лабораторних досліджень керна на Лопушнянському, Наріжнянському, Краснозаярському

родовищах. На рис. 4.6 представлені рівняння лінійних залежностей інтервального часу ΔT від коефіцієнта пористості K_n . Вільний коефіцієнт рівняння визначає величину $\Delta T_{ск}$ (табл. 4.1). З таблиці видно, що спостерігається значна диференціація значень інтервального часу у скелеті породи в межах від 151,0 мкс/м до 184,8 мкс/м. Рівняння характеризуються достатньо високим коефіцієнтом кореляції – 0,76 – 0,95. Середня абсолютна похибка визначення коефіцієнта пористості не перевищує 1,86 %.

Розбіжності значень інтервального часу пробігу пружної хвилі у скелеті породи вказують на зміну мінерального складу скелета та вплив геометрії порового простору колектора. Породи-колектори Наріжниського родовища представлені пісковиками з високим вмістом глинистості, що і збільшує інтервальний час проходження пружної хвилі. Лопушнянське родовище характеризується гірськими породами карбонатного типу. Значення інтервального часу відмічається мінімальним 151 мкс/м.

Значення інтервального часу пробігу пружної хвилі у скелеті породи залежить також від складу цементу. Особливий вплив здійснює глинистий або карбонатний цемент, який приводить, в загальному, до збільшення інтервального часу у породі [117]. Розглянемо характер впливу глинистого і карбонатного цементів.

Збільшення величини інтервального часу у породі залежить від характеру розподілу глинистих частинок, кількості глинистих мінералів у цементі породи та ступеня пост-седиментаційного перетворення цементу і глинистих мінералів. Наведемо декілька форм розподілу цементу у породі [5].

У випадку, коли глинисті частинки знаходяться на поверхні пор породи, вони меншою мірою отримують навантаження гірського тиску і тому вміщують значний об'єм зв'язаної води. Акустичні властивості глинистої фракції при цьому подібні до властивостей рідини, що заповнює поровий простір. Враховувати вплив глинистої фракції в цьому випадку не потрібно.

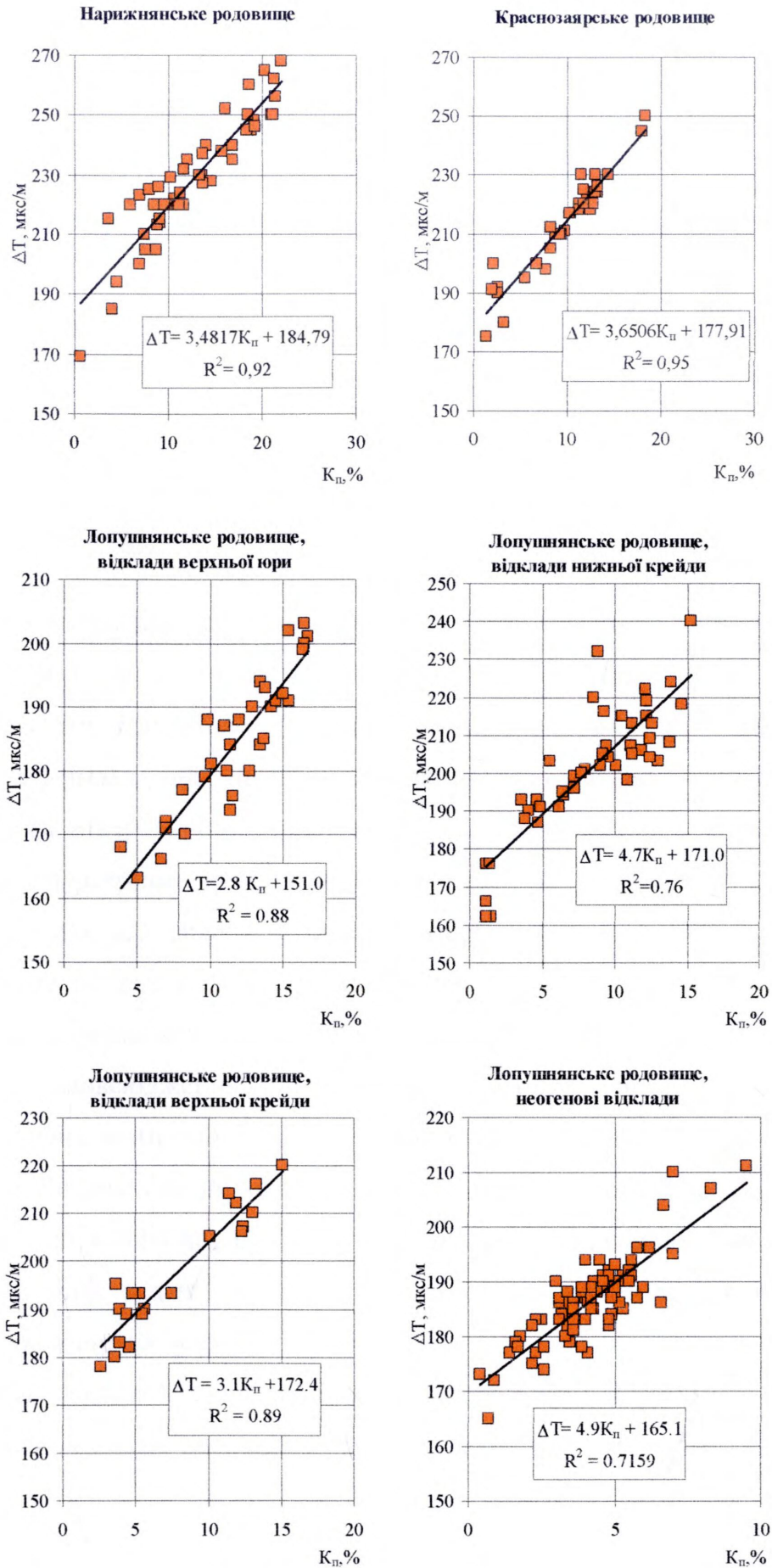


Рисунок 4.6 – Залежність інтервального часу ΔT від коефіцієнта пористості K_n

Таблиця 4.1

Похибка визначення коефіцієнта пористості за результатами методу АК

Назва площі	Рівняння регресії	Коефіцієнт кореляції, R^2	Абсолютна середня похибка K_n , %
Наріжн्यानська	$\Delta T = 3,48K_n + 184,79$	0,92	1,73
Лопушнянська, неоген	$\Delta T = 4,9K_n + 165,1$	0,71	1,86
Лопушнянська, сеноман	$\Delta T = 3,1K_n + 172,4$	0,89	1,63
Лопушнянська, нижня крейда	$\Delta T = 4,7K_n + 171,0$	0,76	1,85
Лопушнянська, юра	$\Delta T = 2,8K_n + 151,0$	0,88	1,34
Краснозаярська	$\Delta T = 3,65K_n + 177,91$	0,95	0,97

Гірські породи з прошарковою глинистістю характеризуються значним ущільненням глин за рахунок гірського тиску, і значення ΔT_{zn} можна характеризувати величиною інтервального часу у глинистому пласті, який також знаходиться під тиском. Зауважимо, що необхідно враховувати відповідність мінерального складу глин у пласті-колекторі і у глинистому пласті, який перекриває продуктивний пласт.

В породах, що характеризуються незначною глинистістю, і глинистий цемент, який розташовується в них на контакті між зернами, за рахунок збільшення контактної жорсткості глинистість майже не впливає на швидкість розповсюдження пружних хвиль у породі-колекторі.

Важливим моментом при визначенні коефіцієнта пористості за даними величини ΔT є врахування впливу глинистості на основі встановлення умов утворення глинистого цементу і його форми розповсюдження. Ефективність розв'язання цієї задачі можлива на основі дослідження характеристик басейну накопичення осадів.

Таким чином, для визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу необхідно знати не тільки загальний вміст карбонатів та глинистість, але і геометрію порового простору, розподіл глинистої

фракції та її мінеральний склад.

Породи Лопушнянського родовища відносяться до карбонатного типу та характеризуються уламками мікрозернистого кальциту округлої, подовженої та неправильної форми розміром 0,1 – 3,0 мм, та ущільненими вапняками тріщинуватого типу. Вміст домішок у скелеті породи незначний і тільки іноді досягає 10 – 15 %. Зустрічаються пойкилітова цементация, утворена крупними (до 3 мм) кристалами кальциту, та рештки форамініфер, уламки черепашок брахіопод, голкошкірих.

Поровий простір карбонатних порід Лопушнянського родовища характеризується кавернами та тріщинами неправильної форми. Розмір пор та каверн сягає 5 мм. Сполучені пори перетинаються тріщинами. У грудчастих вапняках порожнини зв'язані, в основному, з міжформовим простором, у мікрозернистих вапняках з детритом, які розсіяні серед основної маси. Відкриті тріщини орієнтовані у різних напрямках, переривчасті, з розкриттям 5 – 20 мкм. Тріщинуватість порід найбільш властива нижній частині продуктивного горизонту.

Для карбонатних порід швидкість розповсюдження пружних хвиль залежить від геометрії порового простору. Для порід з гранулярно-тріщинною пористістю швидкість проходження повздовжньої хвилі визначається сумою тріщинної і гранулярної пористості. Породи-вапняки з кавернозною пористістю характеризуються мінімальним стисненням порівняно з іншими формами, наприклад, з тріщинною і гранулярною, що обумовлює вищу швидкість розповсюдження пружних хвиль. Величина збільшення швидкостей при однаковій пористості залежить від кількості і розміру каверн, їх форми і розташування та буде різною для кожного родовища.

Інтенсивність тріщинуватості і розкритість тріщин обумовлює зменшення швидкості розповсюдження пружної хвилі, це створює труднощі при визначенні коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу.

Дослідимо акустичну модель середовища, яка характеризується

кавернозною та тріщинною формою порового простору з досконалим пружним зв'язком між фазами, і визначимо чинники, які впливають на швидкість проходження пружної хвилі у породах-колекторах Лопушнянського родовища. Для забезпечення адекватності ми вибрали модель з квадратною формою пор, яка апроксимує тріщинну форму порового простору за рахунок зміни розмірів відстані між квадратами. При збільшенні відстані в ортогональному напрямку і мінімально можливій відстані між порами вздовж пористого прошарку модель апроксимує тріщини горизонтального напрямку. Кавернозна форма порового простору апроксимувалась коловою формою. Пористість середовища для вибраної моделі розраховується за формулами: для пор квадратної форми $K_n^{KB} = \frac{d^2}{h_1 \cdot h_2}$ і для колової форми $K_n^K = \frac{\pi \cdot D^2}{4 \cdot h_1 \cdot h_2}$; де h_1 – відстань між центрами пор у напрямку ортогональному до прошарковості; h_2 – відстань між центрами пор вздовж пористого прошарку; d – сторона квадратної пори; D – діаметр колової пори.

Розрахунки проведено для швидкості пробігу повздовжньої хвилі.

Для дослідження впливу структури порового простору на швидкість пробігу пружної хвилі у скелеті породи використаємо моделі, які були запропоновані Івакіним Б.М. [114, 115]:

– для квадратної форми:

$$v_{ск}^{KB} = \frac{v_T \cdot \sqrt{1 - \frac{d}{h^2}}}{\sqrt{\left(1 - \frac{d_2}{h_1 \cdot h_2}\right) \cdot \left[\frac{dh_2}{1 - \sigma^2} + \left(1 - \frac{d}{h_1}\right) \cdot \left(1 - \frac{d}{h_2}\right)\right]}}, \quad (4.31)$$

де $v_{ск}^{KB}$ – швидкість повздовжньої хвилі у моделі з квадратною формою пор;

v_T – швидкість повздовжньої хвилі у мінералі зерен породи;

σ – коефіцієнт Пуассона.

– для колової форми:

$$v_{ск}^K = \left(1 - \frac{\pi \cdot D^2}{4 \cdot h_1 \cdot h_2}\right) \cdot \left[1 - \frac{D}{h_1} + \frac{h_2 P_2}{h_1 \cdot (1 - \sigma^2)}\right], \quad (4.32)$$

де $v_{ск}^K$ – швидкість повздовжньої хвилі у моделі з коловою формою пор;

P_2 – розраховується за формулою:

$$P_2 = \frac{1}{1 - \left(\frac{D}{h_2}\right)^2} \cdot \left(\frac{\pi}{2} + \arctg \frac{\frac{D}{h_2}}{1 - \left(\frac{D}{h_2}\right)^2}\right) - \frac{\pi}{2}, \quad (4.33)$$

Напрямок пробігу пружної повздовжньої хвилі відповідає напрямку проходження стовбура свердловини, тобто у вертикальному напрямку.

При визначенні значення коефіцієнта (σ) для твердої частини моделі, враховуючи карбонатну і глинисту частину ($\sigma_8 = 0,22$, $\sigma_2 = 0,35$) у скелеті, нами використовується закон адитивності:

$$\sigma = \sum_{i=1}^N \sigma_i \cdot \gamma_i, \quad (4.34)$$

де γ_i – частина компонента;

σ_i – коефіцієнт Пуассона для окремого компонента.

Подібний підхід до визначення коефіцієнта Пуассона використовувався Петкевичем Г. І. [118] під час опису швидкісної характеристики колекторів, заповнених флюїдом.

Параметр γ_i обумовлює об'ємні частки компонента твердої фази, що встановлені за результатами дослідження керна.

Проведені нами розрахунки дозволили побудувати на крос-плоті залежності швидкості пружних хвиль від параметрів порового простору та пористості.

Розглянемо проведені дослідження залежності швидкості проходження пружної повздовжньої хвилі для порід карбонатного типу з тріщинною та кавернозною пористістю. Результати моделювання наведено на крос-плоті (рис. 4.7).

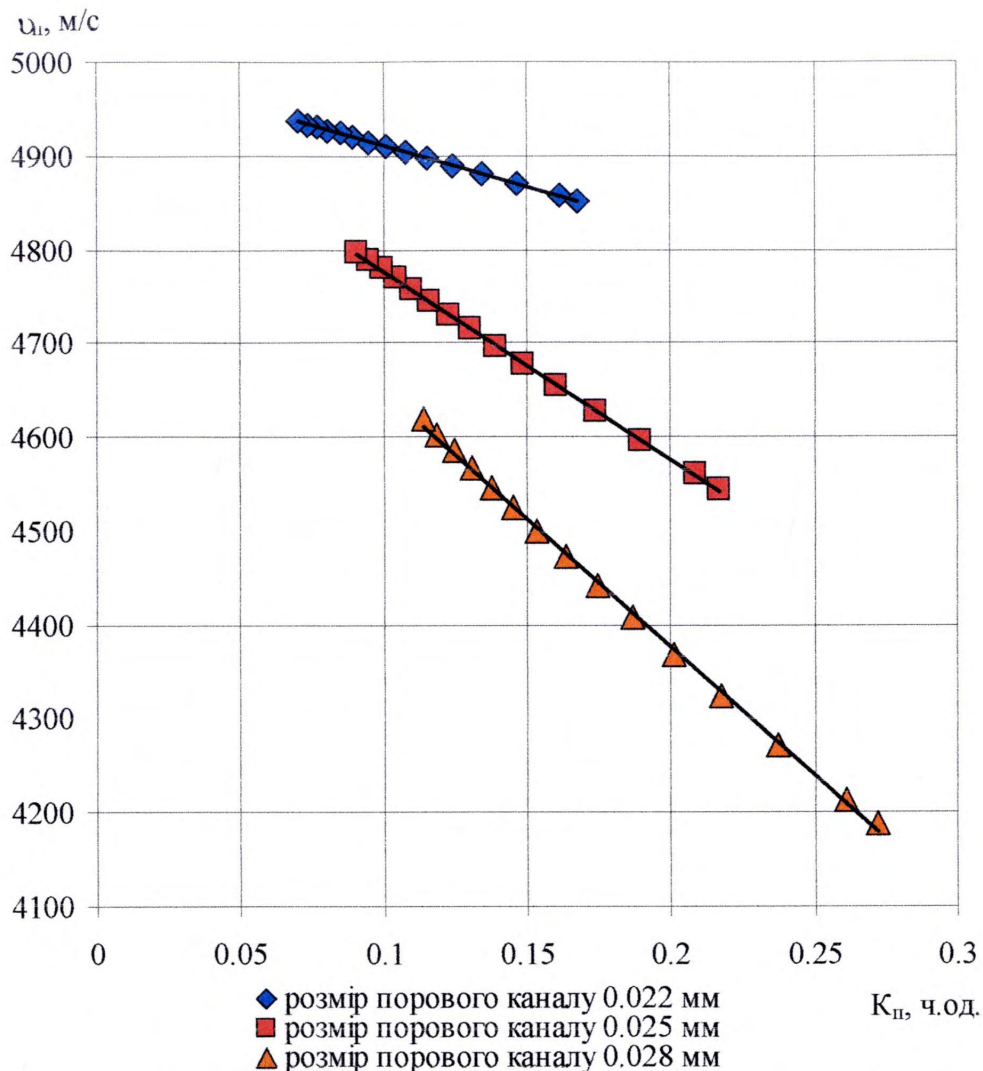


Рисунок 4.7 – Залежність швидкості повздовжньої хвилі v_n від коефіцієнта пористості K_n за зміною розмірів порового каналу

На рис. 4.7 наведено результати моделювання для випадку тріщинного порового простору зі зміною розміру тріщин. Відстані між тріщинами залишаються однаковими у горизонтальному напрямку (вглиб пласта від стінки свердловини). Варіація пористості досягається зміною розмірів між тріщинами у вертикальному напрямку. Розміри каналів наведено на рис. 4.7. Результати розрахунків вказують на те, що швидкість повздовжньої хвилі

залежить не тільки від об'єму порового простору, але і від розмірів тріщин. Із збільшенням розмірів тріщини швидкість пружної хвилі у породі зменшується.

Швидкість повздовжньої пружної хвилі у скелеті приймалась однаковою $v_{ск} = 5000$ м/с для всіх моделей. З рис. 4.7 виходить, що у межах низької пористості діапазон різниці швидкості для різних розмірів пор менший, ніж для порід з високою пористістю. Наявність такого ефекту пояснюється збільшенням об'єму щільного хвилеводу у породі. Вплив розмірів пор скелета породи на швидкість пружних хвиль необхідно враховувати при інтерпретації результатів акустичного каротажу.

Пружна хвиля, при вимірах її швидкості у свердловинних умовах, розповсюджується від джерела збудження до приймача у вертикальному напрямку. Враховуючи цю технологію виміру в акустичному каротажі, розглянемо модель, у якій поровий простір змінюється для горизонтальних тріщин, і модель з вертикальними тріщинами. Розмір тріщин однаковий. На рис. 4.8 наведено криві залежностей зв'язку швидкості та пористості для різних напрямків пор. Крива для горизонтальних тріщин характеризується невеликим градієнтом зменшення швидкості при зростанні коефіцієнта пористості, а крива для вертикальних тріщин характеризується значним градієнтом зменшення швидкості. Зміна величини швидкості пружної хвилі для різних моделей відмічається великим діапазоном. Збільшення градієнта залежності $v_n = f(K_n)$ для вертикального розташування тріщин обумовлено конструкцією вимірювальної установки. Хвилевід спрямований вертикально, і при малій пористості ($K_n = 0,09 - 0,1$ ч.од.) швидкість висока, пружна хвиля розповсюджується по скелету. Із збільшенням пористості (більш, ніж $K_n = 0,16$ ч.од.) простір між тріщинами зменшується. Хвилевід заповнюється пустотами, що призводить до швидкого зменшення швидкості розповсюдження пружних хвиль. Дослідження такої моделі вказує на необхідність вивчення залежності для кожної геологічної ситуації.

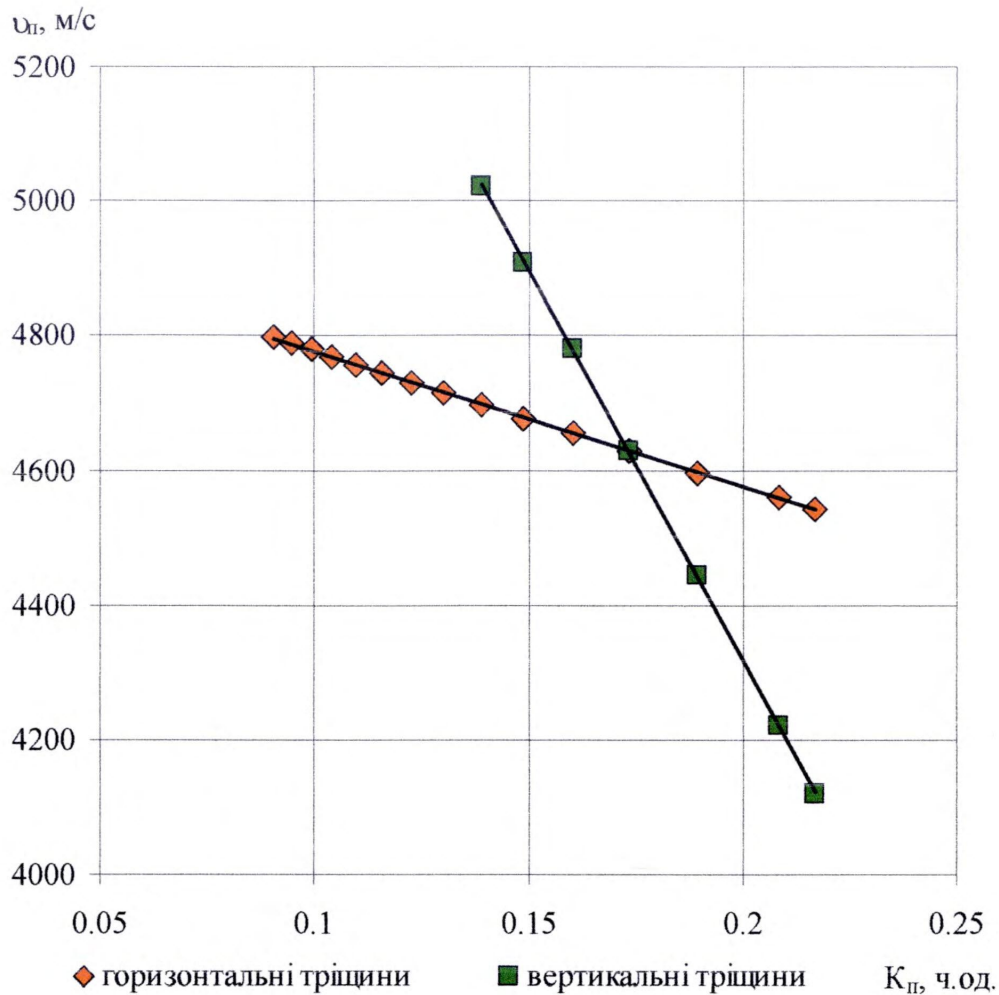


Рисунок 4.8 – Порівняння залежностей $v_n = f(K_n)$ для різної форми утворення пористого простору

Важливим моментом при дослідженні впливу геометрії порового простору на швидкість повздожньої хвилі для карбонатних порід з тріщинною і кавернозною пористістю є співставлення залежностей зв'язку швидкості і пористості колектора. Розглянуто модель, у якій апроксимація кавернозної пористості прийнята порами у вигляді кола. На рис. 4.9 наведено дві криві зміни швидкості хвилі від пористості, що сформована тріщинами та кавернами. Із рисунка випливає, що для порід із тріщинною формою пор характерна понижена швидкість пружної хвилі, а для порід із кавернозною пористістю характерне збільшення швидкості.

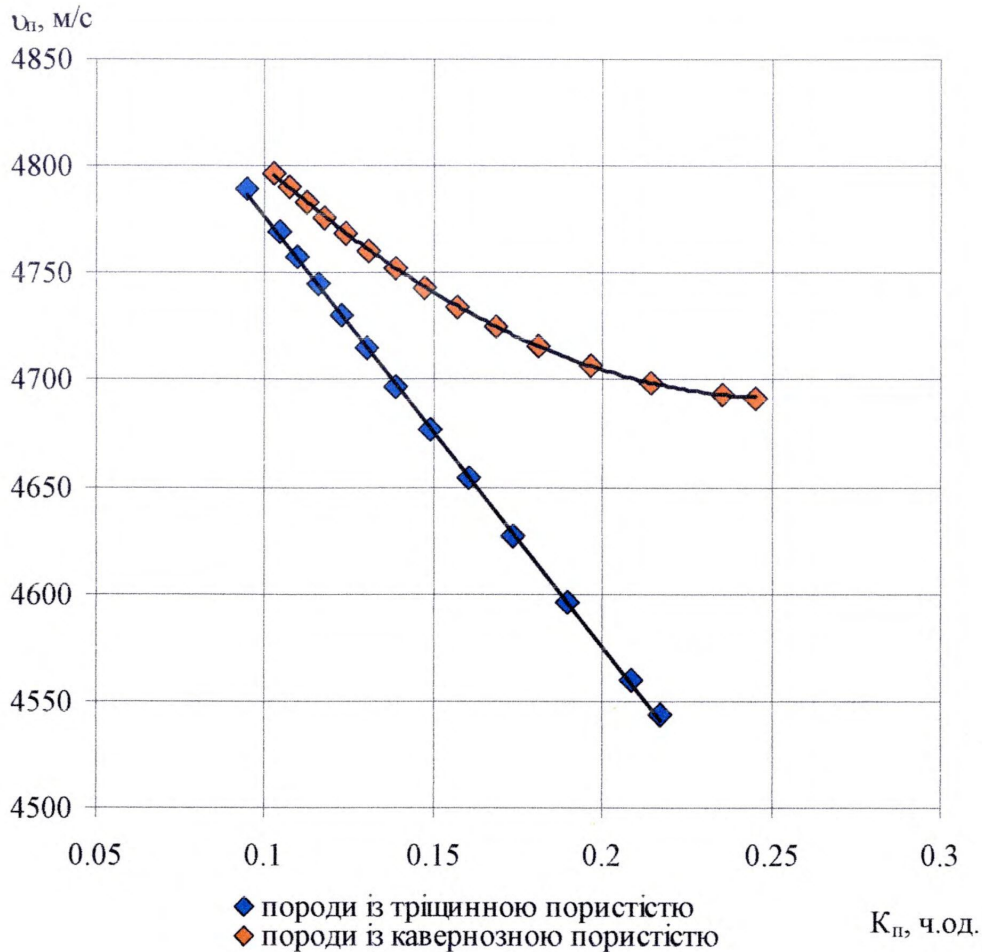


Рисунок 4.9 – Порівняння залежностей $v_n = f(K_n)$ для різної геометрії порового простору

Такий характер зв'язків пояснюється тим, що у випадку геометрії порового простору, утвореного кавернами, пружна хвиля розповсюджується по скелету породи, який характерний монолітним карбонатам, і тому швидкість по породі збільшується порівняно із тріщинною пористістю. Проведене нами моделювання підтверджує думку інших дослідників [2, 14] про зростання швидкості повздовжньої хвилі у колекторах кавернозного типу.

Для кавернозного типу колектора дослідимо вплив діаметра каверн на швидкість проходження пружних хвиль. Зміна коефіцієнта пористості відбувається за однаковою схемою, але із зменшенням діаметра каверн від 0,035 мм до 0,02 мм. На рис. 4.10 наведено результати розрахунків впливу розмірів каверн на швидкість розповсюдження повздовжніх пружних хвиль.

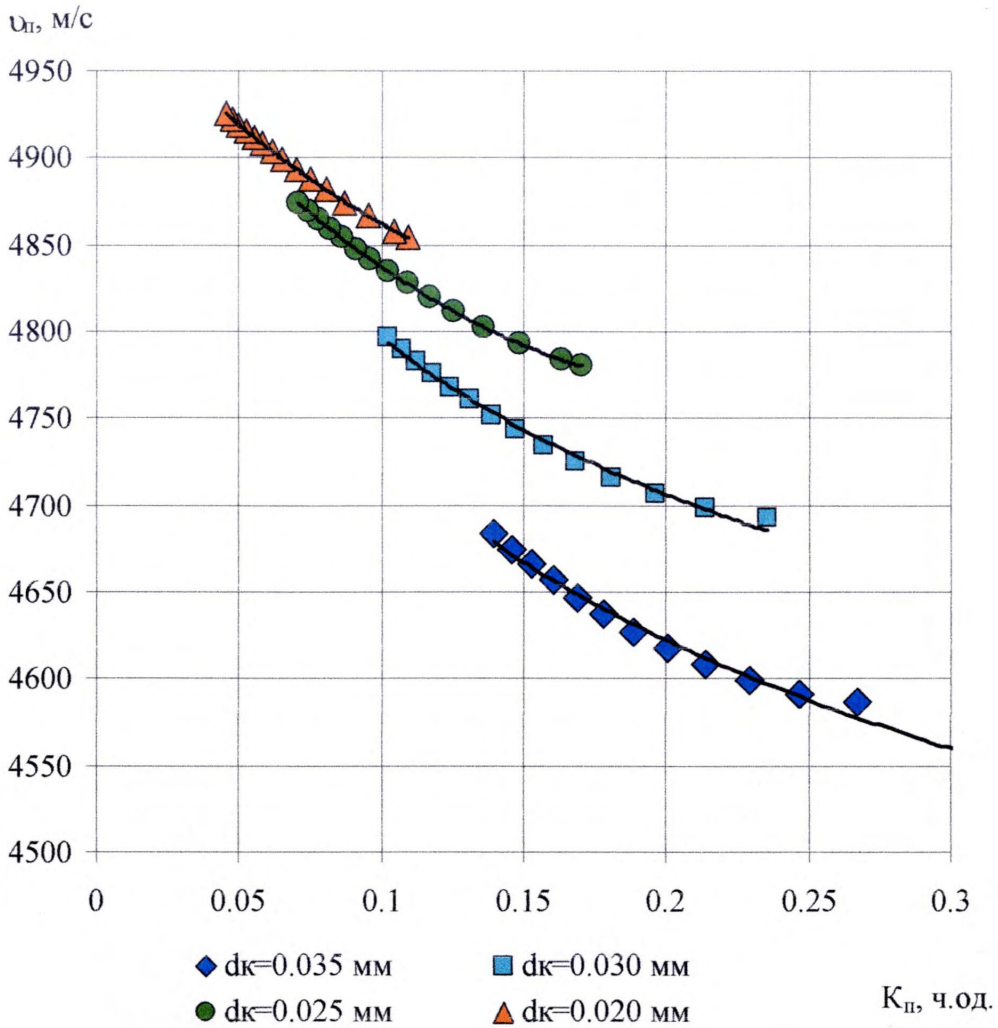


Рисунок 4.10 – Залежність швидкості повздовжніх пружних хвиль v_n від коефіцієнта пористості K_n при різних діаметрах каверн

Швидкість повздовжньої хвилі збільшується із зменшенням діаметра каверн при однаковій пористості. Це відбувається за рахунок зміни геометрії порового простору, зростає кількість спрямованих хвилеводів у монолітному скелеті породи.

З рис. 4.10 виходить, що між кривими з діаметром каверн від 0,035 мм до 0,02 мм зменшується відстань. Таким чином, у діапазоні низької пористості колектора меншою мірою впливає розмір каверн на швидкість пружної хвилі. Для високопористих порід діаметр каверн впливає суттєвіше.

Отже, для порід із низькою пористістю інтервальний час для породи і скелета майже співпадає, тобто у випадку зменшення кавернозності більша

частка енергії пружної хвилі розповсюджується по непористому карбонатному скелеті, обминаючи каверни.

При побудові петрофізичної залежності результатів акустичного каротажу і даних визначення пористості необхідно враховувати індивідуальні геологічні умови. Теоретичними розрахунками на основі геолого-акустичного моделювання доведено складну форму зв'язку геометрії і об'єму порового простору у породах карбонатного типу зі швидкістю проходження пружної хвилі. Встановлені розбіжності при побудові петрофізичної залежності $v_n = f(K_n)$ для юрських відкладів карбонатного типу (рис. 4.5) Лопушнянського родовища підтверджуються отриманими розрахунками на моделях.

Отримані результати дослідження зв'язку швидкості проходження пружної хвилі у породи карбонатного типу з різною геометрією порового простору дозволяють підвищити достовірність визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу з врахуванням типу порового простору.

Петрографічні дослідження глинистої фракції вказують на різний тип і структуру глинистого цементу, який також впливає на швидкість проходження пружних хвиль в породах, насичених флюїдом. Слід підкреслити, що окрім цього впливає значна геологічна неоднорідність, особливо у складнобудованих породах. Тип цементу і форми його існування по-різному впливають на інтервальний час пробігу акустичної хвилі.

Врахування впливу глинисто-карбонатних, глинистих, глинисто-силікатних, карбонатних та інших цементів частіше відбувається за інформацією методу гамма-каротажу. Визначаються багатомірні залежності зв'язку коефіцієнта пористості з інтервальним часом пробігу пружної хвилі та інтенсивністю природного гамма-випромінювання порід. Інтенсивність гамма-поля не завжди адекватна глинистості гірських порід, особливо зі складним мінеральним складом. В загальному, інтенсивність гамма-поля

пов'язана з дисперсною частиною породи, але в більшості випадків обумовлена умовами басейну накопичення осаdів.

Для карбонатних порід значення показiв за методом ГК можуть бути низькi. Врахування впливу глинистої фракції цементу за результатами методу гамма-каротажу може бути використано на основі застосування способiв нормування.

Розглянемо загальну характеристику зв'язку акустичних властивостей та iнтенсивностi природного гамма-поля за результатами свердловинних вимiрiв методами акустичного та гамма-каротажу. У межах продуктивних вiдкладiв верхньої юри (св. З-Лопушна) величина iнтервального часу змiнюється у широкому дiапазонi вiд 160 мкс/м до 210 мкс/м, а значення iнтенсивностi природної гамма-активностi вiд 0,72 мкР/год до 4,5 мкР/год. Значний дiапазон змiни фiзичних параметрiв для цих методiв, враховуючи, що юрські вiдклади характеризуються карбонатними породами, вказує на можливу неоднорiднiсть порiд.

На рис. 4.11 представлено крос-плот зв'язку акустичних параметрiв (ΔT) та природної радiоактивностi. Використаємо вiдносний параметр iнтенсивностi природного гамма-поля ΔI_γ , що зменшить похибку свердловинних вимiрiв. Для вибраного iнтервалу у межах юрських вiдкладiв спостерiгається три групи точок, якi вiдрiзняються за величинами значень та характеристикою розташування. Для першої групи точок спостерiгається незначна змiна величини подвiйного рiзницевого параметра по гамма-каротажу при значному дiапазонi змiни iнтервального часу проходження повздовжньої хвилi. Для другої групи характерна степенева залежнiсть iнтервального часу проходження повздовжньої хвилi вiд подвiйного рiзницевого параметра по гамма-каротажу. Третя група характеризується меншим дiапазоном змiни iнтервального часу проходження повздовжньої хвилi при збiльшеному значеннi ΔI_γ .

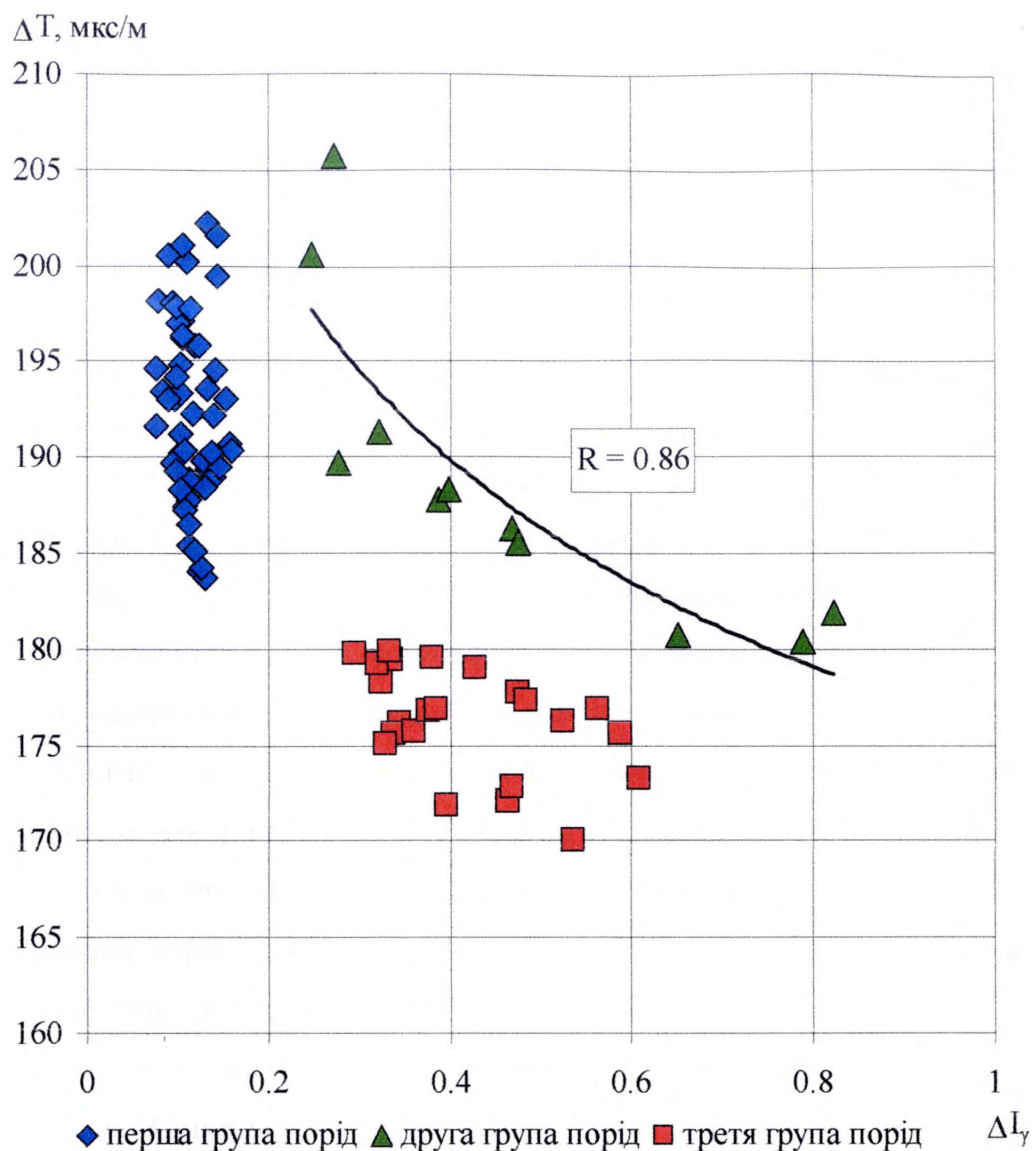


Рисунок 4.11 – Характеристика зв'язку інтервального часу проходження пружної хвилі ΔT з подвійним різницевим параметром по гамма-каротажу ΔI_γ (св. 3-Лопушна)

Отже, для продуктивного інтервалу юрських відкладів виділяється три типи карбонатних порід, які по-різному характеризуються впливом глинистого цементу на швидкість проходження пружної хвилі. Перша група характеризується дуже низькою глинистістю, яка не впливає на швидкість проходження пружної хвилі. Зміна величини інтервального часу повздовжньої хвилі обумовлена зміною об'єму порового простору, тобто коефіцієнтом пористості. Ця група характеризує породи з тріщинною та

мікротрищинною пористістю. Друга група характеризується вмістом прошарків з підвищеною глинистістю. На величину швидкості проходження пружних хвиль для цієї групи впливає глинистість та пористість породи. Вплив глинистості обумовлює необхідність врахування її для визначення коефіцієнта пористості. Третя група точок відноситься до порід з кавернозною пористістю, для якої характерна низька швидкість повздожньої хвилі. Проведене у роботі моделювання вказує на більшу швидкість пружних хвиль у кавернозних породах, що підтверджується свердловинним геофізичним матеріалом.

На рис. 4.12 представлено крос-плот зв'язку акустичних параметрів та природної радіоактивності зі свердловини 6-Лопушна. Перша група точок, це точки, перенесені зі свердловини 3-Лопушна, а друга – це результати вимірів зі свердловини 6-Лопушна, які характеризуються широким діапазоном зміни інтервального часу проходження повздожньої хвилі від 150 мкс/м до 350 мкс/м. Як виходить з рис. 4.12, друга група включає дві підгрупи. Верхня частина характеризується високими значеннями інтервального часу проходження повздожньої хвилі та невеликою глинистістю. Високопористі карбонатні породи з домішками глинистої фракції. Нижня частина у другій групі відноситься до щільних порід з кавернозною пористістю і незначною глинистістю. Співставлення результатів геофізичних досліджень з різних свердловин вказує на ідентичність характеристик з фізичних параметрів порід юрських відкладів. Звідси впливає, що в основному на зміну інтервального часу проходження повздожньої пружної хвилі впливає зміна об'єму пустот у колекторі.

Характеристика зв'язку акустичних властивостей та інтенсивності природного гамма-поля для відкладів верхньої юри вказує на наявність порід з різною структурою порового простору та зміною глинистої фракції.

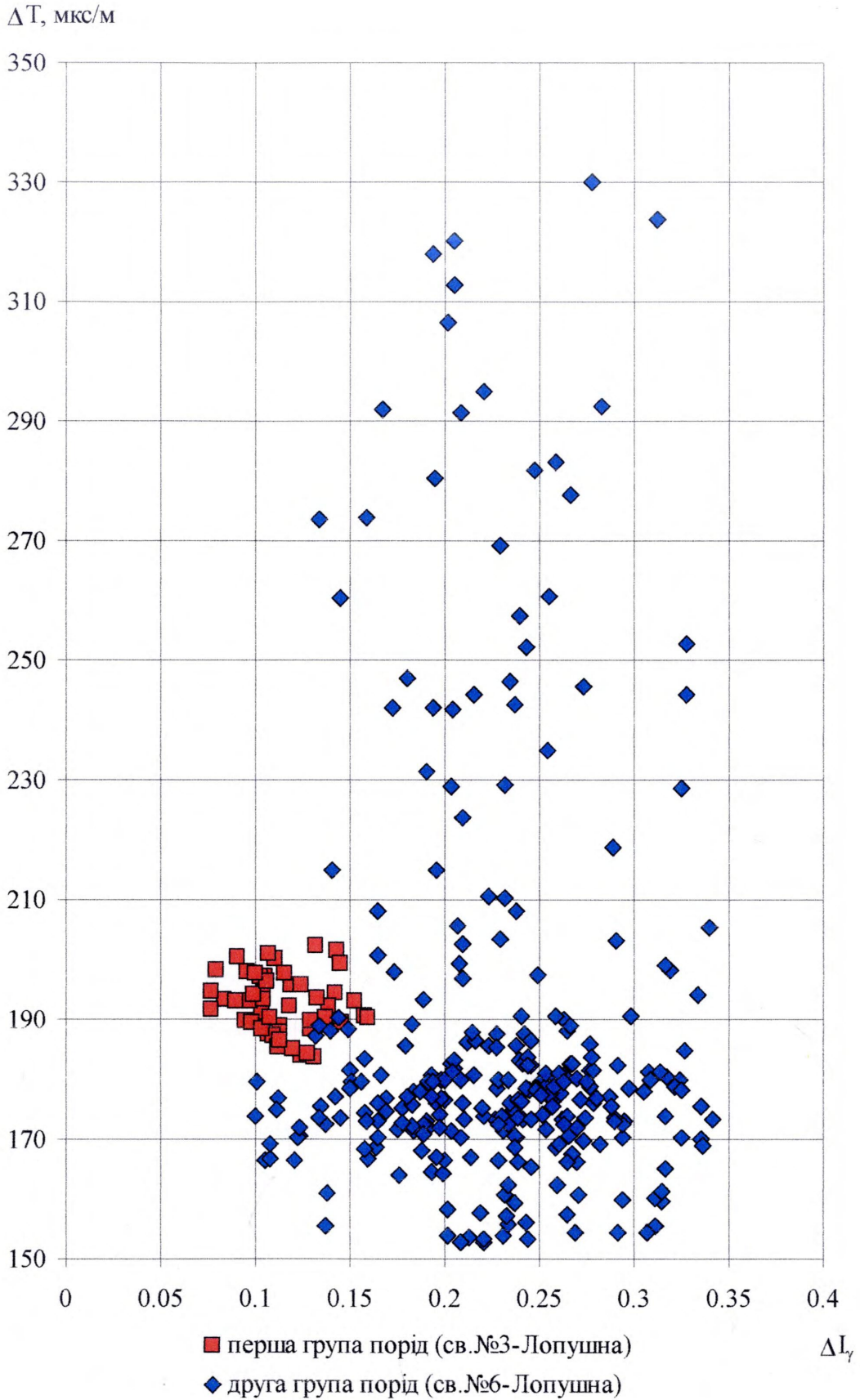


Рисунок 4.12 – Характеристика зв'язку інтервального часу проходження пружної хвилі ΔT з подвійним різницевим параметром по гамма-каротажу ΔI_γ

Метод акустичного каротажу, як було вказано вище, використовується для визначення коефіцієнта пористості. Розглянута характеристика карбонатних відкладів Лопушнянського родовища доводить, що існує декілька груп порід із різною характеристикою акустичних властивостей. Різноманітність геометрії порового простору обумовлює акустичні властивості. У такій ситуації важко визначитися з будовою порового простору. Розглянемо нейтронні властивості карбонатних порід і можливості оцінки порового простору спільною інтерпретацією акустичного і нейтронного каротажу.

На теперішній час для проведення досліджень нейтронних характеристик гірських порід активно використовується метод нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами. Дослідження проводяться двома зондами: великим (508 мм) та малим (258 мм), де встановлені датчики теплових нейтронів n_T . У загальному теплові нейтрони n_T використовують для дослідження характеру насичення колекторів за часом життя n_T . Для виміру часу життя теплових нейтронів застосовується апаратура імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу. Різний характер поглинання теплових нейтронів у нафті та пластовій солоній воді і визначає тип флюїду. Апаратура стаціонарного нейтрон-нейтронного ННК-Т каротажу дозволяє визначати тільки кількість нейтронів n_T на двох відстанях від джерела. Різниця швидкості рахунку імпульсів у великому та малому зонді буде відповідати тільки кількості сповільнених швидких нейтронів, до теплової енергії, на відстані різниці розмірів зондів, тобто об'єму водню у поровому просторі. На початок утворення теплових нейтронів у зоні термалізації впливають сповільнюючі властивості флюїду, що знаходиться у поровому просторі. Використання двох розмірів зондів дає змогу визначити величину декременту затухання теплових нейтронів, який є функцією водневмісту породи-колектора та застосовується для визначення коефіцієнта пористості [119]. Величину декременту затухання розраховують за наступною формулою:

$$\lambda = \frac{z_2 - z_1}{\ln \left[\frac{n(z_2)z_2^2}{n(z_1)z_1^2} \right]} \quad (4.35)$$

де $\dots n$ – кількість теплових нейтронів;

z_1 і z_2 – довжина малого та великого зондів ННК-Т.

Використання результатів методу НГК для оцінки водневмісту буде ускладнюватися впливом двох фізичних явищ, сповільнюючими та поглинаючими властивостями флюїду порового простору. Визначення домінуючого впливу цих факторів ускладнюється, що збільшує похибку визначення нейтронних властивостей порід-колекторів.

Нами пропонується використати результати вимірів нейтронних характеристик методом нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами для нормування даних акустичного каротажу з метою оцінювання впливу структури порового простору на швидкісні характеристики порід-колекторів.

4.2.2 Критерійна оцінка впливу структури порового простору порід карбонатного типу на швидкість проходження пружних хвиль. Проведені дослідження акустичних характеристик карбонатних порід з різною структурою порового простору довели суттєвий вплив геометрії пор на зв'язок коефіцієнта пористості та швидкості проходження повздовжніх хвиль. При визначенні коефіцієнта пористості за методом акустичного каротажу необхідно спочатку провести дослідження характеристики будови порового простору.

Скелет породи-колектора є основним фактором, що визначає швидкісну характеристику породи різного типу порового простору. Зміна типу цементу та його мінерального складу, структура порового простору визначає будову хвилевода, по якому розповсюджується пружна хвиля [117]. Величини коефіцієнтів залежності $v_n = f(K_n)$ будуть визначатися вказаними параметрами.

Нами вперше пропонується використовувати комплексний параметр, що враховує акустичні і нейтронні властивості карбонатних порід-колекторів і записується:

$$\Pi_p = \Delta T / \lambda. \quad (4.36)$$

Параметр Π_p вказує яка частка порового простору відповідає одиниці інтервального часу проходження пружної хвилі. За результатами досліджень геофізичних методів свердловини 30-Лопушна побудовано залежність значень I_{ny} з параметром Π_p (рис. 4.13). На рис. 4.13 виділено дві групи точок, які характеризуються різною геометрією пор. Спостерігається розмежування за параметром Π_p двох груп точок, що вказує на можливість використання вказаного параметра для аналізу швидкісної характеристики розриву.

Для розділення порід карбонатного типу за структурою порового простору пропонується використати відносний параметр R , який записується наступною формулою:

$$R = (\Delta T_{вим} - \Delta T_{роз}) / \lambda, \quad (4.37)$$

де $\Delta T_{роз}$ – розраховане значення інтервального часу;

$\Delta T_{вим}$ – вимірне значення інтервального часу;

I_n^B – інтенсивність потоку теплових нейтронів на датчику нейтронів великого зонда ННК-Т;

I_n^M – інтенсивність потоку теплових нейтронів на датчику нейтронів малого зонда ННК-Т.

Відносний параметр R використовується, як критерій оцінки типу пористості та характеризує частку відхилення виміряного значення інтервального часу від теоретично розрахованого з мінімальною пористістю для кавернозних порід до кількості теплових нейтронів, які утворились при проходженні сповільнених нейтронів між великим і малим зондами.

Значення $\Delta T_{роз}$ розраховується для щільної породи з кавернозною пористістю, яка визначається за геологічними даними. Кількість теплових нейтронів пропорційна водневмісту породи-колектора в інтервалі вимірів методом ННК-Т [117]. Таким чином, параметр вказує, яка частка водню приходить на різницю розрахованого і виміряного значення ΔT .

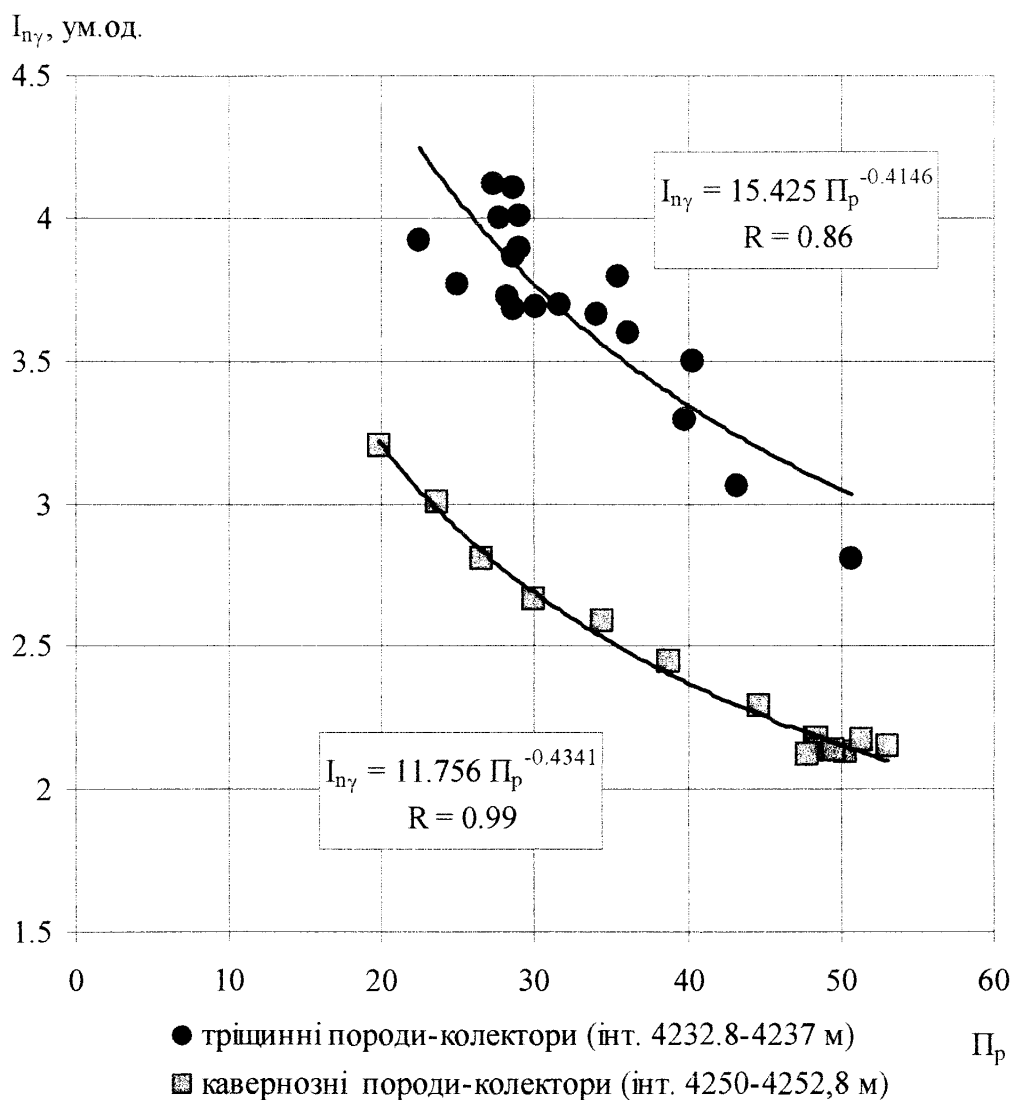


Рисунок 4.13 – Залежність інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів I_{γ} від параметра Π_p (св. 3-Лопушна)

Розрахунок величини інтервального часу ($\Delta T_{роз}$) для породи-колектора проводиться на моделі за формулою, яка запропонована Ф.Гесманом [114].

$$v_n = \left[\frac{1}{\rho} \cdot (P \cdot t^2 + 16 \cdot l) \right]^{1/2}, \quad (4.38)$$

де $t = 1 - \frac{24 \cdot (1 - 2\sigma) \cdot l}{E};$

$$l = \frac{1}{24 \cdot 2} \cdot \left[\frac{2\pi E^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2) g Z}{(1 - \sigma^2)^2} \right]^{1/3};$$

$$\rho = (1 - K_n) \cdot \rho_1 + K_n \cdot \rho_2;$$

$$P = \left\{ \frac{K_n}{\chi_2} - \frac{3 \cdot (1 - 2\sigma)}{E} \cdot \left[(1 - K_n) - \frac{12 \cdot (1 - 2\sigma) l}{E} \right] \right\};$$

ρ_1, ρ_2 – густина твердої і рідинної фаз;

Z – глибина залягання породи;

g – прискорення сили тяжіння;

χ – коефіцієнт теплопровідності;

E – модуль Юнга.

Для зручності проведення інтерпретації результатів акустичного каротажу визначимо $\Delta T_{роз} = l/v_n$.

Розраховане значення $\Delta T_{роз}$ буде характеризувати швидкість проходження повздовжньої хвилі у моноліті породи з мінімальною пористістю. Характеристика мінерального складу моноліту породи визначається лабораторним шляхом при дослідженні шліфів на розвідувальному етапі родовища. За наявності тріщин та каверн порушиться щільність хвилевода, і швидкість буде зменшуватися.

Величина значення пропонованого параметра R є критерієм оцінки типу пористості порід карбонатного складу, кавернозна або тріщинувата. Для карбонатних порід при мінімальному значенні параметра R порода буде характеризуватися за колекторськими властивостями як кавернозна, або кавернозно-гранулярна пористість. При збільшенні значення R порода характеризується тріщинуватою пористістю і при максимальних значеннях R порода буде карбонатно-глиниста. Для встановлення значення критерію

використано результати опису шліфів.

Використовуючи геофізичну інформацію зі свердловини 30-Лопушна, виконано розрахунки величини параметра R для різних інтервалів продуктивної частини юрських відкладів. На рис. 4.14 наведено результати проведених розрахунків. При виборі інтервалів у свердловині 30-Лопушна враховано диференціацію кавернограми для зменшення впливу діаметра на результати вимірів інтервального часу проходження пружної хвилі. Вісь ординат (рис. 4.14) відповідає зміні параметра R , вісь абсцис вказує на зміну інтенсивності вторинного гамма-випромінення. Виділено три сукупності, які за величиною I_{γ} характеризується невеликою диференціацією, що зумовлено близькими колекторськими властивостями. Величина критерію R для виділених сукупностей суттєво відрізняється: для верхньої сукупності (рис. 4.14) величина критерію змінюється $R = 23 \div 32$, для середньої сукупності величина $R = 12 \div 18$ і для нижньої сукупності $R = 0,4 \div 5$. Значна різниця у величині критерію R , яка вказує на різні акустичні властивості досліджуваних порід, дозволяє за критерієм R виділити породи карбонатного складу з кавернозною, тріщинною пористістю та заглинизовані карбонатні відклади.

Використовуючи результати комплексу геофізичних методів на свердловині 30-Лопушна, розраховано значення критерію розподілу карбонатних порід Ψ та критерію оцінки типу пористості R , які наведено на рисунку 4.15. За величиною критерію Ψ виділено заглинизовані карбонатні породи, карбонатні з кавернозною і тріщинною пористістю та щільні прошарки карбонатів. За величиною критерію R виділяються інтервали порід із значеннями $R = 7$, які відносяться до порід з кавернозною пористістю, інтервали з величиною $R = 18$ відносяться до порід з тріщинуватою пористістю, а породи зі значенням $R = 27$ відносяться до заглинизованих карбонатних відкладів юрського віку.

Використавши інформацію з розподілу порід за різним типом порового простору, проведено розрахунки коефіцієнта пористості за даними

акустичного каротажу (рис. 4.15). Спочатку розраховано пористість за прийнятою формулою $\Delta T = 2,8 K_n + 151$, яка використовувалась при підрахунку запасів нафти, для карбонатних порід юрських відкладів та проведено співставлення із результатами розрахунків для порід кавернозної та тріщинуватої пористості за формулами рис. 4.5. Отримані результати вказують на певну величину похибки. Більша похибка (див. рис. 4.15) відмічається для порід з кавернозною пористістю. Для заглинених карбонатних порід результати співставлення вказують на завищену пористість.

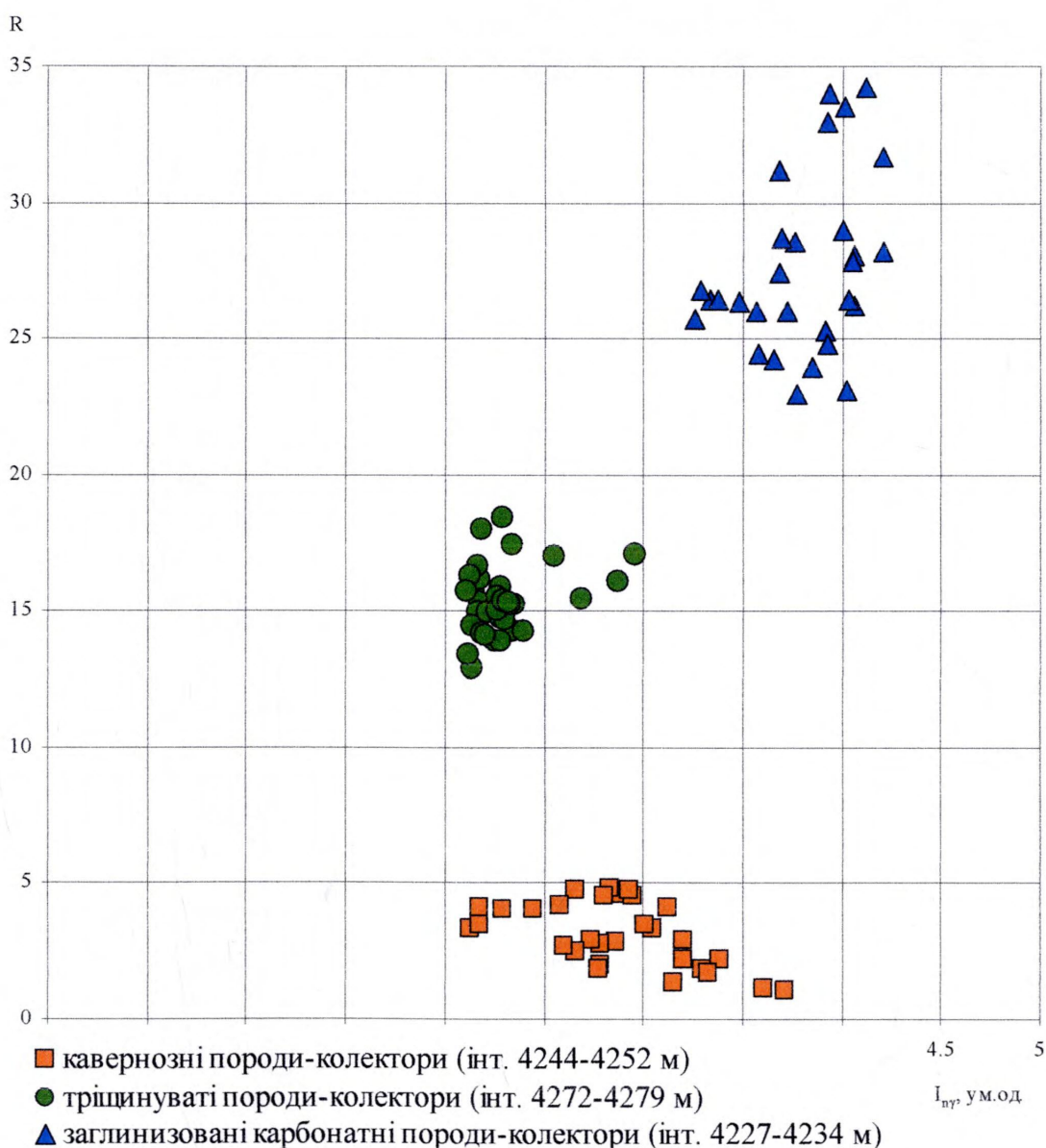


Рисунок 4.14 – Зв'язок інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів I_{γ} із критерієм оцінки типу пористості R (св. 30-Лопушна)

Запропонована вперше технологія використання критерію виділення та оцінки карбонатних порід на прикладі Лопушнянського родовища дозволила підвищити достовірність визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу. Запропоновані критерії виділення карбонатних порід Ψ у загальному літотипі порід, та критерій оцінки типу пористості R дозволили оперативно проводити інтерпретацію породи карбонатного типу.

Використанні критерії до аналізу геофізичної інформації з акустичного каротажу можуть використовуватись і для інших родовищ вуглеводнів.

Висновки до розділу 4

Дослідження розподілу геофізичних параметрів, які характеризують породи складної будови і відносяться до карбонатних відкладів юрського віку, та проведене моделювання електричних та акустичних властивостей зводиться до наступного:

1. На основі аналізу електропровідності гірських порід запропоновано модель електропровідності для порід-колекторів карбонатних відкладів Лопушнянського родовища з глинистим цементом.

2. Дослідження зв'язку швидкості проходження пружної хвилі в породі карбонатного типу з її електричним опором встановили зв'язок швидкості проходження пружної хвилі з геометрією порового простору.

3. Модельні розрахунки швидкості проходження пружної хвилі у породі-колекторі з кавернозною і тріщиною пористістю встановили збільшення швидкості хвилі в породі з кавернозною пористістю порівняно з тріщиною пористістю при однаковому об'ємі порового простору.

4. На основі запропонованого критерію оцінки типу пористості створено нову технологію визначення типу порового простору порід карбонатного складу за інформацією методу акустичного каротажу та методу нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами для врахування впливу геометрії пор на швидкість проходження пружної хвилі при визначенні коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу.

ВИСНОВКИ

У дисертації, що є завершеною науково-дослідною роботою, науково і практично обґрунтовано актуальну проблему, пов'язану із виділенням нафтонасичених складнобудованих порід-колекторів карбонатного типу. За результатами досліджень кернавого матеріалу, оброблення та інтерпретації великого об'єму матеріалів геофізичних досліджень свердловин розроблено критерії, на основі яких проводиться виділення нафтонасичених порід-колекторів вехньоюрських карбонатних відкладів Лопушнянського родовища. Головні результати даної роботи можна сформулювати у формі наступних тверджень:

1. На основі аналізу електропровідності гірських порід запропоновано модель електропровідності для складнобудованих порід-колекторів з глинисто-карбонатним цементом на прикладі юрських відкладів Лопушнянського родовища.

2. Встановлено зв'язок швидкості розповсюдження поздовжніх хвиль з електричними параметрами у карбонатних породах за умов врахування впливу геометрії пор та типу пористості при незмінному об'ємі пустотного простору.

3. Встановлено критеріальний відносний параметр Ψ для виділення нафтонасичених складнобудованих порід-колекторів карбонатного типу за даними ГДС Лопушнянського родовища.

4. Розроблено нову методологію оцінки типу порового простору складнобудованих порід карбонатного типу за інформацією методу акустичного каротажу та методу нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами для врахування впливу геометрії пор на швидкість проходження пружної хвилі.

Отримані у дисертаційній роботі наукові і практичні результати є основою комплексного підходу до вирішення проблеми виділення нафтонасичених складнобудованих порід-колекторів карбонатного типу.

Отримані результати є науково обґрунтованими, базуються на великій кількості фактичного матеріалу і апробовані в процесі інтерпретації результатів ГДС Лопушнянського нафтового родовища.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Дорофеев Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа / Т.В. Дорофеев. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
2. Александров Б.Л. Изучение карбонатных коллекторов геофизическими методами / Б.Л. Александров. – М.: Недра, 1979. – 200 с.
3. Арчи Г.Е. Классификация пористых карбонатных пород и их коллекторские свойства / Г.Е. Арчи // Вопросы промышленной геофизики: книга. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – С. 8 – 26.
4. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1977. – 231 с.
5. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов: метод. реком. / Под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин: НПО Союзпромгеофизика, 1990. – 261 с.
6. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1972. – 368 с.
7. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 341 с.
8. Добрынин В. М. Роль петрофизики в явлении и изучении залежей нефти и газа / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, В.А. Кожевников / НТВ Каротажник. – 1999. – № 61. – С. 15 – 32.
9. Курганский В.Н. Использование многомерных корреляционных связей между геофизическими параметрами и физическими свойствами горных пород для оценки емкостных свойств карбонатных отложений / В.Н. Курганский // Материалы II и III научно-технической конференции молодых геофизиков Украины. – Киев, 1982. – С. 8 – 10.

10. Курганский В.Н. Петрофизические и геологические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа / В.Н. Курганский. – К.: Пекин, 1999. – 167 с.

11. Нечай А.М. Вопросы количественной оценки вторичной пористости трещиноватых коллекторов нефти и газа / А.М. Нечай // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 38. – С. 201 – 213.

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

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

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

15. 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.

16. Скибицкая Н. А. Комплексный подход к изучению свойств пород-коллекторов нефти и газа нефтегазоматеринских карбонатных толщ месторождений углеродов / Н.А. Скибицкая, В.А. Кузьмин, Е. Г. Доманова и др. / НТВ Каротажник. – 2014. – № 7(241). – С. 20 – 31.

17. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвеев, З.Б. Стефанкевич – М.: Недра, 1978. – 255 с.

18. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн,

Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1985. – 248 с.

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

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

21. Дзевень И.П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью / И.П. Дзевень. – М.: Недра, 1981. – 160 с.

22. Кузнецов В.Г. Некоторые закономерности нефтегазоносности карбонатных отложений / В.Г. Кузнецов // Изв. АН СССР. Серия геологическая. – 1991. – № 2. – С. 119 – 132.

23. Алексеев А.А. Оценка пористости верхнеюрских карбонатных отложений Западного Предкавказья по комплексу ГИС / А.А. Алексеев, Р. И. Ключкина, С.В. Беляев / НТВ Каротажник. – 2009. – № 1(178) – С. 40–52.

24. Зверев Г.Н. Непрерывная интерпретация данных каротажа в карбонатном разрезе с применением ЭВМ / Г.Н. Зверев, Н.З. Заляев, В.А. Батанин // Геофизические методы поисков и разведки нефти и газа в Припятской впадине: сборник. – Минск: Недра и техника, 1970. – 210 с.

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

26. Куликович А.Е. Изучение коллекторов однотипных разрезов Днепровско-Донецкой впадины с помощью многомерных уравнений / А.Е. Куликович, А.Х. Ланцман, М.С. Стецяк // Техника и методика геофизических исследований: сборник. – Львов: УкрНИИГРИ, 1981. – С. 59–64.

27. Курганский В.Н. Выделение карбонатных пород нижневизейских отложений по данным промышленной геофизики в пределах ДДВ / В.Н. Курганский, В.В. Храпак // Геология. Вестник Киев ун-та. – 1986. – № 5. – С. 23 – 25.

28. Курганский В.Н. О характере зависимости интервального времени Δt от степени доломитизации и кальцитизации карбонатных пород / В.Н. Курганский, В.В. Храпак // Геофизический журнал. – 1995. – т. 17. – № 1. – С. 74 – 77.

29. Князев А.Р. К выделению и оценке трещинных коллекторов в карбонатных породах с низкопористой водонасыщенной матрицей / А.Р. Князев / НТВ Каротажник. – 2008. – № 8 (173) – С. 37 – 51.

30. Соколова Т.Ф. Результаты изучения методами ГИС карбонатных низкопоровых коллекторов рифейского возраста / Т.Ф. Соколова, Д.В. Кляжников, В.П. Клокова / НТВ Каротажник. – 2008. – № 6 (183) – С. 90 – 102.

31. Пестриков А.С. О возможности использования промышленно-геофизических данных для определения типа коллектора / А.С. Пестриков // Геология нефти и газа. – 1964. – № 10. – С. 46 – 53.

32. Ханин А.А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

33. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат // Тр.УкрНИГРИ. – М.: Недра, 1971. – Вып. 25. – 392 с.

34. Запивалов Н.П. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород / Н.П. Запивалов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 46 – 49.

35. Марьенко Ю.И. Коллекторская способность карбонатных пород / Ю.И. Марьенко // Всесоюзный нефтегазовый НИИ: сб.науч.тр., 1982. – Вып. 79. – С. 149 – 155.

36. Фарманов Н.В. Геолого-геофизические особенности изучения карбонатных коллекторов Прикаспийской впадины / Н.В. Фарманов, А.Н. Африкян и др. // Тр. МИНГ. – 1987. – Вып. 198. – С. 131 – 142.

37. Колосовская Л.В. Литолого-петрографическая характеристика верхнеюрских подсолевых карбонатных отложений / Л.В. Колосовская // Вопросы изучения нефтегазоносности недр: труды ИГиРГИ. – 1982. –

Вып. 182. – С. 105 – 110.

38. Дьяконов А.И. Освоение нефтегазоносности рифовых комплексов Западного Предкавказья – важнейший резерв запасов нефти и газа в Краснодарском крае / А.И. Дьяконов, М.И. Окунь // Труды ВНИГНИ. – М.: Недра, 1978. – С. 107 – 113.

39. Боярчук А.Ф. Прогнозирование трещин коллекторов карбонатных отложений мезозоя ЧИ АССР по данным сейсморазведки / А.Ф. Боярчук, А.З. Бедгер, М.А. Борминский // Геология нефти и газа – 1991. – № 3. – С. 107 – 113.

40. Пахольчук А.А. Оценка коэффициента кавернозности по комплексу Керн-ГИС: в связи с оценкой выработки запасов нефти / А.А. Пахольчук // Геология нефти и газа. – 1990. – № 2. – С. 14 – 16.

41. Потейко Л.В. Литологическое расчленение карбонатного разреза по материалам ГИС / Л.В. Потейко, И.А. Куклин // Геология нефти и газа. – 1987. – № 8. – С. 28 – 31.

42. Тарануха Ю.К. О связи между физическими свойствами и химическим составом известняков / Ю.К. Тарануха, С.П. Власова // Геология и разведка: Изв. вузов. – 1987. – № 10. – С. 100 – 104.

43. Свалов А.М. Капиллярные эффекты в трещиноватых породах / А.М. Свалов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 59 – 65.

44. Крючков В.Е. Типы доломитов в верхнеюрских нефтегазоносных отложениях юга Туркмении / В.Е. Крючков // Литология и полезные ископаемые. – 1987. – № 3. – С. 136 – 140.

45. Граб М.В. Умови утворення верхньоюрських карбонатних відкладів Передкарпатського прогину і Пієнінської зони Українських Карпат / М.В. Граб, І.Т. Попп // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 3. – С. 33 – 38.

46. Шеремета П. Лопушнянське нафтогазове родовище у форландії Українських Карпат / П. Шеремета, Ю. Стародуб // Геолог України. – 2004. – № 1. – С. 48 – 54.

47. Фтемов Я.М. Особливості будови структури порового простору карбонатних колекторів на Лопушнянському нафтовому родовищі / Я.М. Фтемов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 4 (45). – С. 54 – 63.

48. Геолого-економічна оцінка Лопушнянського нафтового родовища / Ю.З. Крупський, Б.І. Деніга та ін. // Державне геологічне підприємство Західукргеологія. – Львів, 2001.

49. Федоришин Д.Д. Комплексні геофізичні дослідження карбонатних порід-колекторів юрських відкладів зовнішньої зони Передкарпатського прогину / Д.Д. Федоришин, І.О. Пятковська, М.С. Махамбетова, Я.М. Фтемов // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2014. – № 1(36). – С. 18 – 26.

50. Антипов В.И. Взаимозависимость и обусловленность основных физических параметров горных пород / В.И. Антипов, М.И. Мельничук, В.Г. Лизанец. – Львов: изд-во Львовского ун-та, 1969. – 126 с.

51. Бортницкая В.М. Характеристика коллектирующих пород нефтяных месторождений Предкарпатья / В.М. Бортницкая, Д.В. Кутовая, Э. Алешкина // Геология и нефтегазоносность советских Карпат. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 18 – 23.

52. Бортницкая В.М. Связь коллекторских свойств терригенных пород Предкарпатья с вещественным составом / В.М. Бортницкая // Нефтяная и газовая промышленность. – К.: Наукова думка. – 1969. – С. 9 – 14.

53. Бублик С.В. Изучение физических параметров горных пород и исследование скважин на площадях глубокого разведочного и структурно-поискового бурения по материалам 1970 г. / С.В. Бублик, Б.А. Филипчук, Н.И. Крылов. – Львов: Фонды треста Львовнефтегазразведка. – 1971. – 187 с.

54. Вульчин Е.И. Породы-коллекторы нефти мелинитовой серии в свете детального петрографического исследования (глинистые породы) / Е.И. Вульчин // Геология и геохимия ископаемых. – К.: Наукова думка. – 1969. № 20. – С. 24 – 31.

55. Грицишин В.И. Характеристика коллекторов Оров-Уличнянского нефтяного месторождения / В.И. Грицишин, Р.М. Новосилецкий, Н.С. Предтеченская, Г.П. Федорович // Нефтяная и газовая промышленность. – К.: Наукова думка. – 1968. – С. 13 – 18.

56. Кухтин И.Н. К вопросу о характере коллекторов нефти и газа месторождений внутренней зоны Предкарпатского прогиба / И.Н. Кухтин, Л.С. Мончак // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Львов: изд-во Львовского ун-та. – 1966. – № 2. – С. 15 – 19.

57. Сафаров И.П. Физические параметры коллекторов нефти и газа внутренней зоны Предкарпатского прогиба / И.П. Сафаров // Труды НТС по проблеме нефтеносности Украины. – 1959. – С. 8 – 13.

58. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М.: Недра, 1984. – 281 с.

59. Ильинский В.М. Геофизические исследования коллекторов сложного строения / В.М. Ильинский, Ю.А. Лимбергер. – М.: Недра, 1981. – 208 с.

60. Вендельштейн Б.Ю. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин / Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Ильинский, Ю.А. Лимбергер, З.К. Козина. – М.: Недра, 1984. – 230 с.

61. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1972. – 312 с.

62. Изотова Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т. С. Изотова, С. Б. Денисова, Б. Ю. Вендельштейн. – М.: Недра, 1993. – 183 с.

63. Фтемов Я.М. Уточнення геологічної будови юрських відкладів Лопушнянського нафтогазового родовища / Я.М. Фтемов // Нафтогазова геофізика: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції (м. Івано-Франківськ, 25 – 29 квітня 2011 р.). – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, – 2011. – С. 217 – 220.

64. Федоришин Д.Д. Особливості будови структури порового простору

карбонатних порід-колекторів Лопушнянського нафтогазового родовища / Д.Д. Федоришин, О.М. Трубенко, Я.М. Фтемов, С.Д. Федоришин // Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи: матеріали наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 грудня 2014 р.) – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2014. – С. 176 – 178.

65. Басин Я.Н. Методика определения пористости карбонатных пластов по данным нейтронного каротажа с серийной аппаратурой радиоактивного каротажа (временное наставление) / Я.Н. Басин, Н.К. Кухаренко, Ю.В. Тюкаев. – М.: ОНТИ ВКИНЯГГ, 1968. – 110 с.

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

67. Федоришин Д.Д. Петрофізична основа інтерпретації результатів геофізичних досліджень карбонатних порід-колекторів для визначення їхніх колекторських параметрів / Д.Д. Федоришин, О.М. Трубенко, Я.М. Фтемов, С.Д. Федоришин // Сборник научных трудов Sword.– Иваново: Маркова АД, 2014 – Выпуск 2. Том 31. – 16-21. РИНЦ. ЦИТ:214-163.

68. Шванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа / А.М. Шванов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.

69. Дахнов В.Н. Карстогенные коллекторы и их промышленное значение в нефтяной и газовой промышленности / В.Н. Дахнов, А.П. Лебедев // Сейсмические, гравиметрические и промыслово-геофизические исследования в нефтяной и газовой промышленности: труды МИНХиГП. – М.: Недра, 1964. – Вып. 50. – С. 215 – 223.

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

71. Кринари А.И. Об унифицированной схеме классификации коллекторов нефти и газа / А.И. Кринари // Геология нефти и газа. – 1959. – № 7. – С. 21 – 25.

72. 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.

73. 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 / Б.Л. Александров; ГНИ. – Грозный, 1968. – 21 с.

74. Багов М.С. Методы и результаты исследований некоторых физических свойств образцов нефтяных залежей, приуроченных к трещинным коллекторам / М.С. Багов, Д.Н. Кузьмичев, А.В. Итюткина // Разработка нефтяных месторождений и физика пласта: труды СевКавНИИ. – М.: Недра, 1970. – Вып. 6. – С. 107 – 118.

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

76. 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 / Т.В. Иванов; МИНХиГП. – М., 1966. – 26 с.

77. Вендельштейн Б.Ю. О критериях выделения коллектора по данным промысловой геофизики / Б.Ю. Вендельштейн, Н.В. Царева // Нефть и газ. – 1969. – № 6. – С. 5 – 8.

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

79. Вендельштейн Б.Ю. О возможности комплексной количественной

интерпретации диаграм нейтронного гамма-метода и потенциалов собственной поляризации в карбонатном разрезе / Б.Ю. Вендельштейн, Н.В. Манчева // Геофизические методы исследования скважин: труды МИНХиГП. – М.: Недра, 1967. – Вып. 56. – С. 113 – 140.

80. Дахнов В.Н. Исследование фактора времени при интерпретации результатов исследования скважин методом сопротивления / В.Н. Дахнов // Промысловая геофизика: труды МИНХиГП. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – Вып. 41. – 93 – 99 с.

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

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

83. Сохранов Н.Н. Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / Н.Н. Сохранов, С.М. Аксельрод. – М.: Недра, 1984. – 255 с.

84. Фтемов Я.М. Виділення нафтонасичених порід-колекторів карбонатного складу на прикладі Лопушнянського родовища / Я.М. Фтемов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 3 (56). – С. 46 – 56.

85. 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.

86. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В.Н. Кобранова. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 490 с.

87. Дахнов А.В. Исследование связей между физическими свойствами

максимально влажных терригенных пород и их проницаемостью: автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-мин. наук: 04.00.12 “Геология” / А.В. Дахнов // МИНХиГП. – М., 1975. – 21 с.

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

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

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

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

92. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков. – М.: Недра, 1987. – 217 с.

93. Афанасьев В.С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев. – Тверь: ГЕРС, 1993. – 28 с.

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

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

96. 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. – P. 369–383. Т. 1.

97. Clavier C. Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands / C. Clavier, G. Coates, J. Dumanoir // Soc. Pet. Engrs. J – 1984. – Vol. 24. – P.153-167.

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

99. Hill H.J. Bond water in shaly sands-its relation to Q_v and other formation properties / Hill H.J., Shirley O.J., Klein G.E. // Log Analyst. – 1979. – Vol. XX. – P. 3 – 19.

100. Schwartz L.M. Effective medium theory of electrical conduction in two-component anisotropic composites / L.M. Schwartz // Physica A. – 1994. – Vol. 207. – P. 131 – 136.

101. Элланский М.М. Математические методы в газонефтяной геологии и геофизике / М.М. Элланский. – М.: Недра, 1972. – 208 с.

102. Шапиро Д.А. О зависимости э.д.с. диффузии в скважинах от адсорбционных свойств пород / Д.А. Шапиро // Доклады АН СССР. – 1951. XXVII. – № 4. – С. 27 – 32.

103. Witte L.D. Relations between resistivities and fluid contents of porous rocks / L.D. Witte // Oil and Gas J. 1950. – Vol. 16. – P. 120.

104. Вендельштейн Б.Ю., Элланский М.М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости / Б.Ю. Вендельштейн, М.М. Элланский // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 40. – С. 181 – 193.

105. 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. – 50 с.

106. Шнурман Г.А. Изучение сложных коллекторов Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики / Г.А. Шнурман, С.С. Итенберг. – Ростов: Изд.-во Ростовского ун-та, 1979. – 86 с.

107. 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.

108. Ефимов В.А. Петрофизические модели сложнопостроенных

глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщения по данным электрометрии скважин: автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук: спец. 00.30.03 “Геология нефти и газа” / В.А. Ефимов; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 1984. – 26 с.

109. Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) / Г.В. Нестерова // НТВ Каротажник. – 2008. – № 8 (173). – С. 80 – 101.

110. Александров Б.Л. Влияние температуры на удельное сопротивление и скорость распространения акустических волн в глинах / Б.Л. Александров, В.С. Афанасьев // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1976. – № 18. – С. 10 – 14.

110. Старостін В.А. Побудова моделей електропровідності адаптованих до геологічних умов складнопобудованих порід-колекторів / В.А. Старостін, Я.М. Коваль, Я.М. Фтемов // Розвиток наукових досліджень 2014: матеріали 10-ї міжнар. наук.-практ. конф. (м. Полтава, 24 – 26 листопада 2014 р.) – Полтава: ІнтерГрафіка, 2014. – Т.5. – С. 39 – 42.

112. Горюнов И.И. Удельное электрическое сопротивление трещиноватой породы / И.И. Горюнов // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 38. – С. 173 – 179.

113. Комплексное изучение коллекторов нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья / В.И. Грицишин, Д.Д. Федоришин, А.В. Максимов, И.Г. Пилип и др. // Отчет по НИР № 197/88 (заключительный) – ИФИНГ. Ивано-Франковск. 1988. – 83 с.

114. Ивакин Б.Н. Акустический метод исследования скважин / Б.Н. Ивакин, Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов. – М.: Недра, 1978. – 320 с.

115. Булатова Ж.М. Акустический каротаж / Ж.М. Булатова, Е.А. Волкова, Е.Ф. Дубров. – Л.: Недра, 1970. – 264 с.

116. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин: учебник для вузов / Р.А. Резванов. – М.: Недра 1982.

– 368 с.

117. Старостін В.А. Критерійний підхід до оцінки фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів складної будови за геофізичними методами / В.А. Старостін, Я.М. Коваль, Я.М. Фтемов // Сборник научных трудов Sword.– Иваново: Маркова АД, 2014. – Вып. 2. Том 31. – 26 – 32.

118. Петкевич Г.И. Исследование упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости / Г.И. Петкевич, Т.З. Вербицкий. – К. : Наукова думка, 1965. – 76 с.

119. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы разработки нефтяных пластов / М.Х. Хуснуллин. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

ДОДАТОК А

Умовні позначення

- - експлуатаційна свердловина
- ◆ - пошукова свердловина, що дала нафту
- ◊ - пошукова свердловина, що дала воду
- ◊ - ліквідована пошукова свердловина, що дала воду
- ⊙ - ліквідована розвідувальна свердловина без випробування
- 11 - номер свердловини
- 3402,0 - абсолютна відмітка залягання покрівлі верхньої юри
- - - - - тектонічні порушення
- - - - - ізогіпса покрівлі верхньої юри
- I I - лінія геологічного профілю

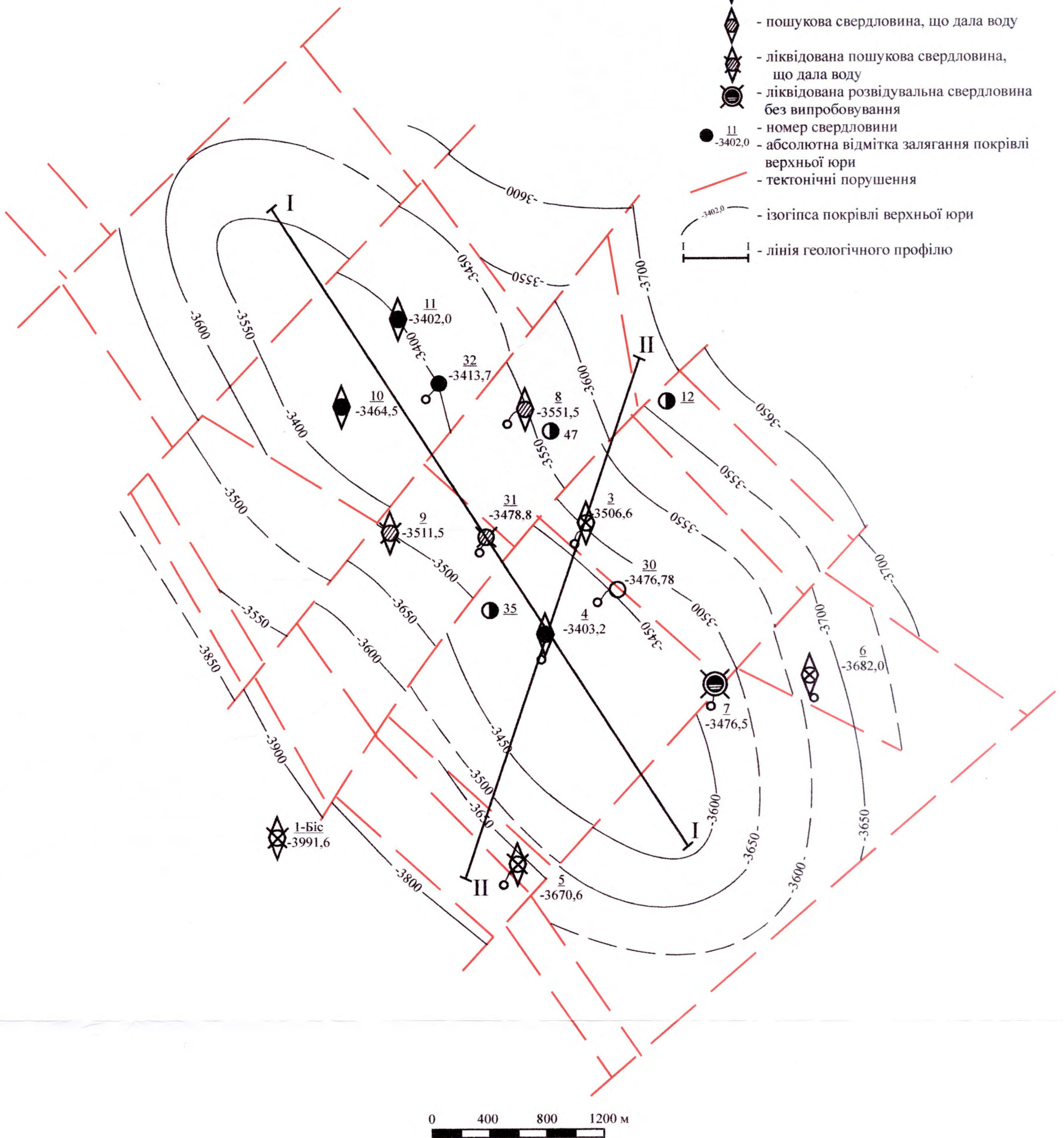
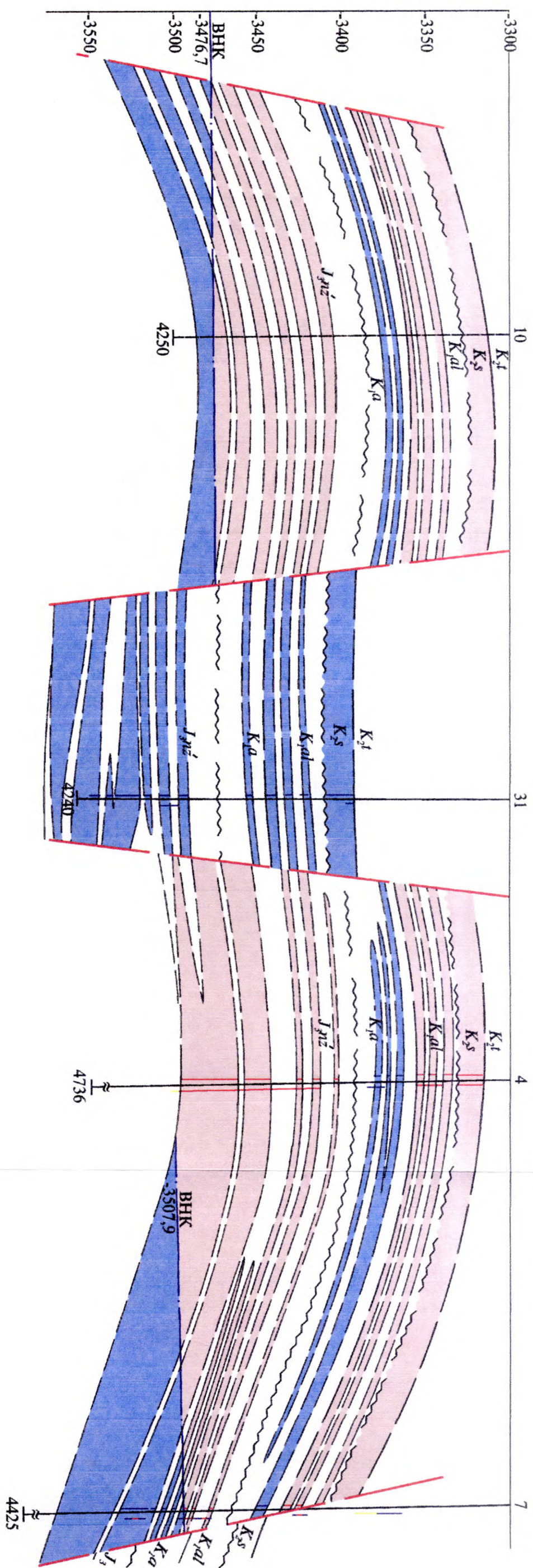


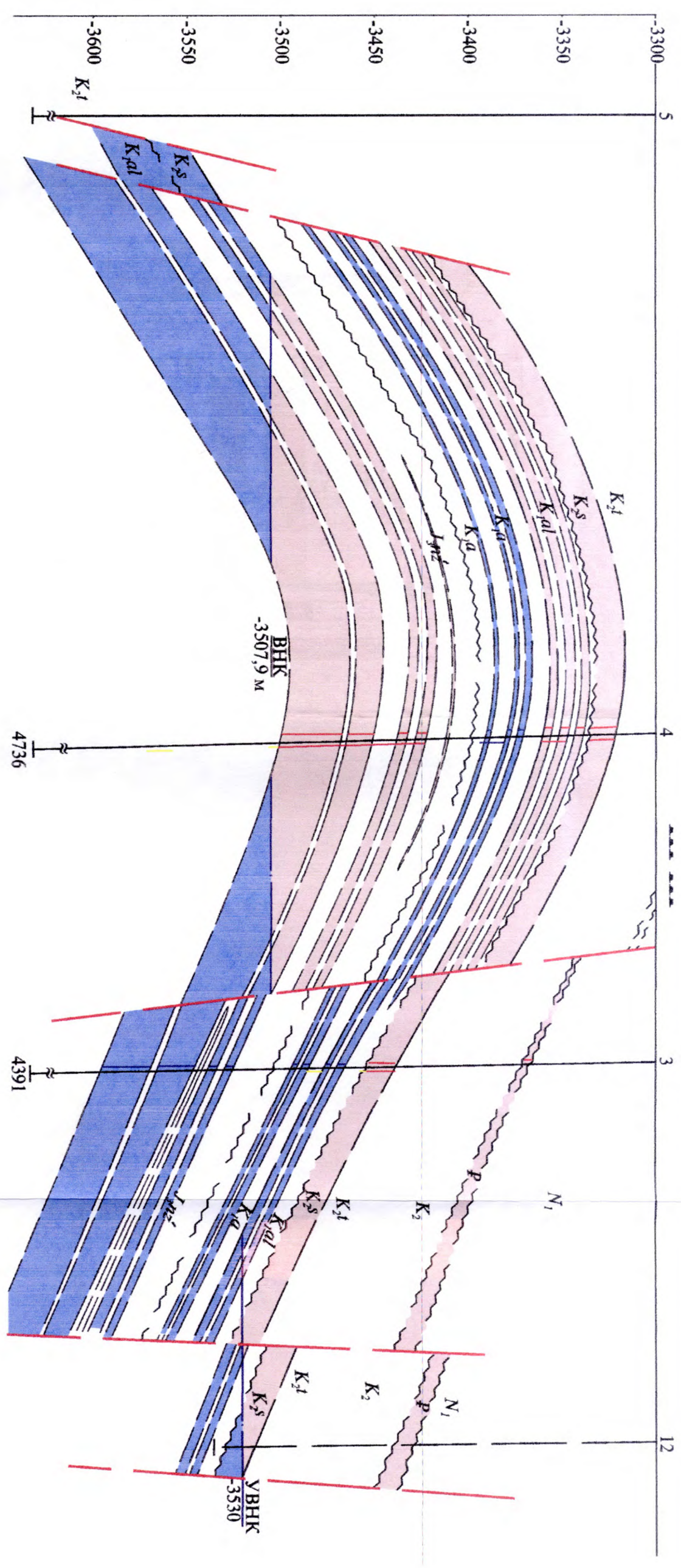
Рисунок А.1 – Структурна карта покрівлі верхньої юри Лопушнянського родовища



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- | | | | |
|--|--|--|--|
| N₁ | - міоценові відклади | J₁¹ | - верхньоюрські відклади. Нижнівська світа |
| P | - палеогенові відклади | K₂^s | - верхній відділ. Відклади сеноманського ярусу |
| Крейдова система | | | |
| K₁¹ | - верхній відділ. Відклади туронського ярусу | K₁^a | - верхняюрські відклади. Нижнівська світа |
| K₂^s | - верхній відділ. Відклади сеноманського ярусу | K₂^{al} | - тектонічні порушення |
| K₂^{al} | - нижній відділ. Відклади альбського ярусу | K₁^a | - границі неузгодженого залягання порід |
| K₁^a | - нижній відділ. Відклади аптського ярусу | K₂^a | - пласти-колектори |
| | | J₁¹ | - непродуктивні пласти |

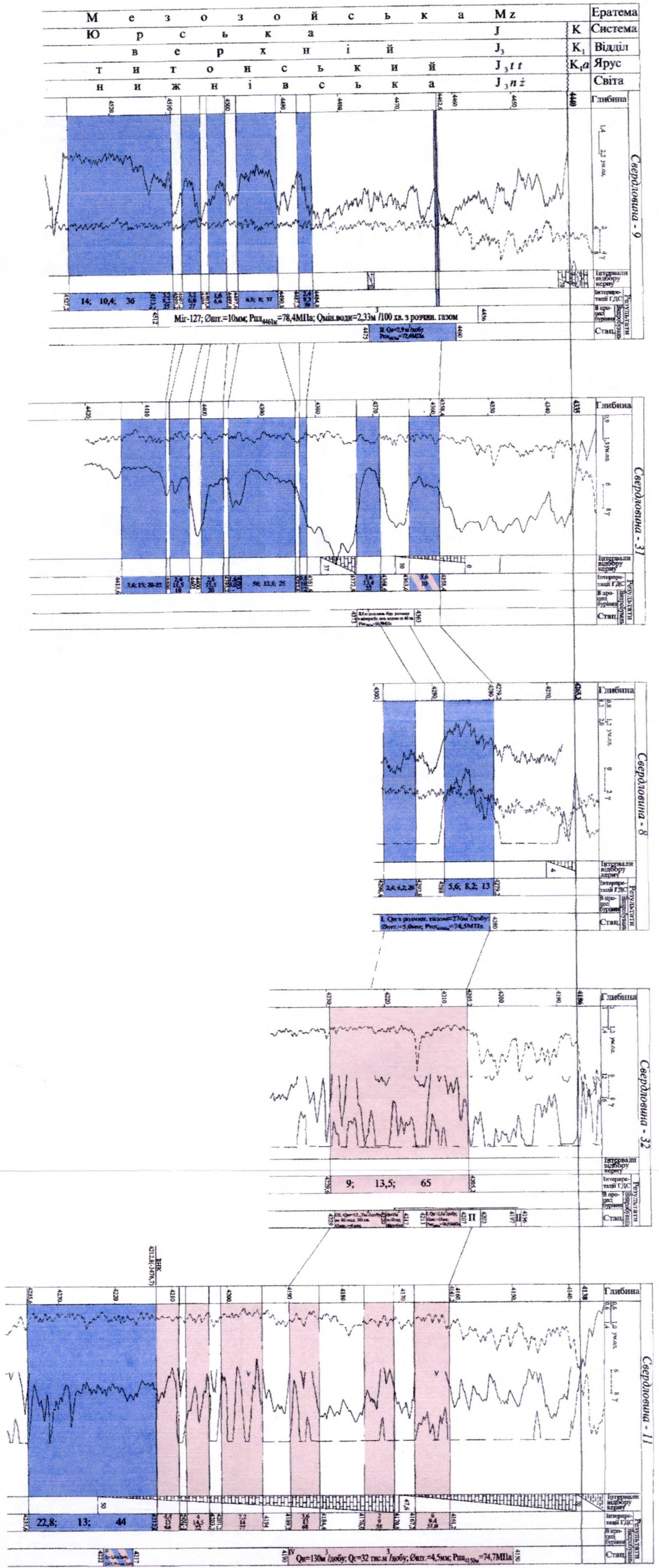
Рисунок А.2 – Геологічний профіль продуктивної частини Лопушнянського родовища по лінії I-I



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- | | | | |
|---|--|--|--|
| N₁ | - міоценові відклади | J_{nz} | - верхньоюрські відклади. Нижнівська світа |
| P | - палеогенові відклади | / | - тектонічні порушення |
| Крейдова система | | J_{nz} | - верхньоюрські відклади. Нижнівська світа |
| K_{3t} | - верхній відділ. Відклади туронського ярусу | ~ | - границі неузгодженого залягання порід |
| K_{3s} | - верхній відділ. Відклади сеноманського ярусу | / | - пласти-колектори |
| K_{3al} | - нижній відділ. Відклади альбського ярусу | / | - непродуктивні пласти |
| K_{3a} | - нижній відділ. Відклади аптського ярусу | | |

Рисунок А.3 – Геологічний профіль продуктивної частини Лопушнянського родовища по лінії II-II



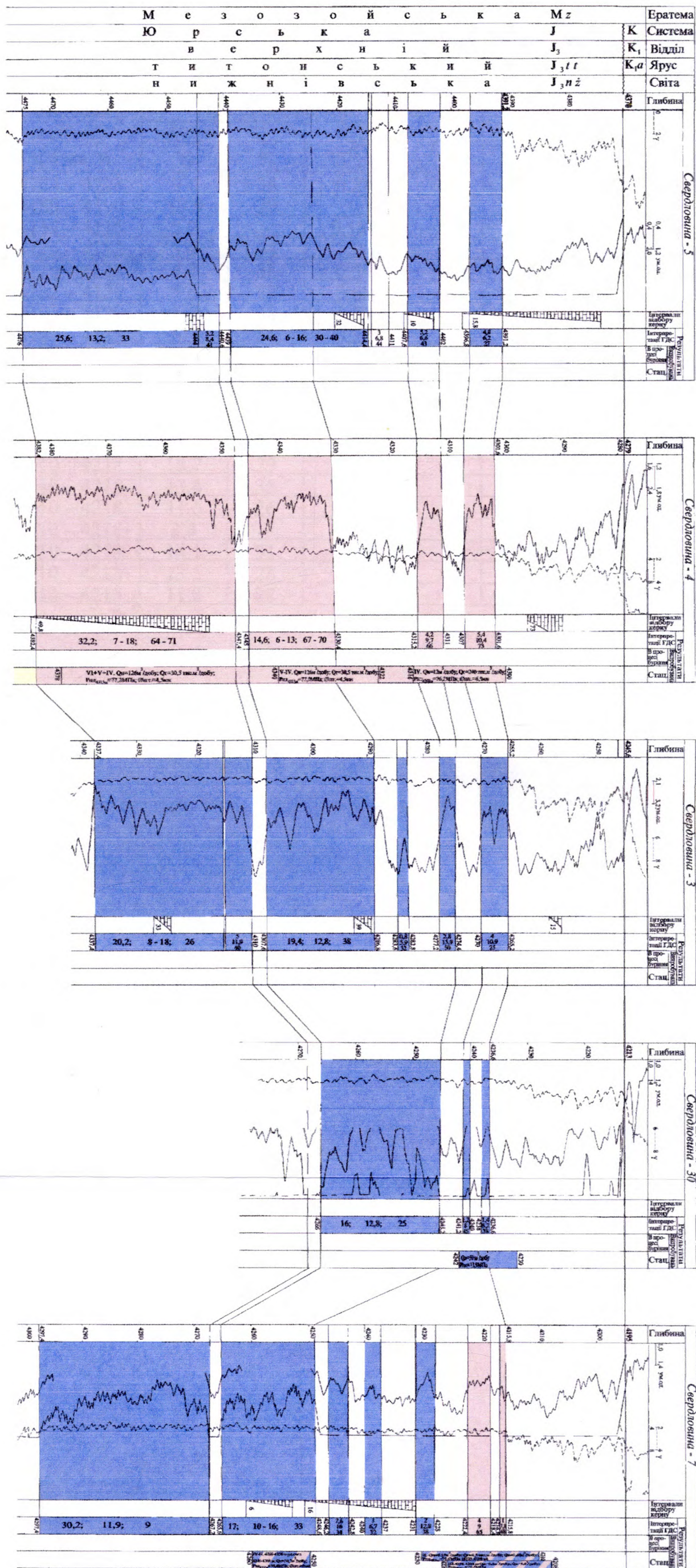


Рисунок А.5 – Кореляційна схема продуктивних горизонтів юри по лінії свердловин 5-4-8-30-7

ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1

Результати визначення фізичних властивостей зразків гірських порід продуктивних карбонатних відкладів
Лопушнянського нафтового родовища

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах				При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{n,65}$ %	$K_{6,35}$ %	$K_{пр,2}$ $10^{15}, \text{м}^2$	C_{211}	$K_{n,65}$ %	P	$K_{6,3}$ %	P_n	$K_{пр,2}$ $10^{15}, \text{м}^2$
37810	1	4724 – 4728	9,6	38	0,24	–	8,8	132	41	4,7	0,096
3409	3	4189 – 4190	13,9	29	–	–	12,1	71	33	10,3	10
37829	4	4112 – 4115	2,2	–	0,181	–	1	816	–	–	–
37821	4	4115 – 4122	3,9	14	1,06	–	3	562	18	–	0,27
37832	4	4115 – 4122	4,7	38	0,54	–	4	–	45	3,8	0,078
37834	4	4122 – 4129	5,6	43	0,68	–	4,6	253	53	3,3	0,19
37835	4	4122 – 4129	5,9	38	1,53	–	5	267	45	4,3	0,31
37837	4	4129 – 4135	6,3	54	0,27	–	5,5	213	61	2,3	0,015
37838	4	4129 – 4135	6,1	37	1,62	–	5,3	256	43	3,8	0,07
11	4	4142 – 4148	1,7	–	–	–	0,9	1392	–	–	–
12	4	4142 – 4148	5,3	–	–	–	4,1	179	–	–	–
8488	4	4210 – 4218	15,6	23	92,1	–	15,1	54	24	23,7	18
8489	4	4210 – 4218	14,5	22	65,1	–	13,3	68	24	22,4	1,3
3	4	4210 – 4218	13,7	29	–	–	12,4	66	32	32	3,2
3	4	4210 – 4218	13,4	35	–	–	11,9	79	39	11	1,3
4	4	4210 – 4218	11,6	26	–	–	1,1	66	30	29	3
8	4	4210 – 4218	3,4	–	–	–	2,6	720	–	–	–
37811	4	4210 – 4218	14,1	31	77,2	–	11,4	61	54	2,8	0,0021
7346	4	4210 – 4218	13,5	28	59,8	–	12,3	93	73	1,5	0,008
7366	4	4210 – 4218	11,8	28	25,2	–	7,5	195	38	3,8	0,077

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах					При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{n,65}$ %	$K_{a,35}$ %	$K_{pp,2}$ $10^{15}, M^2$	C_{21}	$K_{n,65}$ %	P	$K_{a,3}$ %	P_{II}	$K_{pp,2}$ $10^{15}, M^2$	
7368	4	4210 – 4218	14,2	25	77,1	–	13,1	60	27	18	3,6	
38016	4	4249 – 4256	13	18	–	–	11,2	86	21	17	41	
7587	4	4244 – 4256	9,1	48	9,3	6,2	8	127	–	–	0,87	
7588	4	4249 – 4256	14,1	19	2,05	–	12,1	47	22	15,4	7	
7589	4	4249 – 4256	12,1	30	44,7	–	10,5	92	34	7,8	2,7	
7594	4	4256 – 4260	1,7	97	0,04	–	1,1	2367	100	–	0,001	
7596	4	4260 – 4268	7,4	95	0,09	–	6,5	254	100	–	0,001	
7598	4	4260 – 4268	2,7	93	0,12	–	1,4	814	100	–	0,001	
7602	4	4268 – 4274	10,3	65	4,78	–	8,9	89	76	–	0,1	
7603	4	4268 – 4274	16,9	27	339	5,9	15,3	45	30	14,3	14,3	
7604	4	4268 – 4274	15,6	18	481	–	13,9	41	20	16,4	4,7	
7605	4	4268 – 4274	9,4	65	22,5	11,5	8,5	108	72	1,4	0,05	
7606	4	4268 – 4274	13,5	57	87,1	6,1	12,2	96	63	2,4	3,5	
7609	4	4274 – 4281	8,4	9	0,8	18,4	6,5	127	100	1	–	
575	4	4679 – 4683	5,1	77	–	–	2,9	590	100	–	0,001	
576	4	4695 – 4701	3,1	–	–	–	1	865	–	–	–	
578	4	4695 – 4701	3,8	–	–	–	2,1	672	–	–	–	
245	5	4224 – 4227	5,1	–	–	–	4,6	1336	–	–	–	
247	5	4224 – 4227	6,7	–	–	–	5,8	371	–	–	–	
243	5	4224 – 4227	5,7	–	–	–	4,8	189	–	–	–	
240	5	4224 – 4227	3,9	–	–	–	3,4	417	–	–	–	
241	5	4237 – 4242	9,1	–	–	–	8,3	98	–	–	–	
244	5	4237 – 4242	4,4	–	–	–	3,2	394	–	–	–	

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах				При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{n,65}$ %	$K_{e,35}$ %	$K_{pp,2}$ $10^{15}, M^2$	C_{2H}	$K_{n,65}$ %	P	$K_{e,3}$ %	P_H	$K_{pp,2}$ $10^{15}, M^2$
250	5	4237 – 4242	7,8	--	--	--	7	182	--	--	--
248	5	4237 – 4242	10,7	--	--	--	9,5	101	--	--	--
251	5	4252 – 4246	1,7	--	--	--	1,4	2924	--	--	--
242	5	4252 – 4256	1,3	--	--	--	1	2676	--	--	--
253	5	4252 – 4256	0,9	--	--	--	0,6	2614	--	--	--
254	5	4252 – 4256	1,1	--	--	--	0,8	2048	--	--	--
255	5	4283 – 4287	1,1	--	--	--	0,4	1927	--	--	--
252	5	4283 – 4287	1,1	--	--	--	0,8	1479	--	--	--
8554	6	3955 – 3939	13,2	49	0,63	--	11,3	106	57	2,5	0,05
8671	6	4233 – 4237	4,3	66	0,03	--	3,6	302	79	1,5	0,001
8667	6	4233 – 4237	2,4	100	0,04	--	1,4	682	100	--	0,001
8669	6	4233 – 4237	4,2	--	0,03	--	2,5	431	--	--	--
8672	6	4233 – 4237	5,1	92	0,04	20,5	3,9	295	100	--	0,001
8675	6	4237 – 4243	5,8	95	--	--	5	251	100	--	0,001
8678	6	4237 – 4243	8,4	45	0,51	11,5	7	155	54	2,8	0,0021
8676	6	4237 – 4243	7,6	57	0,31	--	6,7	178	65	2	0,08
8680	6	4237 – 4243	5,1	54	0,04	--	4,3	520	73	1,5	0,008
8682	6	4237 – 4243	6,2	30	1,76	7,2	4,9	319	38	3,8	0,077
8684	6	4243 – 4250	5,5	56	0,75	12,7	4,5	229	64	1,9	0,048
8685	6	4243 – 4250	7,5	38	1,23	--	6,6	195	43	3,3	0,09
8688	6	4243 – 4250	5,2	36	0,49	9,8	4,4	290	42	4	0,024
8692	6	4250 – 4256	5,1	61	0,41	16,9	3,4	301	84	1,3	0,031
8694	6	4550 – 4256	7,8	47	0,15	15,7	6,2	171	58	1,8	0,08
8697	6	4256 – 4258	6	53	0,57	13,3	5	269	64	2,4	0,011
15	8	4065 – 4068	3,9	--	--	--	3,1	814	--	--	--

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах				При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{n,65}$ %	$K_{e,3}$ %	$K_{np,2}$ 10^{-15} , М ²	C_{21}	$K_{n,65}$ %	P	$K_{e,3}$ %	P_{II}	$K_{np,2}$ 10^{-15} , М ²
7013	8	4206 – 4210	4.7	9.1	0.06	12	3.7	571	100	–	0.001
7051	8	4216 – 4222	10.5	33	7.87	4.2	8.3	189	37	7.2	0.94
8492	8	4216 – 4222	6.4	65	–	–	4.6	336	90	–	–
18	8	4216 – 4222	5.5	72	4.1	–	4.1	481	97	–	–
19	8	4216 – 4222	6.8	74	–	138	5.5	276	92	1.21	–
7053	8	4231 – 4236	12.8	19	139	3.3	10.1	111	24	11	9.5
7054	8	4231 – 4236	13	20	79.5	3.8	11.9	80	22	15	18.7
329	9	4087 – 4090	1.4	–	–	5.9	0.4	779	–	–	–
330	9	4087 – 4090	3	–	–	8.9	1.8	742	–	–	–
331	9	4087 – 4090	3.7	–	–	9.6	2.3	431	–	–	–
332	9	4087 – 4090	3.5	–	–	101	2.2	594	–	–	–
333	9	4106 – 4109	3	–	–	9.9	2.3	584	–	–	–
334	9	4106 – 4109	4.4	–	0.18	132	3.2	414	–	–	–
335	9	4106 – 4109	3.4	–	–	113	2.2	905	–	–	–
336	9	4106 – 4109	3.3	–	–	9.5	1.6	479	–	–	–
8141	9	4109 – 4112	3.7	40	0.4	193	2.6	389	56	2.3	0.05
337	9	4109 – 4112	4	–	0.11	8.6	3.5	275	–	–	–
338	9	4109 – 4112	4.8	–	0.04	146	3.5	310	–	–	–
8225	9	4112 – 4115	3.6	–	0.09	9.1	2.6	856	–	–	0.001
340	9	4112 – 4115	4.4	–	0.28	13.4	3.3	289	–	–	–
341	9	4112 – 4115	4.3	–	0.06	12	3.1	323	–	–	–
342	9	4112 – 4115	5.5	–	0.1	12.1	3.4	331	–	–	–
8220	9	4115 – 4122	4.6	92	0.05	–	4.1	358	100	–	0.001
8227	9	4115 – 4122	4.1	48	0.22	10.7	3.1	365	63	2.2	0.034
8232	9	4115 – 4122	4.8	16	1.17	17.5	3.6	294	21	5.3	0.08

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах				При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{n,65}$ %	$K_{e,35}$ %	$K_{pp,2}$ 10^{-5} , М ²	C_{21}	$K_{n,65}$ %	P	$K_{e,35}$ %	P_H	$K_{pp,2}$ 10^{-5} , М ²
8233	9	4115 – 4122	4,9	–	0,3	–	4	301	–	–	–
343	9	4115 – 4122	2,8	–	–	10,1	1,7	362	–	–	–
344	9	4115 – 4122	4,9	–	–	10,78	3,9	238	–	–	–
345	9	4115 – 4122	5,6	–	0,59	7,4	3,6	273	–	–	–
346	9	4115 – 4122	5,2	–	0,2	9,2	3,6	248	–	–	–
347	9	4115 – 4122	4,6	–	0,68	5,5	3,6	220	–	–	–
348	9	4115 – 4122	4,7	–	0,63	7,9	4,2	189	–	–	–
349	9	4115 – 4122	5,5	–	0,69	11,7	4,8	200	–	–	–
350	9	4115 – 4122	5,7	–	1,15	6,2	5	208	–	–	–
8245	9	4122 – 4129	5,9	46	0,31	–	4,8	260	56	2,2	0,013
8146	9	4122 – 4129	5,6	33	0,73	17,1	4,6	218	40	–	0,16
351	9	4122 – 4129	4,9	–	0,15	7,4	4,2	229	–	–	–
353	9	4122 – 4129	7,1	–	0,61	8	5,3	204	–	–	–
354	9	4122 – 4129	6,3	39	–	15,4	6	201	41	5,2	0,008
8244	9	4129 – 4135	6,3	33	0,67	12,1	5,4	227	39	3,3	0,025
8247	9	4129 – 4135	6,3	48	0,39	5,5	–	218	55	2,8	0,005
8249	9	4129 – 4135	5	52	1	10,6	4	264	91	1,08	0,04
8253	9	4129 – 4135	5,4	57	0,87	14,8	3,9	322	71	1,7	0,01
355	9	4129 – 4135	5,7	–	0,31	7,7	4,3	229	–	–	–
356	9	4129 – 4135	6,2	–	–	7,4	5,8	211	–	–	–
357	9	4129 – 4135	6,4	60	0,1	10,2	5,6	228	69	1,71	–
358	9	4129 – 4135	6,9	48	–	13,5	5,2	229	64	2,1	0,004
359	9	4129 – 4135	6,2	–	0,27	8	5,6	201	–	–	–
360	9	4129 – 4135	6	–	–	11,1	5,5	238	–	–	–
361	9	4129 – 4135	5,9	35	0,43	9,1	4,9	214	42	5,5	0,031

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах				При ефективному тиску 65 МПа			
			$K_{н.в}$ %	$K_{в.з}$ %	$K_{гр.г}$ $10^{-15}, M^2$	$C_{ст}$	$K_{н.в}$ %	P	$K_{в.з}$ %	$P_{н}$
362	9	4129 – 4135	5,8	--	0,09	15	4,8	251	--	--
363	9	4129 – 4135	5,7	--	--	8	4,2	222	--	--
8309	9	4370 – 4375	6,9	51	0,38	--	5,6	199	63	2,7
8312	9	4370 – 4375	5,2	83	0,07	15,4	4,6	377	100	1
8313	9	4370 – 4375	6,7	33	0,94	13,5	5,5	248	40	7,6
37998	9	4370 – 4375	7,1	44	--	--	5,3	197	4,5	0,12
37999	9	4370 – 4375	6,5	38	--	--	4,8	282	51	5,6
8314	9	4375 – 4380	5,1	81	0,18	10,8	3,9	290	100	1
587	9	4388 – 4393	4,7	--	0,01	16,3	3,6	380	--	--
588	9	4388 – 4393	5,9	--	0,6	23,4	4,4	273	--	--
589	9	4393 – 4399	5,1	--	0,02	20,2	3,9	331	--	--
590	9	4393 – 4399	4,2	--	0,59	13,4	2,8	1394	--	--
591	9	4410 – 4413	5,6	81	4,38	15,3	4,9	341	82	1,6
592	9	4413 – 4418	7,1	29	--	11,1	6,4	125	32	7,1
593	9	4413 – 4418	5,4	--	0,05	15,7	4,1	300	--	--
594	9	4422 – 4430	5,2	--	--	16,5	3,6	1489	--	--
595	9	4422 – 4430	5,4	--	0,07	19	3,8	373	--	--
596	9	4601 – 4604	1,6	--	--	--	0,5	--	--	--
597	9	4667 – 4680	0,9	--	--	--	0,4	942	--	0,001
598	9	4703 – 4707	1	--	--	--	0,2	858	--	0,001
9917	11	4089 – 4096	11,3	48	2,89	--	9,6	117	56	4,4
9918	11	4089 – 4096	7,5	88	0,14	--	6,2	190	100	--
9919	11	4089 – 4096	10,6	45	3,1	--	9	129	53	2,4
9920	11	4089 – 4096	8,6	89	0,62	--	7,2	162	100	1
9921	11	4089 – 4096	12,4	37	11,7	--	10,9	103	42	3,9

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах					При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{n,65}$ %	$K_{6,3}$ %	$K_{np,2}$ $10^{15}, M^2$	C_{211}	$K_{n,65}$ %	P	$K_{6,3}$ %	P_{11}	$K_{np,2}$ $10^{15}, M^2$	
9923	11	4089 – 4096	13,1	46	1,46	--	11,1	76	54	3,6	0,53	
9925	11	4089 – 4096	14,1	47	2,38	--	12,4	58	53	3,9	0,82	
9926	11	4096 – 4102	13,2	25	35,2	--	11,2	91	29	12	3,85	
9928	11	4096 – 4102	11,1	49	1,23	--	9,4	107	58	3,5	0,152	
9943	11	4096 – 4102	11,1	46	33,4	--	9,2	97	55	3,7	1,74	
9929	11	4105 – 4112	16,2	17	159	--	13,8	71	20	44	25,3	
9930	11	4105 – 4112	14,2	19	110	--	12,2	76	22	28	16,3	
9932	11	4105 – 4112	15,1	14	255	--	13	54	16	58	10,6	
9935	11	4105 – 4112	16,3	12	285	--	14,6	53	13	47	29,7	
9936	11	4105 – 4112	8,6	87	0,23	--	7,2	146	100	1	0,53	
9937	11	4105 – 4112	15,6	11	229	--	12,4	66	14	45	11	
9938	11	4105 – 4112	6,1	--	0,18	--	4,7	550	--	--	--	
9941	11	4105 – 4112	14,6	16	149	--	12,6	61	19	--	--	
10138	11	4119 – 4124	2,5	100	--	--	1,5	2388	--	--	--	
10139	11	4127 – 4135	1,7	87	0,68	--	1,1	--	--	--	--	
10140	11	4127 – 4135	1,5	90	0,01	--	1,1	1559	--	--	--	
1269	11	4127 – 4135	8,4	68	--	--	7,7	152	74	--	--	
1270	11	4135 – 4143	0,8	100	--	--	0,5	--	100	1	0,001	
10144	11	4153 – 4156	10,7	26	85,8	--	8,2	155	34	--	1,2	
1271	11	4156 – 4159	7,2	54	--	--	5,1	381	76	1,8	0,051	
10149	11	4163 – 4166	1,8	--	0,01	--	1,2	--	--	--	--	
10151	11	4170 – 4173	13,5	--	35	--	11,2	88	28	9,1	--	
1272	11	4170 – 4173	12	42	--	--	10,1	108	50	4,4	2,2	
10152	11	4173 – 4178	16	21	176,7	--	14,2	56	21	17,5	--	
10153	11	4173 – 4178	18,5	17	428	--	16,7	--	18	--	--	

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах				При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{н,е}$, %	$K_{е,з}$, %	$K_{пр,г}$, 10^{15} , M^2	C_{zn}	$K_{н,е}$, %	P	$K_{е,з}$, %	$P_{н}$	$K_{пр,г}$, 10^{15} , M^2
1273	11	4173 – 4178	18,3	17	–	–	16,5	36	19	22	12,4
1274	11	4173 – 4178	14,8	27	–	–	12,9	51	31	8	4,3
1275	11	4173 – 4178	16,1	17	–	–	14,5	35	19	23	37,8
10154	11	4178 – 4181	18	13	468	–	16,4	40	14	22	–
1276	11	4178 – 4181	17,3	18	–	–	15,4	48	20	21	18,1
1277	11	4178 – 4181	15	23	–	–	13,5	47	26	–	8
10155	11	4178 – 4181	17,5	14	346	–	15,8	86	16	14	–
10156	11	4181 – 4188	15,3	–	151	–	13,5	72	–	–	–
1278	11	4181 – 4188	16,9	24	–	–	15,4	51	26	17	6,9
10157	11	4181 – 4188	16	24	89,4	–	13,8	54	28	–	–
1279	11	4181 – 4188	13,6	17	–	–	11,4	111	20	20	45
1280	11	4181 – 4188	14,8	24	–	–	12,7	56	28	–	23,2
1281	11	4181 – 4188	12,8	27	–	–	11	84	31	–	4,53
1282	11	4181 – 4188	11,8	33	–	–	9,9	172	39	5,7	2,51
10158	11	4188 – 4194	16,7	38	112	–	15	49	42	–	–
10159	11	4188 – 4194	13,2	22	44,1	–	11,4	95	26	–	–
1283	11	4188 – 4194	13,2	25	–	–	11,6	73	28	–	2,63
1284	11	4194 – 4200	10,5	44	–	–	8,3	165	–	–	0,085
1285	11	4194 – 4200	9	37	–	–	7	248	–	–	3,01
1286	11	4194 – 4200	5,2	78	–	–	3,9	1200	100	1	0,001
1287	11	4194 – 4200	8,7	32	–	–	7	350	40	4,1	6,5
1288	11	4200 – 4206	17,9	16	–	–	16,5	37	17	24	60,5
1289	11	4206 – 4210	15	18	–	–	13,7	41	20	–	14
1290	11	4206 – 4210	17,9	–	–	–	16,1	–	–	–	–
1291	11	4210 – 4216	19,5	–	–	–	17,6	–	–	–	–

Номер зразка	Номер св.	Інтервал відбору зразка, м	При атмосферних умовах				При ефективному тиску 65 МПа				
			$K_{n,6,3}$ %	$K_{6,3}$ %	$K_{pp,2}$ $10^{-15}, M^2$	C_{21}	$K_{n,6,3}$ %	P	$K_{6,3}$ %	P_{II}	$K_{pp,2}$ $10^{-15}, M^2$
1292	11	4210 – 4216	11,2	33	–	–	9,7	137	38	5,9	2,75
1293	11	4216 – 4222	9,1	36	–	–	6,7	176	49	–	1,5
10162	11	4241 – 4244	13,7	28	12,3	–	12	80	32	4,7	–

Вихідні дані для побудови залежності відносного параметра Ψ від подвійного різницевого параметра природної гамма-активності досліджуваного пласта ΔI_γ

Но- мер св.	Гли- бина, м	I_γ , мкР/год	$I_{\text{пн}}$, ум.од.	ΔI_γ	$\Delta I_{\text{пн}}$	Ψ	Характеристика породи
1	2	3	4	5	6	7	8
3	4201,6	5,53	2,01	0,43	0,39	0,89	Пісковик
3	4201,8	4,56	2,03	0,33	0,39	1,20	Пісковик
3	4202,0	4,14	2,00	0,28	0,38	1,36	Пісковик
3	4202,2	4,05	1,99	0,27	0,38	1,41	Пісковик
3	4202,4	4,38	2,01	0,31	0,39	1,26	Пісковик
3	4202,6	4,29	2,02	0,30	0,39	1,32	Пісковик
3	4202,8	3,97	1,98	0,26	0,37	1,44	Пісковик
3	4203,0	3,86	1,93	0,24	0,35	1,41	Пісковик
3	4203,2	3,91	1,90	0,25	0,33	1,33	Пісковик
3	4203,4	4,12	1,84	0,28	0,30	1,10	Пісковик
3	4203,6	4,64	1,78	0,34	0,27	0,81	Пісковик
3	4204,0	6,65	1,66	0,57	0,22	0,39	Глина
3	4204,2	7,25	1,59	0,64	0,19	0,29	Глина
3	4204,4	7,85	1,53	0,71	0,16	0,22	Глина
3	4204,6	8,44	1,49	0,79	0,14	0,18	Глина
3	4204,8	8,90	1,49	0,84	0,14	0,16	Глина
3	4205,0	8,26	1,52	0,76	0,15	0,20	Глина
3	4205,2	7,64	1,56	0,69	0,17	0,25	Глина
3	4205,4	7,83	1,60	0,71	0,19	0,27	Глина
3	4205,6	8,03	1,62	0,74	0,20	0,27	Глина
3	4205,8	8,17	1,60	0,75	0,19	0,25	Глина
3	4206,0	8,39	1,57	0,78	0,18	0,22	Глина
3	4206,2	7,75	1,50	0,70	0,14	0,20	Глина
3	4206,4	7,35	1,45	0,65	0,12	0,18	Глина
3	4206,6	7,50	1,43	0,67	0,11	0,16	Глина
3	4206,8	8,04	1,43	0,74	0,11	0,15	Глина
3	4207,0	8,00	1,46	0,73	0,13	0,17	Глина
3	4207,2	7,68	1,51	0,69	0,15	0,21	Глина
3	4207,4	7,98	1,50	0,73	0,14	0,20	Глина
3	4207,6	8,01	1,42	0,73	0,11	0,14	Глина
3	4207,8	7,91	1,36	0,72	0,07	0,10	Глина
3	4208,0	7,02	1,31	0,61	0,05	0,09	Глина
3	4208,2	6,89	1,32	0,60	0,06	0,10	Глина
3	4208,4	7,32	1,31	0,65	0,05	0,08	Глина
3	4208,6	7,70	1,34	0,69	0,07	0,10	Глина

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	4276,0	1,21	3,21	0,07	0,88	12,67	Щільна карбонатна порода
3	4276,2	1,29	3,20	0,09	0,87	10,19	Тр.-кавернозна карб. порода
3	4276,4	1,31	3,17	0,09	0,85	9,40	Тр.-кавернозна карб. порода
3	4276,6	1,37	3,18	0,10	0,86	8,26	Тр.-кавернозна карб. порода
3	4276,8	1,43	3,20	0,12	0,88	7,45	Тр.-кавернозна карб. порода
3	4277,0	1,46	3,16	0,12	0,85	6,82	Тр.-кавернозна карб. порода
3	4277,2	1,45	3,11	0,12	0,82	6,70	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4213,2	3,98	2,17	0,33	0,57	1,72	Пісковик
4	4213,4	3,73	2,22	0,36	0,60	1,67	Пісковик
4	4213,6	3,75	2,21	0,36	0,59	1,64	Пісковик
4	4213,8	3,81	2,23	0,37	0,60	1,61	Пісковик
4	4214,0	3,89	2,27	0,39	0,63	1,62	Пісковик
4	4214,2	3,71	2,18	0,35	0,58	1,62	Пісковик
4	4242,8	4,69	1,53	0,46	0,20	0,43	Глина
4	4243,0	5,19	1,36	0,54	0,10	0,18	Глина
4	4243,2	5,70	1,35	0,63	0,09	0,14	Глина
4	4243,4	6,05	1,40	0,69	0,12	0,17	Глина
4	4243,6	6,02	1,44	0,69	0,14	0,20	Глина
4	4243,8	6,33	1,39	0,74	0,11	0,15	Глина
4	4244,0	6,65	1,45	0,80	0,14	0,18	Глина
4	4244,2	6,89	1,51	0,84	0,18	0,21	Глина
4	4244,4	6,85	1,57	0,84	0,21	0,26	Глина
4	4244,6	7,11	1,63	0,88	0,25	0,28	Глина
4	4244,8	7,17	1,68	0,89	0,28	0,32	Глина
4	4248,0	6,12	1,42	0,71	0,13	0,19	Глина
4	4248,2	5,61	1,52	0,62	0,19	0,30	Глина
4	4248,4	5,84	1,62	0,66	0,25	0,38	Глина
4	4248,6	6,07	1,75	0,70	0,32	0,46	Глина
4	4248,8	6,30	1,90	0,74	0,41	0,55	Глина
4	4249,0	6,15	2,02	0,71	0,48	0,68	Глина
4	4249,2	6,31	1,97	0,74	0,45	0,61	Глина
4	4249,4	5,79	1,86	0,65	0,39	0,60	Глина
4	4250,8	3,76	2,10	0,36	0,53	1,45	Пісковик
4	4251,0	3,63	2,10	0,34	0,53	1,56	Пісковик
4	4251,2	3,78	2,20	0,37	0,59	1,60	Пісковик
4	4251,4	3,76	2,24	0,37	0,61	1,67	Пісковик
4	4251,6	3,80	2,20	0,37	0,59	1,58	Пісковик
4	4251,8	3,84	2,28	0,38	0,63	1,66	Пісковик
4	4252,0	3,78	2,22	0,37	0,60	1,63	Пісковик
4	4252,2	3,75	2,21	0,36	0,59	1,64	Пісковик
4	4252,4	3,76	2,19	0,36	0,58	1,60	Пісковик

1	2	3	4	5	6	7	8
4	4252,6	3,65	2,14	0,34	0,55	1,61	Пісковик
4	4252,8	3,66	2,08	0,35	0,52	1,50	Пісковик
4	4253,0	4,05	2,06	0,42	0,51	1,20	Пісковик
4	4253,2	4,44	1,90	0,50	0,41	0,83	Пісковик
4	4271,8	6,69	1,35	0,81	0,09	0,11	Глина
4	4272,0	6,42	1,35	0,76	0,09	0,11	Заглинизована карб. порода
4	4272,2	6,59	1,34	0,79	0,08	0,11	Заглинизована карб. порода
4	4272,4	6,91	1,38	0,84	0,11	0,13	Заглинизована карб. порода
4	4272,6	6,72	1,43	0,81	0,14	0,17	Заглинизована карб. порода
4	4272,8	7,11	1,47	0,88	0,16	0,18	Заглинизована карб. порода
4	4273,0	6,94	1,44	0,85	0,14	0,16	Заглинизована карб. порода
4	4273,2	7,27	1,40	0,91	0,12	0,13	Заглинизована карб. порода
4	4273,4	7,76	1,43	0,99	0,13	0,14	Заглинизована карб. порода
4	4284,6	2,28	4,12	0,24	0,71	2,90	Заглинизована карб. порода
4	4332,6	1,26	2,80	0,02	0,25	13,03	Щільна карбонатна порода
4	4332,8	1,26	2,73	0,02	0,23	12,74	Щільна карбонатна порода
4	4333,2	1,30	2,81	0,03	0,25	8,31	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4333,4	1,34	2,87	0,04	0,27	6,37	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4334,0	1,29	2,84	0,03	0,26	9,62	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4334,2	1,28	2,74	0,02	0,23	9,26	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4334,4	1,31	2,85	0,03	0,27	8,00	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4334,6	1,30	2,84	0,03	0,26	8,66	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4335,0	1,27	2,57	0,02	0,18	8,41	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4335,2	1,31	2,67	0,03	0,21	6,43	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4335,6	1,29	2,70	0,03	0,22	7,70	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4340,2	1,42	3,11	0,07	0,35	5,20	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4340,6	1,43	3,23	0,07	0,38	5,52	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4340,8	1,42	3,36	0,07	0,42	6,36	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4341,0	1,39	3,48	0,06	0,46	8,13	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4341,2	1,35	3,60	0,05	0,50	10,94	Тр.-кавернозна карб. порода
4	4341,6	1,32	3,50	0,04	0,47	12,92	Щільна карбонатна порода
4	4341,8	1,29	3,54	0,03	0,48	17,67	Щільна карбонатна порода
4	4342,0	1,37	3,68	0,05	0,53	10,20	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4145,4	4,80	2,30	0,24	0,24	1,61	Пісковик
32	4145,6	4,28	2,39	0,11	0,26	2,22	Пісковик
32	4145,8	4,30	2,37	0,12	0,25	2,12	Пісковик
32	4146,0	4,20	2,25	0,10	0,23	2,20	Пісковик
32	4146,2	4,48	2,37	0,16	0,25	1,74	Пісковик
32	4147,2	4,47	2,43	0,16	0,27	1,84	Пісковик
32	4147,4	4,30	2,35	0,12	0,25	2,09	Пісковик
32	4147,6	4,46	2,52	0,16	0,28	2,00	Пісковик

1	2	3	4	5	6	7	8
32	4147,8	4,56	2,54	0,18	0,29	1,82	Пісковик
32	4163,2	10,35	1,28	0,77	0,05	0,07	Глина
32	4163,4	10,31	1,23	0,76	0,05	0,06	Глина
32	4163,6	10,97	1,19	0,83	0,04	0,05	Глина
32	4163,8	10,62	1,24	0,80	0,05	0,06	Глина
32	4164,0	10,74	1,28	0,81	0,06	0,07	Глина
32	4164,2	11,22	1,29	0,86	0,06	0,07	Глина
32	4164,4	10,86	1,28	0,82	0,06	0,07	Глина
32	4164,6	11,05	1,26	0,84	0,05	0,06	Глина
32	4164,8	10,43	1,23	0,78	0,05	0,06	Глина
32	4165,0	10,06	1,18	0,73	0,04	0,05	Глина
32	4165,2	10,16	1,20	0,75	0,04	0,05	Глина
32	4165,4	9,76	1,24	0,70	0,05	0,07	Глина
32	4165,6	9,65	1,31	0,69	0,06	0,09	Глина
32	4165,8	9,59	1,38	0,68	0,07	0,11	Глина
32	4166,0	9,89	1,35	0,72	0,07	0,10	Глина
32	4166,2	9,31	1,29	0,65	0,06	0,09	Глина
32	4166,4	9,57	1,31	0,68	0,06	0,09	Глина
32	4166,6	9,86	1,40	0,71	0,08	0,11	Глина
32	4166,8	9,75	1,51	0,70	0,10	0,14	Глина
32	4170,6	4,39	2,10	0,14	0,20	1,50	Пісковик
32	4170,8	4,20	2,20	0,10	0,22	2,11	Пісковик
32	4171,0	4,10	2,10	0,07	0,20	2,23	Пісковик
32	4171,2	4,30	2,25	0,12	0,23	1,93	Пісковик
32	4187,2	2,58	5,68	0,25	0,81	3,28	Заглинизована карб. порода
32	4187,4	2,87	5,64	0,31	0,79	2,55	Заглинизована карб. порода
32	4187,6	2,80	5,74	0,30	0,82	2,78	Заглинизована карб. порода
32	4187,8	2,45	5,79	0,22	0,83	3,85	Заглинизована карб. порода
32	4188,0	2,54	5,77	0,12	0,83	4,90	Заглинизована карб. порода
32	4188,2	2,42	5,78	0,21	0,83	3,98	Заглинизована карб. порода
32	4188,4	2,49	5,87	0,22	0,86	3,82	Заглинизована карб. порода
32	4188,6	2,59	6,06	0,25	0,91	3,66	Заглинизована карб. порода
32	4188,8	2,81	6,09	0,30	0,92	3,08	Заглинизована карб. порода
32	4189,0	2,60	6,06	0,25	0,91	3,64	Заглинизована карб. порода
32	4189,2	2,67	6,08	0,27	0,91	4,80	Заглинизована карб. порода
32	4189,4	2,63	6,01	0,26	0,89	3,50	Заглинизована карб. порода
32	4195,0	3,26	6,38	0,40	0,99	2,49	Заглинизована карб. порода
32	4195,2	3,11	6,23	0,37	0,95	2,60	Заглинизована карб. порода
32	4195,4	3,19	6,34	0,38	0,98	2,57	Заглинизована карб. порода
32	4195,6	3,25	6,36	0,40	0,99	2,49	Заглинизована карб. порода
32	4215,6	1,95	5,39	0,10	0,73	7,16	Тр.-кавернозна карб. порода

1	2	3	4	5	6	7	8
32	4215,8	1,96	5,07	0,10	0,64	6,16	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4216,0	1,92	4,89	0,09	0,59	6,28	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4216,2	1,79	4,98	0,07	0,62	9,37	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4216,4	1,85	5,10	0,08	0,65	8,16	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4216,6	1,85	5,11	0,08	0,65	8,19	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4216,8	1,67	5,08	0,04	0,64	16,95	Щільна карбонатна порода
32	4217,0	1,68	5,06	0,04	0,64	15,58	Щільна карбонатна порода
32	4217,2	1,85	5,24	0,08	0,69	8,64	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4217,4	1,80	5,32	0,07	0,71	10,49	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4220,0	2,05	5,74	0,12	0,82	6,58	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4220,2	2,12	6,04	0,14	0,90	6,40	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4220,4	1,92	6,26	0,09	0,96	10,21	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4220,6	1,89	6,24	0,09	0,96	10,81	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4220,8	2,08	6,13	0,13	0,93	7,08	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4221,0	2,02	6,00	0,12	0,89	7,62	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4221,2	2,21	5,89	0,16	0,86	5,39	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4221,4	2,29	6,15	0,18	0,93	5,23	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4221,6	2,32	6,16	0,19	0,93	5,04	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4221,8	2,22	6,15	0,16	0,93	5,66	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4222,0	1,90	6,11	0,09	0,92	10,13	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4222,2	1,70	6,15	0,05	0,93	20,53	Щільна карбонатна порода
32	4222,4	1,68	6,01	0,04	0,89	22,11	Щільна карбонатна порода
32	4222,6	1,81	5,57	0,07	0,78	10,95	Тр.-кавернозна карб. порода
32	4222,8	1,72	5,06	0,05	0,64	12,93	Щільна карбонатна порода
32	4223,0	1,63	4,68	0,03	0,53	18,22	Щільна карбонатна порода



d577