

Міністерство освіти і науки
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Янишин Михайло Ярославович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.834
(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Петрофізичне моделювання з метою встановлення кондиційних значень
геолого-геофізичних параметрів порід-колекторів Ульянівського
нафтогазоконденсатного родовища
(назва роботи)

Геофізика

(назва освітньої програми)

103 – Науки про Землю

(шифр і назва спеціальності)

М.Я. Янишин

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Федорів Володимир Васильович, к. геол. наук., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

Доцент В.В. Федорів
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

Доцент С.С.Розловська
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

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

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Природничих наук

Кафедра Нафтогазової геофізики

Освітній рівень магістр

Спеціальність 103 – Науки про Землю

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГГ

доцент, Федорів В.В.

« » 2025 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Янишину Михайлу Ярославовичу

1. Тема роботи Петрофізичне моделювання з метою встановлення
кондиційних значень геолого-геофізичних параметрів порід-колекторів
Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища

керівник роботи Федорів Володимир Васильович, к. геол. наук., доцент,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом закладу вищої освіти від “02” грудня 2025 року № 239/12

2. Строк подання студентом роботи 18.12.2025р.

3. Вихідні дані до роботи Геолого-геофізична інформація досліджень порід-
колекторів башкірських відкладів Ульянівського нафтогазоконденсатного
родовища

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) ВСТУП. 1 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ. 2 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ УЛЬЯНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА. 3 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН. 4 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ. ВИСНОВКИ

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ "03" листопада 2025 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	ВСТУП	03.11.24-10.11.24	
2	АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ.	10.11.24-20.11.24	
3	АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ УЛЬЯНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.	20.11.24-25.11.24	
4	АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.	27.11.24-30.11.24	
5	АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ.	01.12.24-13.12.24	
6	ВИСНОВКИ	14.12.24-18.12.24	

Студент _____

(підпис)

Янишин М.Я.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Федорів В.В.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота на тему «Петрофізичне моделювання з метою встановлення кондиційних значень геолого-геофізичних параметрів порід-колекторів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища» містить 80 сторінок, 19 рисунків, 2 таблиці, 19 використаних джерел.

В теперішній час ДДз є основним нафтогазоносним регіоном України, але для підтримання рівня видобутку вуглеводневої сировини потрібна підготовка і введення в розробку нових об'єктів, буріння нових розвідувальних, пошукових і експлуатаційних свердловин на родовищах, що в даний час вже експлуатуються.

У даній магістерській роботі проведено аналіз літературних джерел, що дало змогу розробити сучасний підхід до встановлення кондиційних значень геолого-геофізичних параметрів порід-колекторів. Проведено аналіз геологічної будови Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища та комплексу геофізичних методів дослідження свердловин, що на ньому проводився.

Досліджено петрофізичні властивості порід-колекторів башкірських відкладів даного родовища. Побудовано типові узагальнені петрофізичні моделі для оцінки колекторських властивостей порід-колекторів.

У результаті проведених досліджень встановлено конденційні значення геолого-геофізичних параметрів для порід-колекторів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища: $K_{пр}^{гр} = 1,0 \cdot 10^{-15} \text{м}^2$, $K_{п}^{гр} = 14,0 \%$, $K_{н}^{гр} = 48 \%$, $\Delta T = 252 \text{ мкс/м}$, $\Delta \gamma = 0,5$, $\alpha_{пс} = 0,56$, $\Delta \ln \gamma = 0,32$.

Ключові слова: ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН, АКУСТИЧНИЙ КАРОТАЖ, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕТОДИ, ГАММА-КАРОТАЖ, НЕЙТРОННИЙ-ГАММА КАРОТАЖ, ПОРИСТІСТЬ, ГЛИНИСТІСТЬ, НАСИЧЕННЯ.

ANNOTATION

The master's thesis on “Petrophysical modeling to establish conditional values of geological and geophysical parameters of reservoir rocks in the Ulyanovsk oil and gas condensate field” contains 80 pages, 19 figures, 2 tables, and 19 references.

Currently, the Dnipro-Donets Basin is the main oil and gas bearing region of Ukraine, but in order to maintain the level of hydrocarbon production, it is necessary to prepare and commission new facilities, drill new exploration, prospecting, and production wells in fields that are currently in operation.

This master's thesis analyzes literary sources, which made it possible to develop a modern approach to establishing conditional values for the geological and geophysical parameters of reservoir rocks. An analysis of the geological structure of the Ulyanovsk oil and gas condensate field and the complex of geophysical methods used to study the wells there was carried out.

The petrophysical properties of reservoir rocks of Bashkir deposits of this field were studied. Typical generalized petrophysical models were constructed to evaluate the reservoir properties of reservoir rocks.

As a result of the research, the condensation values of geological and geophysical parameters for reservoir rocks of the Ulyanovsk oil and gas condensate field were established: $K_{pr}^{lim} = 1.0 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$, $K_p^{lim} = 14.0\%$, $K_n^{lim} = 48\%$, $\Delta T = 252 \text{ } \mu\text{s/m}$, $\Delta I_\gamma = 0.5$, $\alpha_{PS} = 0.56$, $\Delta I_n \gamma = 0.32$.

Keywords: GEOPHYSICAL WELL LOGGING, ACOUSTIC LOGGING, ELECTRICAL METHODS, GAMMA LOGGING, NEUTRON-GAMMA

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.	8
1 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО- ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ.	10
2 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ УЛЬЯНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.	17
2.1 Географо-економічний нарис.	17
2.2 Стратиграфія.	18
2.3 Тектоніка.	24
2.4 Нафтогазоносність.	29
3 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.	33
3.1 Комплекс геофізичних методів на Ульяновському родовищі.	33
3.2 Виділення порід-колекторів.	45
4 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО- ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ.	53
4.1 Обґрунтування петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості.	53
4.2 Обґрунтування петрофізичних моделей оцінки коефіцієнт нафтогазонасичення.	59
4.3 Обґрунтування петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта проникності.	60
4.4 Обґрунтування конденційних значень геолого-геофізичних параметрів.	63
ВИСНОВКИ.	77
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	78

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

БКЗ – бокове каротажне зондування

БК – боковий каротаж

СК – стандартний каротаж

ПС – каротаж потенціалів самочинної поляризації

БМК – боковий мікрокаротаж

МК – мікрокаротаж

ІК – індукційний каротаж

АК – акустичний каротаж

ГК – гамма-каротаж

НГК – нейтронний-гамма каротаж

ГГК-Г – гамма-гамма каротаж густинний

ρ_n – питомий електричний опір гірських порід, Ом м

ρ_p – питомий електричний опір промивної рідини, Ом м

ρ_{np} – питомий електричний опір нафтонасиченого пласта, Ом м

ρ_{vp} – питомий електричний опір водонасиченого пласта, Ом м

ρ_{zn} – питомий електричний опір зони проникнення, Ом м

ρ_{vm} – питомий електричний опір вміщуючих порід, Ом м

ρ_{nn} – питомий опір повністю промитої зони, Ом м

ρ_v – питомий опір фільтрату пластової води, Ом м

d_{cv} – діаметр свердловини, м

ΔT – інтервальний час пробігу хвилі в породі, мкс/м

σ – Електропровідність гірських порід, мСм/м

ΔU_{nc} – різниця потенціалів, мВ

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр

P_n – параметр насичення

P_n – параметр пористості

K_n – коефіцієнт пористості, %

K_{gl} – коефіцієнт глинистості, %

K_v – коефіцієнт водонасичення, %

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетична база країни як правило визначається приростом прогнозних, розвіданих і тих що експлуатуються запасів нафти і газу, а також інших корисних копалин. Для вирішення задач, пов'язаних з необхідністю збільшення запасів всіх видів мінеральної сировини, геологи, буровики і розробники широко застосовують геофізику.

В теперішній час ДДЗ є основним нафтогазоносним регіоном України, але для підтримання рівня видобутку вуглеводневої сировини потрібна підготовка і введення в розробку нових об'єктів, буріння нових розвідувальних, пошукових і експлуатаційних свердловин на родовищах, що в даний час вже експлуатуються.

Важливу роль для підвищення достовірності оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів відіграє вдосконалення існуючих методик інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин та розробка петрофізичної бази для встановлення їх колекторських властивостей.

Мета і завдання. Метою даної роботи є встановлення конденційних значень геолого-геофізичних параметрів для порід-колекторів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища.

Для вирішення поставленої мети необхідно зробити аналіз існуючих петрофізичних моделей, геологічної будови досліджуваного району, комплексу методів геофізичних досліджень свердловин, побудувати петрофізичні моделі для даного родовища та встановити конденційні значення геолого-геофізичних параметрів порід-колекторів.

Методи дослідження. Математичний аналіз геофізичних та петрофізичних параметрів при визначенні фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів башкірських відкладів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища.

Новизна отриманих результатів. У результаті проведених досліджень встановлено конденційні значення геолого-геофізичних параметрів для

порід-колекторів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища: $K_{\text{пр}}^{\text{ГР}} = 1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{\text{п}}^{\text{ГР}} = 14,0 \%$, $K_{\text{н}}^{\text{ГР}} = 48 \%$, $\Delta T = 252 \text{ мкс/м}$, $\Delta I_{\gamma} = 0,5$, $\alpha_{\text{ПС}} = 0,56$, $\Delta I_{\text{п}\gamma} = 0,32$.

Структуру та обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку використаних джерел із 19 найменувань. Повний обсяг магістерської роботи – 80 сторінок друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 19 рисунками.

1 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО- ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Текстурної-неоднорідними або анізотропними колекторами в геофізичній практиці прийнято вважати неоднорідні, які часто чергуються з різною літологією, гірські породи, що відрізняються один від одного за фізичними властивостями. На діаграмах методів ГДС ці гірські породи виділяються в залежності від вертикальної роздільної здатності методів ГДС і контрастності властивостей компонентів, що чергуються. У разі, якщо роздільна здатність методів ГДС не забезпечує виділення найбільш тонких прошарків або включень, то при інтерпретації даних ГДС та виділенні прошарків відбувається осереднення реєстрованих параметрів, які відображають інтегральну характеристику пласта в цілому, а не параметри прошарку який, представляє колектор.

Теригенні породи-колектори характеризуються складною і неоднорідною за текстурою будовою, що складається з трьох компонент – піщаної, глинистої і карбонатно-ангідридової. У пачці, що виділяється за кривими ГДС, параметри піщаної компоненти представляють основну інформацію про властивості колектора – значення коефіцієнта пористості та нафтогазонасиченості. Наявність глинистих прошарків і карбонатно-ангідридових включень істотно впливають на показання методів ГДС, що в разі пошуку прямих зв'язків типу «кern-ГДС» призводить до значних помилок у визначеннях як коефіцієнта пористості, так і нафтогазонасиченості піщаної компоненти.

На сучасному етапі інтерпретації матеріалів ГДС питання трикомпонентної текстурної неоднорідності належним чином не розглядалося і вимагає особливої уваги. Дослідження в цьому напрямку майже не проводилися, беручи до уваги робіт, де вчені опосередковано стосуються даної проблеми.

Так, наприклад, в статті Вижва С. А., Михайлов В. А., Онищук Д. І., Онищук І. І. розглянуті зміни латеральної неоднорідності, зумовленої наявністю щільних прошарків за даними ГДС. Авторами типізовані три види щільних прошарків – «площадний», «лінзовідний» і «віддалений» [1]. Під «площадним» і «віддаленим» розуміється класичний «щільний» прошарок, який впевнено виділяється по діаграмах ГДС. В якості критерію виділення були використані високі покази електричних методів і відповідні покази у геофізичних методах пористості. Інтерес представляє випадок «лінзовідний», коли щільний прошарок, як включення, частково пересічений свердловиною. На кривих методів ГДС він має неоднозначні ознаки як колектора, так і щільного. За методами електрометрії виділяється як щільний, а на кривих методів пористості виділяється як ущільнений піщаник, ймовірно відноситься до колектора. На основі спільного аналізу даних методів ГДС і матеріалів міросканера FMI авторами дано цілісне уявлення про те, як проводити типізацію щільних прошарків по розрізу продуктивних відкладів, розташування в вертикальному розрізі свердловин, які визначаються їх розміром і конфігурацією.

Раніше рішенням завдання виділення «щільного» прошарку з його типізацією за тими ж ознаками, про які власне було сказано вище, займався Онищук Д.І. [2]. Основна відмінність між роботами полягає в тому, що в роботі був запропонований автоматизований спосіб типізації щільних прошарків в програмному комплексі «АСОИГИС», а в даній роботі перейшли до ручного, достовірність якого підтверджується фотографіями повнорозмірного керна в ультрафіолетовому світлі, а також матеріалами міросканера FMI.

У статті Вижва С.А., Рева М.В., Гожик А.П., Онищук В.І., Онищук І.І. описана електрометрична модель взаємозв'язку питомої електричного опору (ПЕО) пачки від значень ПЕО, що складають її компоненти (піщано-алевролітові матриці, глинисті прошарки і карбонати) [3]. Значення ПЕО, що відображають електричні параметри пачки гірських порід із шаруватим

розподілом глинистих і карбонатних прошарків, коригуються виходячи зі співвідношення:

$$\frac{1}{\rho_{пачк}} = \frac{\chi_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{\chi_{карб}}{\rho_{карб}} + \frac{(1 - \chi_{гл} - \chi_{карб})}{\rho_{піск}}, \quad (1.1)$$

де $\chi_{гл}$, $\chi_{карб}$ – частки сумарної товщини глинистих і карбонатних прошарків, відповідно; $\rho_{пачк}$, $\rho_{гл}$, $\rho_{карб}$, $\rho_{піск}$ – питомий електричний опір пачки, прошарків глин, карбонатів та пісковиків.

У ряді робіт відзначається, що опір піщаних прошарків в 1,22 рази нижче опору пачки в цілому. При такому розходженні опору піщаних прошарків і пачки в цілому очевидно те, що у визначенні коефіцієнта нафтогазонасиченості виникає похибка в тому випадку, якщо розрахунок даного параметра буде проводиться безпосередньо, без урахування питомого електричного опору прошарку глин і карбонатів.

Особливу увагу на врахування карбонатного цементу при складанні петрофізичних моделей звертає Вижва С. А., Безродна І. М., Ткаченко О. В. [4]. До побудови рівняння петрофізичної моделі пористості ним вводиться коефіцієнт $K_{карб}$, який характеризує кількість карбонатного матеріалу в гірській породі. Однак варто відмітити, що коефіцієнт $K_{карб}$ розраховується на основі уявлення про те, що карбонатний цемент в поровому просторі гірських порід розподілений дисперсно і повсюдно зустрічається в розрізі досліджуваного горизонту, а не по верствам створює текстуру.

Подібний коефіцієнт $K_{карб}$, також використовується для опису взаємозв'язку коефіцієнта пористості від вмісту цементують матеріалів в петрофізичній моделі Безродна І. М. [5].

Таким чином, огляд досліджень свідчить про явну нестачу інформації про трикомпонентні середовища, що викликає певну складність у напрацюванні інформаційної бази для створення петрофізичної моделі і застосування її в петрофізичному забезпеченні інтерпретації даних ГДС.

Слід зазначити, що в літературі, присвяченій інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин складнобудованих колекторів, досить добре описані двокомпонентні середовища, коли піщано-алевролітово-глинистий розріз є тонким чергуванням прошарків колекторів пісковику або алевролітів і неколекторів, в основному, глинистих.

Значний внесок у вивчення двокомпонентних середовищ складнобудованих колекторів, а також в розробку теоретичних і практичних основ інтерпретації даних ГДС внесли Вижва С.А., Михайлов В.А., Гожик А.П., Безродна І. М., Куровець І. М., Карпенко О.М., Федішин В.О., Федоришин Д.Д. і багато інших фахівців [1, 3, 5, 6, 7, 8, 9]. Основні результати багаторічних досліджень вітчизняних і зарубіжних фахівців з питання інтерпретації і визначення підрахункових параметрів в текстурно-неоднорідних об'єктах за даними ГДС були науково проаналізовані і досить докладно описані у збірниках наукових праць.

До теперішнього часу фахівцями петрофізики було розроблено та запропоновано декілька видів петрофізичних моделей, що описують різний вплив розсіяної, агрегатної та шаруватої глинистості на петрофізичні параметри гірських порід. Загальним для них є те, що петрофізична модель гірських порід-колекторів складної і неоднорідної за текстурою будовою представляє собою систему петрофізичних рівнянь, які адитивно зв'язують петрофізичну властивість і-тої текстурної компоненти в системі гірської породи і її об'ємну частку. У спрощеній формі система записана в наступному вигляді:

$$P = \sum_{i=1}^n P_i X_i, \quad \sum_{i=1}^n X_i = 1, \quad (1.2)$$

де P – петрофізична властивість пластопересічення, яке виділене за кривими ГДС; P_i – петрофізична властивість і-того компонента системи (піщаної матриці, глинистих прошарків і непроникних включень); X_i – об'ємна частка

і-того компонента.

Визначальним параметром такої моделі, стосовно двокомпонентного середовища, є об'ємна частка $\chi_{хл}$ мікропрошарків, лінзів і включень глин. У традиційному розумінні об'ємна частка $\chi_{хл}$ нарівні з іншими параметрами виступає в якості запобіжної текстурної неоднорідності, яка використовується при інтерпретації даних ГДС в текстурної-неоднорідному розрізі гірських порід-колекторів.

За петрофізичну основу, яка необхідна для оцінки об'ємної частки за даними ГДС, багатьма дослідниками використовуються стандартна процедура, послідовність дій якої визначається наступними пунктами. Спочатку проводиться кількісна оцінка мікросхаруватості на повнорозмірних зразках керна, про способи вимірювання якої написано достатня кількість робіт. Потім результат цих вимірів, який представлений в значеннях об'ємної частки по керну, функціонально пов'язують з параметрами за ГДС. Для гірських порід з двокомпонентної текстурною неоднорідністю, яка обумовлена глинистими прошарками і включеннями, застосовують зв'язку $\chi_{хл}=f(\alpha_{ПС})$, $\chi_{хл}=f(\Delta I_{\gamma})$, $\chi_{хл}=f(\rho_{п}, \alpha_{ПС})$, $\chi_{хл}=f(\alpha_{ПС}, \Delta I_{\gamma})$.

Безпосередньо для теригенних відкладів петрофізична модель, що враховує мікросхаруватість, отримана на основі вивчення взаємозв'язку інтервального часу пробігу поздовжньої хвилі від об'ємної частки:

$$\Delta T = \Delta T_n (1 - \chi_{гг}) + T_{гг} \chi_{гг}, \quad (1.3)$$

де ΔT_n – інтервальний час поширення поздовжніх хвиль в піщаних прошарках, $\Delta T_{гг}$ – інтервальний час в глинистих прошарках, $\chi_{хл}$ – вміст глинистих прошарків у пласті.

Для визначення $\chi_{хл}$, що входить у вираз (1.3), встановлена залежність типу «кern-ГДС» (Рис. 1.1), де функцією є вміст глинистих прошарків в пластопересіченні, а аргументом цієї функції – значення подвійного різницевого параметра гамма-методу. Як видно з рисунку 1.1, функція

описується однією поліноміальною залежністю, для якої характерні дві точки перегину цієї функції. Отже, кожна точка перегину на цій кривій відображає граничні значення об'ємної частки і подвійного різницевого параметра при переході з одного типу гірських порід в інший. Так, для першої точки характерний перехід від однорідної піщано-алевритової гірської породи з дисперсною глиною до гірської породи, яка за текстурною будовою складається з піщано-алевролітових і глинистих прошарків. Відповідно до другої точки фіксується перехід від текстурної-неоднорідних гірських порід до глини.

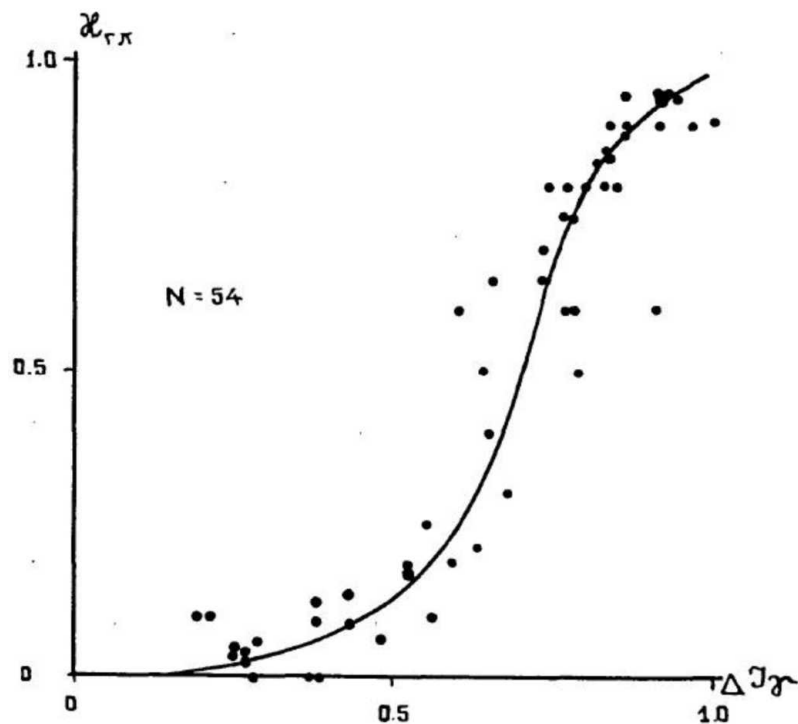


Рисунок 1.1 - Залежність відносної величини природного гамма-активності від шаруватої глинястості

Головне, на що варто звернути увагу, – розташування двох точок, які визначають область текстурно-неоднорідних гірських порід: координати об'ємної частки і подвійного різницевого параметра абсолютно неспівставимі. Інакше кажучи, область текстурної-неоднорідних гірських порід визначається малим діапазоном значень подвійного різницевого параметра при значному розкиді значень об'ємної частки, що насправді не має фізичного сенсу. Мабуть, така форма зв'язку, відображає найбільшу

чутливість гамма-методу до шаруватої глинястості після допустимого порогу, перед яким загальна інтенсивність гамма-випромінювання визначається тільки дисперсною формою розподілу глинистого матеріалу.

Поряд з об'ємною часткою пісковика і алевроліту (проникної матриці), яка визначається $1-\chi_{\text{хл}}$, об'ємна частка $\chi_{\text{хл}}$ характеризується тими ж петрофізичними параметрами, що і об'ємна частка проникної компоненти – це пористість, об'ємна глинистість, залишкова водонасиченість, питомий електричний опір і ряд інших петрофізичних параметрів, від яких залежить поведінка фізичних властивостей, що реєструються методами ГДС.

На думку ряду дослідників, для спрощення моделі за рахунок зменшення числа невідомих в петрофізичних рівняннях частину коефіцієнтів, що характеризують петрофізичні властивості непроникної компоненти, досить задати у вигляді констант, що в кінцевому підсумку, не відіб'ється на вірогідності петрофізичної моделі. Інші дослідники дотримуються іншої думки і вважають, що для достовірного опису фізичних явищ, що відбуваються як на контактах взаємодії окремих компонент, так і всередині їх самих, потрібно мати у своєму розпорядженні надійні петрофізичні залежності, що дозволяють функціонально пов'язати між собою вміст в гірській породі розглянутої компоненти і її петрофізичні параметри, основою для яких є результати детального петрофізичного дослідження керна. Однак, як показує практика, кожен з цих підходів може бути доречний і має свої очевидні плюси, що забезпечує досягнення бажаного результату.

Таким чином, характеризуючи основні питання, пов'язані з побудовою петрофізичної моделі двокомпонентного середовища в цілому, можна зробити висновок, що коректність опису петрофізичних властивостей текстурної-неоднорідних колекторів в рамках адитивних схем розрахунку за рівнянням (1.2) визначається достовірністю обраних петрофізичних залежностей і необхідних для розрахунку петрофізичних констант, що в загальному випадку дозволяє відобразити характерні риси будови гірських порід в налаштуванні петрофізичної моделі.

2 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ УЛЬЯНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

2.1 Географо-економічний нарис

Ульянівське нафтогазоконденсатне родовище розташована в Магдалинівському і Новомосковському районах Дніпропетровської області, в 60 км від магістрального газопроводу Шебелинка – Дніпропетровськ. Найближчою залізничною станцією є ст. Перещепино, що знаходиться в 15 км на північний схід від родовища. Ландшафт району степовий, лісові масиви майже відсутні [10].

В орогідрографічному відношенні площа розташована в межиріччї долин Орель і Кильчень, є притоками річок Дніпра і Самари. Рельєф району є слабо горбистою рівниною, порізаною глибокими балками і ярами [10].

Максимально абсолютні відмітки поверхні, що досягають +140 - 160 м, приурочені до вододільного простору; якнайменші +58 - 81 приурочені до долин річок [10].

Річка Кильчень протікає в південно-східній частині району, маючи майже широтний напрям. Русло річки вузьке, досить звивисте. В літній час річка Кильчень в багатьох місцях пересихає. Річка Орель протікає в північно-східній частині району. Долина порівняно широка, до 5-6 км, в багатьох місцях заболочена. Русло річки вузьке, не більше 15-20 м, в межах району сильно маневрує, часто утворюючи численні стариці. Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температуру повітря складає плюс 5 °С. Найвища температура досягає +35 - 38 °С, спостерігається в липні-серпні, сама низька -30 - 36 °С -в січні-лютому [10].

Глибина промерзання ґрунту зимою досягає 50-70 см.

Максимальна кількість опадів випадає в травні і жовтні, мінімальна – в липні – серпні. Середньорічна кількість атмосферних опадів становить 400-490 мм [10].

2.2 Стратиграфія

Геологічний розріз Ульяновського родовища представлений утвореннями докембрію та осадовими породами палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем [11] (Рис. 2.1, 2.2).

В основу опису перспективного у відношенні нафтогазоносності розрізу кам'яновугільних відкладів покладені лабораторні дослідження ядерного матеріалу, які ув'язані з промислово-геофізичними дослідженнями [11].

Нижче приводиться літолого-стратиграфічний опис геологічного розрізу.

Докембрійські утворення (РС)

Представлені породами кристалічного фундаменту, які розкриті в свердловинах 3, 5, 7, 14, 18, та 24. Докембрій складений гранітами, гнейсами, гранітогнейсами, плагіогнейсами. Дані породи охарактеризовані ядерним у всіх свердловинах, які їх розкрили [10, 11].

За даними ГДС та випробування породи кристалічного фундаменту в свердловині 5 насичені вуглеводнями [10, 11].

Розкрита бурінням товщина порід кристалічного фундаменту становить 831 м.

Палеозойська ератема (PZ)

Девонська система (D). Девонська система на Ульяновському родовищі виявлена в об'ємі верхньодевонського відділу [10, 11].

Франський ярус (D_{3fr}) зі стратиграфічною неузгодженістю залягає на породах кристалічного фундаменту. Представлений кам'яною сіллю, конгломерато-брекчією доломітовою [10, 11].

Товщина франського ярусу 0-102 м.

Фаменський ярус (D_{3fm}) на Ульяновському родовищі залягає зі стратиграфічною неузгодженістю на різновікових утвореннях [10, 11].

Геологічний профіль по лінії І-І

Масштаби: горизонтальний 1:5 000
вертикальний 1:1 000

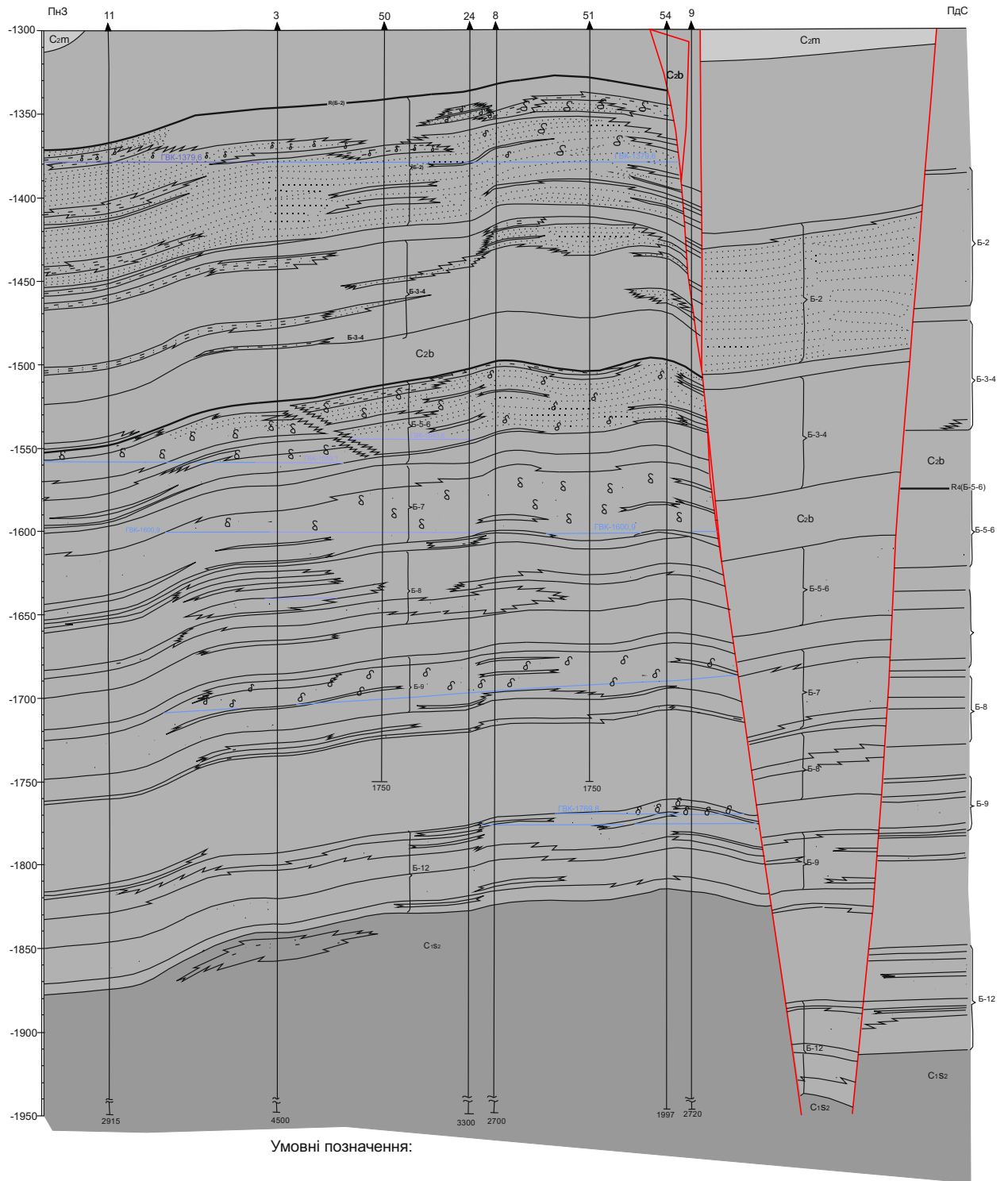


Рисунок 2.1 – Геологічний профіль по лінії І-І

За даними кернавого матеріалу фаменські відклади представлені теригенною товщею, складеною різнозернистими пісковиками, гринелішми. перешаруванням аргілітів, алевролітів та конгломерато-брекчію [10, 11].

Товщина фаменського ярусу 0-832 м.

Кам'яновугільна система (С)

Нижньокам'яновугільний відділ (С₁)

На Ульянівському родовищі представлений в об'ємі турнейського, візейського та серпуховського ярусів [10, 11].

Турнейський ярус (С_{1t}) розкритий свердловинами 3, 5, 7, 14, 18, 24 та залягає зі стратиграфічною неузгодженістю на девонських відкладах та на породах кристалічного фундаменту [10, 11].

Літологічно ярус представлений карбонатними породами з прошарками пісковиків, мергелів та аргілітів [10, 11].

Товщина турнейського ярусу 3-108 м.

Візейський ярус (С_{1v})

Нижньовізейський під'ярус (С_{1v1}) розкритий свердловинами 3, 5, 7, 14, 18, 24. В літологічному відношенні під'ярус складений вапняками з прошарками аргілітів та подекуди пісковиків, які згруповані в літологічну пачку В-25-26 [10, 11].

Товщина нижньовізейського під'ярусу 19-97 м.

Верхньовізейський під'ярус (С_{1v2}) розкритий свердловинами 3, 5, 7, 14, 18, 24. Літологічно відклади представлені перешаруванням вапняків, аргілітів, алевролітів та пісковиків. Верхня частина пачки В-21 на Ульянівському родовищі розмита. З піщаними горизонтами В-14, В-15, В-16, В- 20 та В-22-23 пов'язані поклади газу [10, 11].

Товщина верхньовізейського під'ярусу - 270-340 м.

Серпуховський ярус (С_{1s})

Нижньосерпуховський під'ярус (С_{1s1}) залягає на підстилаючих верхньовізейських відкладах [10, 11].

Під'ярус частково розкритий свердловиною 55 та в повному об'ємі

свердловинами 3, 5, 7, 8,10,11, 14, 18, 24 [10, 11].

Нижньосерпуховські відклади літологічно складені алеврито-глинистою товщею, яка характеризується дрібноритмічною "флішоїдною" будовою, завдяки тонким прошкам алевролітів, аргілітів, вугілля та пластів пісковиків. В розрізі під'ярусу виділені літологічні пачки С-23, С-22, С-21, С-20, С-19, С-18, С-17, С-16, які на Ульяновському родовищі є продуктивними, крім літологічних пачок С-20 та С-22 [10, 11].

Товщина нижньосерпуховського під'ярусу становить 442-510 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (С₁С₂)

Верхньосерпуховські відклади на Ульяновському родовищі, як і на сусідніх родовищах і площах, представлені сірими поліфаціальними циклічної будови відкладами, складеними чергуванням глин, алевролітів та пісковиків з рідкими прошками вугілля [10, 11].

З горизонтами С-6 та С-7-8 на родовищі пов'язані поклади ВВ.

Товщина верхньосерпуховського під'ярусу 170-245 м.

Середньокам'яновугільний відділ (С₂) представлений башкирським та московським ярусами [10, 11].

На Ульяновському родовищі башкирський ярус (С₂в) представлений аналогами світ С₁⁵, С₂¹, С₂², С₂³ та С₂⁴ Донбасу [10, 11].

Світа С₁⁵ розкрита всіма пошуково-розвідувальними свердловинами і експлуатаційними 53, 54, 55, залягає в підшві башкирського ярусу [10, 11].

Літологічно світа представлена у верхній частині глинистими породами, згрупованими в літологічну пачку Б-11, у нижній – глинисто-піщаними, згрупованими в літологічну пачку Б-12 [10, 11].

Практичний інтерес представляє піщаний пласт горизонту Б-12, який на родовищі є продуктивним в свердловинах 9, 14, 24, 54, 55 [10, 11].

Товщина світи С₁⁵ і становить 55-84 м.

Спіти С₂¹ розкрита свердловинами 3, 5-11,14, 18, 24, 53, 54, 55 і 57 частково. Літологічно складена, у верхній частині – чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняку F2 [10, 11].

Товщина світи C_2^1 35-55 м.

Світа C_2^2 розкрита практично всіма свердловинами, крім свердловин 50, 51, 56 та частково свердловиною 52. Нижня границя проведена по подошві вапняку G_1 [10, 11].

Літологічно світа представлена в нижній частині, переважно пісковиками з незначними прошарками алевролітів, перешарування алевролітів, глини аргілітоподібної, пісковиків та поодинокими прошарками доломітів [10, 11].

До літологічної пачки Б-9 на родовищі приурочений поклад газу розкритий свердловинами 3, 8, 9, 24, 53, 54, 55, 57 [10, 11].

Товщина світи C_2^2 становить 90-104 м.

Світа C_2^3 представлена чергуванням пластів пісковиків з прошарками алевролітів та глини аргілітоподібної, подекуди з прошарками кам'яного вугілля. Пісковики горизонтів Б-7, Б-5-6 Б-3-4 в межах родовища є продуктивними [10, 11].

Товщина світи C_2^3 становить 184-216 м.

Світа C_2^4 розкрита всіма свердловинами. Літологічно світа складена чергуванням потужних пачок глин і пісковиків. В межах родовища піщана пачка Б-2 є продуктивною в свердловинах 3, 5, 6, 8, 10, 11, 18, 24, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57 [10, 11].

Товщина світи C_2^4 148-176 м.

Московський ярус (C_2m) залягає зі стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих утвореннях світи C_2^4 башкирського ярусу [10, 11].

Московські відклади на даному родовищі розкриті всіма свердловинами [10, 11].

Московський ярус літологічно складений чергуванням аргілітів темно-сірих, блакитно-зелених алевритистих, пісковиків темно- і зеленувато-сірих різнозернистих та алевролітів. Газонасичених пластів у московському ярусі не виявлено. Товщина московського ярусу 431-521 м [10, 11].

Верхній відділ (C_3)

Верхньокам'яновугільні відклади в межах родовища представлені самою нижньою, збереженою від розмиву, частиною в свердловинах 3, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 14, 24, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57. Літологічно представлений, глинистою товщею з поодинокими прошарками пісковиків. Керном породи не охарактеризовані [10, 11].

Товщина відкладім 0-76 м.

Мезозойська ератема в об'ємі тріасової та юрської систем складена комплексом пісковиків аргілітів та алевролітів [10, 11].

Товщина цієї частини розрізу 520-670 м.

Відклади палеогенового, неогенового та четвертинної систем представлені пісковиками, пісками, глинами, мергелями [10, 11].

Товщина 80-110 м.

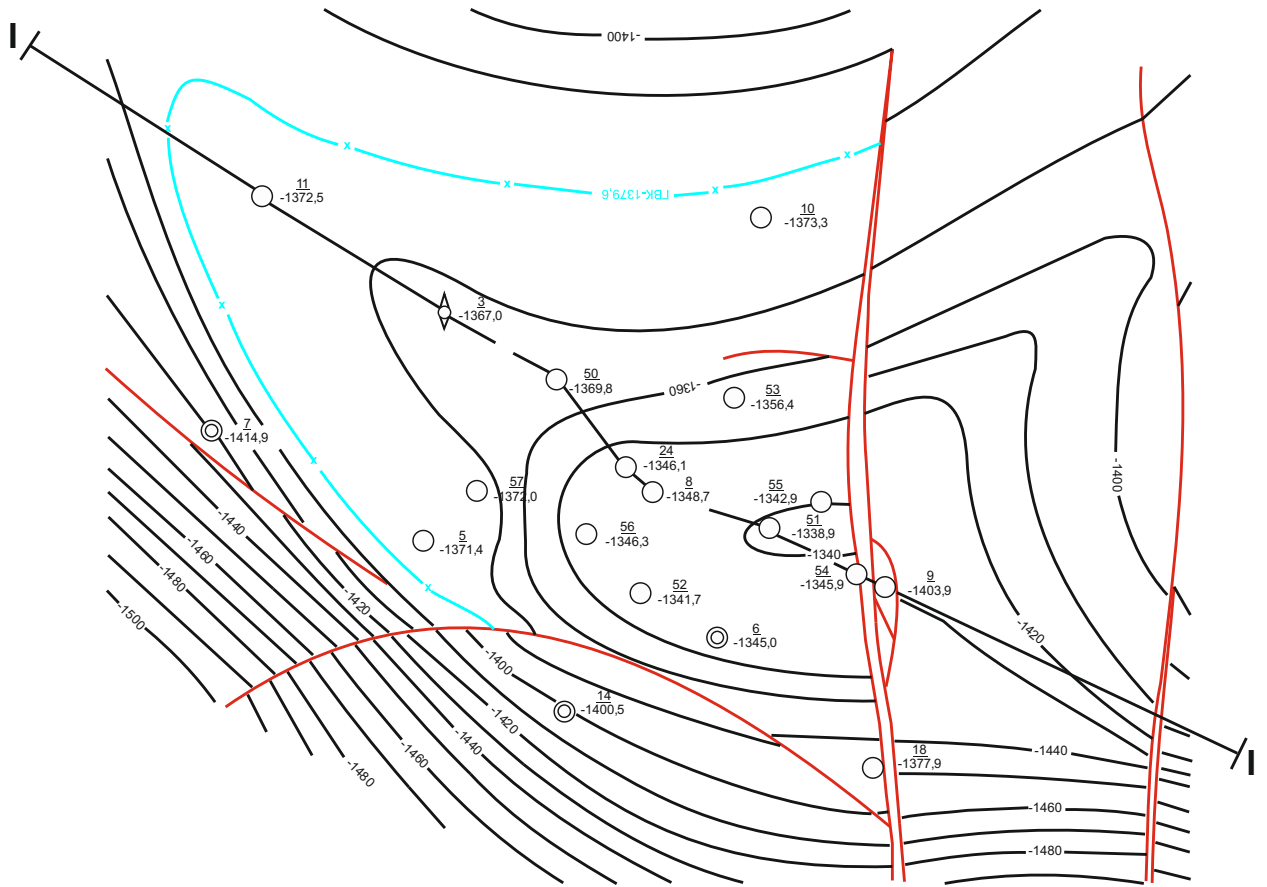
2.3 Тектоніка

Ульянівське родовище знаходиться в південній прибортовій зоні південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу структур Зачепилівсько-Левенцівського валу. Цей вал у вигляді вузької (3-8 км), але довгої смуг (близько 150 км) простягається вздовж південною крайового (Принятсько-Маничського) розлому западини. В більшості структури валу асиметричні брахіантикліналі, що кулісоподібно, через неглибокі прогини з'єднуються одна з одною [10, 11] (Рис. 2.3).

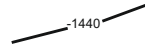
Уявлення про геологічну будову Ульяновського родовиків ґрунтуються на даних сейсмозвідувальних робіт та результатів пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння [10, 11].

Докембрійські утворення на родовищі свердловинами 5, 7, 14, розкриті в умовах борту западини, свердловинами 3, 24 в шовній зоні крайового порушення, причому свердловиною 3 в умовах опущеного свердловиною № 24 - в умовах локально припіднятого, свердловиною 4 - в умовах опущеного блоків [10, 11].


Масштаб 1:10 000




Умовні позначення:

 Ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту Б-2

 Тектонічні порушення

 Лінія геологічного профілю

 **Номер свердловини**
Абсолютна відмітка покрівлі продуктивного горизонту Б-2

Свердловина:




-  розвідувальна
-  експлуатаційна
-  пошукова

Рисунок 2.3 – Структурна продуктивного горизонту Б-2

По девонських відкладах у зв'язку з низькою якістю часових розрізів структурні побудови виконані на основі даних буріння, і носять схематичний характер.

Західно-Ульянівська структура, до якої і приурочене родовище, представляє собою прислонену брахіантиклінальну складку субширотного простягання. Характерною особливістю будови складки є зміна напрямку осі із західного на північно-західне та відсутність південно-східної перикліналі, яка ускладнена поперечним скидом. Північно-східне крило складки похиле і коротке, південно-західне - більш круте, протяжне та ускладнене крайовим і серією паралельних йому порушеннями. Північно-західна перикліналь складки протяжна та похила, через вузьку і нечітку сідловину відокремлюється від південно-східної перикліналі Пролетарської структури. На північному сході через неглибокий прогин Пролетарська і Західно-Ульянівська структури відділяються від Перещепинського підняття [10, 11].

По башкирських відкладах вверх по розрізу спостерігається поступове зменшення довжини складки від 4,0 км до 2,9 км, в основному, внаслідок скорочення північно-західної перикліналі. Ширина складки в центрі структури майже не зменшується. Кут нахилу північно-східного крила складає 4-3°. Південно-західне крило ускладнене скидами V-V і VI-VI [10, 11].

В московських відкладах розмір Західно-Ульянівської структури зменшується до 0,9 км × 0,5 км в межах замкненої па порушення ізогіпси - 950 м. Амплітуда становить біля 15 м.

Зміщення склепіння Західно-Ульянівської складки по різновікових структурних планах практично не спостерігається [10, 11].

Основним структурно-тектонічним елементом південної прибортової зони південно-східної частини ДДз є регіональний І Ірипятьсько-Маничський розлом, який згідно з даними сейсмозвідки в районі Ульянівського родовища чітко прослідковується до серпуховських і невпевнено до московських відкладів. На родовищі крайово порушення (I-I) підсічене

свердловинами: 5 на глибині 2834 м, 7 на глибині 2869 м, 14 на глибині 2776 м і 19 на глибині 1704 м. Амплітуда порушення змінюється від 150 м в південно-східній частині площі до майже без амплітудного в центрі структури і зростає до 50 м на заході площі. Падіння площини скидача північно-східне. Кут падіння площини скидача змінюється на різних ділянках його трасування від майже вертикального в межах південного крила Пролетарської структури до $50\text{-}30^\circ$ навпроти прогину (по візейських структурних планах) між Східно-Пролетарським і Західно-Ульянівським підняттям [10, 11].

Скид II-II підсічений в свердловинах 8, 24, 52, 6, 18, 51, 53, 55, 9 і 54. За даними сейсмозвдувальних робіт амплітуда скиду поступово зменшується в напрямку грабена від 120 м в місці його приєднання до крайового порушення, до повного його затухання. Порушення має східний напрямок падіння площини скидача, кут нахилу якої вгору по розрізу поступово зменшується від 60° в візейському ярусі до 35° в московських і вищезалігаючих відкладах [10, 11].

Порушення Па-Па, Пб-Пб не зафіксовані за матеріалами сейсмозвідки, а проведені авторами підрахунку запасів на основі даних про характер насиченості розрізу в свердловинах 9 і 54, які практично на одних абсолютних відмітках розкрили, відповідно, водонасичені пісковики горизонту Б-1 і газонасичені горизонту Б-2 [10, 11].

Скид III-III виділяється за даними сейсмозвідки в башкирських відкладах і має західний напрямок падіння площини скидача, кут падіння становить біля 60° . Пробуреними на родовищі свердловинами дане порушення не розкрито. Амплітуда його поступово зменшується в напрямку западини до повного зникнення [10, 11].

Скид IV-IV за даними сейсмозвідки ускладнює північно-східне крило Західно-Ульянівської структури. Має північний напрямок падіння площини скидача, кут падіння якої змінюється від 50° в візейських відкладах до майже вертикального в башкирському і московському ярусах. Амплітуда

становить біля 20 м і поступово затухає в бік прогину між Західно-Ульянівською і Пролетарською структурами [10, 11].

Скид V-V встановлений за даними сейсмозвідки ускладнює південно-східне крило структури, створюючи з крайовим порушенням грабен просідання в верхньокам'яновугільних - верхньосерпуховських відкладах. За даними сейсмозвідки на сході скид V-V з'єднується з порушеннями II-II, де досягає максимальної амплітуди біля 25 м, яка поступово зменшується в напрямку приєднання до нього скиду VI-VI. Кут падіння площини скидача становить близько 80° [10, 11].

Скид VI-VI виділяється тільки за даними сейсмозвідувальних робіт. Ускладнює південно-східне крило структури. Має південно-західний напрямок падіння площини скидача, кут падіння якої змінюється від практично вертикального в верхньокам'яновугільних і московських, до 60° в серпуховських відкладах [10, 11].

Скид VII-VII ускладнює південно-західне крило структури. Визначається за даними буріння і матеріалами сейсмозвідувальних робіт. Скид VII-VII і його відгалуження, скид VIIa-VIIa, розкриті свердловиною 6 на глибинах 2570 м та 2621 м, в свердловині 18 скид підсічений на глибині 2632 м. Має північно-східний напрямок падіння площини скидача, кут падіння якої змінюється від 75° по нижчезалягаючих відкладах до 20° в розрізі нижнього серпухова, де скид приєднується до крайового порушення. Амплітуда порушення біля 50 м [10, 11].

Скиди VIII-VIII і IX-IX визначаються тільки за даними сейсмозвідки, простежуються в візейських і нижчезалягаючих відкладах. На сході обидва скиди приєднуються до крайового порушення, на заході скид VIII-VIII приєднується до крайового порушення, скид IX-IX простежується далі на захід і є йому паралельним [10, 11].

Скид X-X визначається також тільки за матеріалами сейсмозвідувальних робіт, простежується в південно-східній частині площі в серпуховських і нижчезалягаючих відкладах. Є відгалуженням крайового

порушення. На сході примикає до скиду II-II, де має найбільшу амплітуду, яка поступово зменшується в напрямку трасування порушення на схід [10, 11].

Скид XI-XI визначається як за сейморозвідкою, так і за даними буріння – в свердловині 18 на глибині 2907 м. Скид примикає до крайового порушення. Має північний напрямок падіння площини скидача. Амплітуда скиду 15-20 м. Порушення є екраном для покладу пласта В-22-23, розкритого свердловиною № 18 [10, 11].

Скид XII-XII за матеріалами сейморозвідувальних робіт по візейських і нижчезалягаючих відкладах ускладнює південно-західне крило Східно-Пролетарської складки. В межах структури приєднується до крайового порушення [10, 11].

На північно-західному схилі Пролетарської, і північному Західно-Ульянівської і Ульяновської структур за даними сейсміки трасується порушення XIV- XIV, яке має північно-західний напрямок площини скида [10, 11].

Скид XV-XV за даними сейморозвідки простежується в межах північно-східного крила Пролетарської структури, де амплітуда його становить біля 75 м, в напрямку Західно-Ульянівського підняття амплітуда порушення зменшується до повного його затухання [10, 11].

2.4 Нафтогазоносність

Ульянівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному районі [10, 11].

Ульянівське родовище вуглеводнів відноситься до типу складних багатопкладних. Загальний поверх газоносності складає приблизно 2000 м.

Поклади вуглеводнів пов'язані з горизонтами докембрію, фаменського ярусу верхньодевонської системи, візейським та серпуховським ярусами нижнього кам'яновугільної системи та башкирським ярусом

середньокам'яновугільної системи [10, 11].

Горизонт Б-2 . Поклад горизонту є водоплаваючим.

Газонасичена частина пласта розкрита свердловинами 3, 5,6, 8,10, 11,18, 24, 50. У решті свердловин пласт представлений водонасиченими пісковиками і алевролітами [10, 11].

Загальна ефективна товщина пласта в свердловинах становить 27,2-74,4 м. Пористість в газонасиченій частині – 17,0-31,5 %, водонасичення – 14,5-28,5 %. Газонасиченість – 49,0-81,5 % [10, 11].

Горизонт випробуваний в свердловині 8 в інтервалі 1512,0-1503,0 м Отримано промисловий приток газу, дебіт якого через 7 мм штуцер склав 121 тис.м³/доб [10, 11].

За ступенем геологічного вивчення підраховані в покладі запаси газу віднесені до групи розвіданих (кат. С1) і групи попередньо розвіданих (кат. С2). До групи розвіданих віднесені запаси газу в об'ємі визначених за методом падіння тиску. Запаси, що віднесені до групи попередньо розвіданих г підраховані в об'ємі покладу в верхній його частині, яка відокремлена від випробуваної в свердловині 8 прошарком щільних порід [10, 11].

Поклад пластовий тектонічно екранований. Розміри покладу 24 км × 1,1 км, висота 42 м.

Пласт Б-3-4 виділяється в припідшовенній частині горизонту Б-3-4. За даними ГДС пласт продуктивний в свердловинах 6, 9, 54, водонасичений в свердловинах 3, 5, 7, 12, 14, 56, в решті свердловин пласт заміщений щільними породами [10, 11].

Пласт Б-3-4 в свердловинах не випробуваний, є об'єктом повернення після закінчення розробки свердловинами 6, 9, 54 нижчезалягаючих покладів.

Поклад пластовий, тектонічно і літологічно екранований. Лінія літологічного заміщення проводиться на середині між продуктивними свердловинами і свердловинами 52, 51, 55, 18, які розкрили щільний аналог пласта [10, 11].

Розміри покладу 0,6 км × 0,3 км, висота 19 м.

Горизонт Б-5-6. В свердловинах 7, 10, 14, 18, 19 пласт водонасичений, в решті свердловин горизонт складений прошарками газонасичених і водонасичених пісковиків і алевролітів.

В свердловині 8 спочатку була випробувана припідшовенна частина пласта в інтервалі 1682-1678 м. Дебіт газу через 7 мм штуцер при склав 109,7 тис.м³/доб. Під час дослідження свердловини спостерігався винос води. Згідно проведеного аналізу рідина являє собою розчин хлористого кальцію без домішок пластового флюїду. Без встановлення цементного моста була простріляна верхня частина горизонту в інтервалі 1657-1652 м. Дебіт газу через 7 мм штуцер склав 107,4 тис.м³/доб. Пластовий тиск дорівнював 14,79 МПа. Під час дослідження також спостерігався винос рідини.

Підраховані запаси газу віднесені до групи розвіданих (категорія С1).

Пласт Б-5-6. Газонасичена частина пласта розкрита свердловинами 3 і 11. В свердловині 3 ефективна газонасичена товщина пласта становить 25,8 м, пористість 18,0-22,5 %, газонасиченість 54,5-68,5 %; в свердловині 11 ефективна газонасичена товщина пласта дорівнює 13,8 м, пористість 20,0-21,0 %, газонасиченість 48,5-53,5 %.

Пласт Б-5-6 не випробуваний, є об'єктом переводу свердловин на розробку вищезалягаючих об'єктів.

Поклад пластовий, літологічно екранований. Лінія літологічного заміщення проведена між свердловинами 7,3, 10 і свердловинами 5, 50.

Розміри покладу 1,6 км × 0,57 км, висота 30 м.

Запаси газу покладу віднесені до категорії С2.

Горизонт Б-7 представлений 1-3 пластами, в основному, пісковиків, рідко алевролітів, ефективною товщиною 19-42,6 м.

Розкрита ними ефективна газонасичена товщина становить 0,6-39,2 м з пористістю 16,0-26,5 % в газонасиченій частині пласта і 15,0-25,0 % в водоносній, газонасиченістю 48,5-83,0 % [10, 11].

За ступенем геологічного вивчення запаси віднесені до групи розвіданих (категорія С1).

Горизонт Б-8 , з яким пов'язаний поклад газу розкритий свердловиною 57. В свердловинах 6, 10, 11, горизонт представлений щільними породами [10, 11].

В свердловині 57 горизонт представлений прошарком алевроліту і чотирма прошарками пісковиків ефективною товщиною 12,8 м, пористістю 15,0-20,0 %, газонасиченістю 49,0-52,5 %.

Поклад пластовий, літологічно екранований. Лінія заміщення колекторів щільними породами проводиться на відстані між продуктивною свердловиною 57 і розміщеною гіпсометрично вище свердловиною 24, в якій пласт водонасичений; на середині відстані між свердловиною 3, в якій пласт водонасичений, та свердловиною 10, де він заміщений щільними породами [10, 11].

Розміри покладу 0,65 км × 0,40 км, висота 17 м.

Поклад обмежується НГВП -1640,1 м (підосва газоносного пісковика в свердловині 57).

За ступенем геологічного вивчення підраховані в покладі запаси газу віднесені до групи попередньо розвіданих (категорія С2).

Горизонт Б-9 майже в повному об'ємі представлений проникливими пісковиками, рідше алевролітами, які мають площинно розповсюдження [10, 11].

3 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

3.1 Комплекс геофізичних методів на Ульяновському родовищі

Для вивчення розрізу продуктивних горизонтів родовища застосовувався перевірений на багатьох родовищах ДДз обов'язковий комплекс ГДС, який дозволив успішно вирішувати як загальногеологічні задачі по літологічному розчленуванню та кореляції розрізів, так і промислово-геофізичні по виділенню колекторів, оцінці їх ефективної товщини, пористості, характеру насичення, коефіцієнтів нафтогазонасичення, відбивні контактів.

Комплекс геофізичних досліджень в свердловинах включав наступні методи (Рис. 3.1):

- 1) Стандартний каротаж і СП;
- 2) БКЗ;
- 3) Радіоактивний каротаж (ГК, НГК.ННК-Т);
- 4) Мікрокаротаж (МК);
- 5) Боковий каротаж (БК);
- 6) Боковий мікрокаротаж (БМК);
- 7) Індукційний каротаж (ГК);
- 8) Акустичний каротаж (АК);
- 9) Кавернометрія-профілометрія;

Дослідження пошукового масштабу (масштаб глибин 1:500) виконувались по всьому стволу свердловини, а детальний комплекс (масштаб глибин 1:200) в інтервалах, перспективних у нафтогазоносному відношенні.

Для уточнення характеру насичення та фільтраційно-ємнісних властивостей проводились випробування у відкритому стволі за допомогою випробовувача пластів на трубах (ВПТ) та відбір проб приладами на каротажному кабелі (ВПК).

Дослідження свердловин виконувалося серійною свердловинною і наземною апаратурою. Нижче приводиться характеристика застосованого комплексу ГДС та оцінка його ефективності,

1. Стандартний каротаж (СК) відноситься до обов'язкового методу і тому проводився по всьому розрізу свердловини апаратурою АБКТ, ЕК-АГАТ, К-3. У комплекс стандартного каротажу входять зонди А2.0М0.5N (послідовний градієнт-зонд), N8.0М0.5А (потенціал-зонд) та зонд методу природних потенціалів. Запис кривих позірнього опору проводився в горизонтальному масштабі 2.5 Ом/см і в масштабі глибин 1:500. Діаграми ПС реєструвались в масштабі 12.5 мВ/см [12, 13, 14, 15].

Запис позірнього опору стандартними зондами, заповнених соленою промивною рідиною ($\rho_c < 0,2$ Ом.м), обмежений умовою $\rho_{п}/\rho_c < 500$ ($\rho_{п}$ – питомий опір пласта). На даному родовищі ρ_c змінюється від 0,076 до 0,32 Ом.м, а максимальний опір пласта 28 Ом.м, тому при таких умовах метод стандартного каротажу є досить ефективним [12, 13, 14, 15].

В експлуатаційних свердловинах позірний опір (ПО) вимірюється тільки при заповненні їх прісною ($\rho_c < 0,2$ Ом.м) промивною водою [12, 13, 14, 15].

Криві стандартного каротажу використовувались для розчленування і кореляції розрізу свердловин, виділення колекторів, уточнювання стратиграфічних границь і положення тектонічних порушень [12, 13, 14, 15].

Метод потенціалів власної поляризації гірських порід (ПС) заснований на вивченні природного стаціонарного електричного поля у свердловинах, утворення якого пов'язане з фізико-хімічними процесами, які протікають на поверхні розділу свердловина – породи і між пластами різної літології і дозволяє вирішувати певні геологічні задачі. На поверхні розділу утворюються подвійні електричні шари, різні потенціали яких утворюють визначені величини напруженості електричного поля між гірськими породами і свердловиною [12, 13, 14, 15].

Криві ПС в свердловинах, які заповнені соленою промивною рідиною

мають низьку диференціацію і не використовується. На даному родовищі $\rho_{пв}=0,2\div 1,6\text{Ом}\cdot\text{м}$, тому метод самочинної поляризації є досить інформативним при проведенні кількісної і якісної інтерпретації [12, 13, 14, 15].

За кривими методу ПС встановлювалися границі пластів, проводилася кореляція розрізів, виділялися в розрізах породи-колектори, визначалася мінералізація пластових вод і фільтрату промивної рідини, визначалися коефіцієнти глинистості і пористост [12, 13, 14, 15]і.

2. Дослідження електричного опору гірських порід проводилось методами бокового каротажного зондування (БКЗ) апаратурою типу Ек-АГАТ. Запис діаграм БКЗ виконувався в перспективній частині розрізу на наявність вуглеводнів комплектом послідовних градієнт-зондів різної довжини: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N та одним оберненим градієнт зондом N0.5М2.0А. Масштаб запису кривих ПО: основний – 2.5 Ом/см, допоміжний – 12.5 і 62.5 Ом/см, масштаб глибин 1 : 200 [12, 13, 14, 15].

Цей метод полягає у вимірюванні позірного опору пластів по розрізу свердловин набором однотипних зондів різної довжини. Зонди різного розміру, які мають різний радіус дослідження в вертикальному і радіальному напрямках, реєструють величину позірного опору, обумовлену зоною проникнення промивної рідини у пласт [12, 13, 14, 15].

У свердловинах, заповнених соленою промивною рідиною ($\rho_c < 0,2\text{ Ом}\cdot\text{м}$), при умові $\rho_{п}/\rho_c > 500$ ($\rho_{п}$ – питомий опір пласта) БКЗ не проводять. Але із наведених вище результатів $\rho_{п}$ і ρ_c видно, що умова $\rho_{п}/\rho_c > 500$ для даного родовища не виконується, а отже можна проводити дослідження методом БКЗ [12, 13, 14, 15].

Криві БКЗ використовувалися для визначення питомого опору промивної рідини, опору пластів і параметрів зони проникнення, визначення ВНК (ГВК). В комплексі із іншими геофізичними методами БКЗ використовувалося для виділення колекторів і оцінки характеру насичення.

За значенням питомого електричного опору пласта $\rho_{пл}$ і зони проникнення $\rho_{зп}$ з використанням петрофізичних залежностей оцінювалася пористість і проникність колекторів, газовміст і газовіддача порід [12, 13, 14, 15].

Для достовірної інтерпретації методу БКЗ необхідна інформація по діаметру свердловини. Тому метод кавернометрії, крім інших задач використовувався і для визначення $\rho_{п}$ за інформацією $\rho_{по}$.

3. Боковий каротаж проводився апаратурою АБКТ-ВК і Є-1. Діаграми реєструвалися в логарифмічному масштабі (з модулем 6,25 см) при АБКТ-ВК і Є-1 [12, 13, 14, 15].

Метод БК проводиться при наступних умовах [12, 13, 14, 15]:

- при перешаруванні малопотужних пластів ($h < 3м$) високого $\rho_{п1}$ і низького $\rho_{п2}$ опору при $\rho_{п1}/\rho_{п2} > 10$.
- якщо переважають пласти з $\rho_{п1} > 50$ Ом.м.
- в експлуатаційних свердловинах використовують тільки при заповненні їх соленою промивною рідиною ($\rho_c < 0,2$ Ом.м) і при $\rho_{п}/\rho_c > 500$.

Виходячи, із вказаних умов, на даному родовищі цей метод є додатковим і розширює можливості методу БКЗ.

Результати БК використовувалися для визначення опору зони проникнення і пласта в сприятливих умовах, а також для характеру насичення при співставленні з БМК. Метод особливо ефективний для визначення опору пласта в умовах високоомних екранів, які спотворюють покази великих градієнт-зондів БКЗ напроти пластів невеликої товщини [12, 13, 14, 15].

Методи мікроелектрометрії значно і ефективно розширюють можливості методів електрометрії при вивченні продуктивних колекторів.

4. Мікрокаротаж проводився апаратурою МК-АГАТ з одночасним записом мікроградієнт А0,025М0,0251М та мікропотенціал А0,05М зондів в масштабі 0,5-5 Ом-м/см. Запис виконувався в перспективних товщах в масштабі глибин 1:200 з метою виділення колекторів по наявності додатних прирощень і встановлення ефективної товщини насичених флюїдом порід.

Швидкість запису МК не перевищувала 1000 м/год [12, 13, 14, 15].

Методом мікрозондування досліджуються свердловини, заповнені порівняно слабо мінералізованою промивною рідиною, з метою детального вивчення будови пластів і отримання кількісних і якісних фізичних характеристик порід.

5. Боковий мікрокаротаж проводився апаратурою МК-АГАТ. Масштаб реєстрації кривих ПО 2.5 Ом/см, масштаб глибин – 1:200. Швидкість запису не перевищує 1000 м/год. В окремих свердловинах реєструвалися криві ПО і мікрокаверноміра в масштабі 2см/см [12, 13, 14, 15].

На покази звичайних мікрозондів значний вплив чинять шар промивної рідини і глиниста кірка, які знаходяться між башмаком мікрозонда і стінкою свердловини, тому дані ПО мікрозондів не можуть використовуватися для кількісної інтерпретації. В випадку заповнення свердловини соленою промивною рідиною ($\rho_p < (0,2 \div 0,5) \text{ Ом.м}$) криві ПО звичайних мікрозондів не можуть використовуватися і для якісної інтерпретації. В зв'язку з цим потрібно використовувати мікроекрановані зонди із автоматичним фокусуванням струму.

На Ульяновському родовищі в свердловинах №№6, 9, 18 опір промивної рідини коливається в межах $0,22 \div 0,32$, тому для якісного проведення інтерпретації необхідно використовувати метод БМК.

Інформація БМК використовувалася для визначення пористості, уточнення границь і ефективної товщини пластів (за даними БМК виключалися із ефективної товщі тонкі щільні прошарки з низькою пористістю). Ефективність методу тісно пов'язана із часом проведення вимірювань і профілем стінки свердловини. При виконанні БМК зразу після розкриття розрізу і щільному притисненні башмаку приладу до стінки свердловини метод добре вирішує вище вказані задачі.

6. Індукційний каротаж проводився в горизонтальному масштабі 50 і 20 мСм/см апаратурою АИК-5 із зондовим приладом 6Ф1 і 8И1.4. На сьогоднішній день існує апаратура АИК-5, за допомогою якої реєструється

активна і реактивна складові ЕРС вторинного магнітного поля, а апаратура АИК-5 вимірюється тільки активна складова. Тому для підвищення ефективності отримання інформації з розподілу електропровідності по розрізу свердловини доцільно використовувати апаратуру типу АИК-5 [12, 13, 14, 15].

Індукційні методи засновані на дослідженні вторинного електромагнітного поля котушки, ЕРС якого прямо пропорційна електропровідності гірських порід. Вторинне електромагнітне поле виникає в навколишньому середовищі за рахунок вихрових струмів, які індукуються у котушці, яка живиться від розміщеного в свердловину генератора змінного струму.

ІК проводиться по всьому стовбуру свердловин при $\rho_{п} < 50$ Ом.м, $\rho_{п}/\rho_{с} < 200$, а також при заповненні свердловини прісною промивною рідиною. Вищевказані умови задовольняють умови проведення досліджень на даному родовищі, що дозволяє віднести даний метод до основних методів ГДС цього родовища.

Звичайний низькочастотний індукційний каротаж дозволив більш детально розчленувати розріз свердловини, який складений породами низького питомого опору, виділити водоносні і газоносні пласти, вивчити будову перехідної зони і уточнити положення контакту вода-газ, визначити дійсні питомі опори порід до 50 Ом.м. Особливо ефективно використовувати інформацію методу ІК для дослідження поліміктових відкладів, якими представлені породи турнейського віку.

На нашу думку комплекс методів електрометрії дозволяє отримати достатню інформацію з електричних властивостей гірських порід, на основі якої визначено характер насичення і положення міжфлюїдних контактів. Інформація, яка отримана з експлуатаційних свердловин дозволяє контролювати динаміку ВНК і ГВК.

Задачі геофізичних досліджень, як відомо відносяться до задач з невизначеним рішенням. Звуження області еквівалентних рішень можливо

досягти за рахунок використання додаткової інформації. Методи радіоактивного каротажу дозволяють отримувати як додаткову інформацію, наприклад визначення коефіцієнта глинистості так і основну – визначення характеристик колекторських властивостей.

7. Кавернометрія та профілеметрія. Вивчення діаметру та профіля стінки свердловини здійснювалися каверномірами-профілемірами СКПД, СКПД-3. Горизонтальний масштаб запису кривої 2,5-5,0 см/см, вертикальний 1:500 по всьому стволу та 1:200 в продуктивній частині розрізу. Кавернограма та профілеграма використовувалися для [12, 13, 14]:

- а) контролю технічного стану ствола свердловини в процесі буріння;
- б) кількісної інтерпретації методів ГДС (БКЗ, НГК та ін.);
- в) виділення колекторів та уточнення їх ефективної товщини;
- г) розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон.

8. Радіоактивний каротаж проводивсь в модифікаціях гамма-каротаж, нейтронний гамма-каротаж і нейтрон-нейтронний каротаж по тепловим нейтронам апаратурою СРК [12, 13, 14].

Метод ГК проводиться із швидкістю запису 300-800м/год при сталій часу $\tau=1-3$ с. Діаграми ГК записувались в масштабі $2\gamma/\text{см}$. Коефіцієнти перерахунку для каналу ГК 750-860 імп/хв. на 1γ , НГК – 300-5640 імп/хв. на 1 ум.од.

Метод ГК в пошукових і розвідувальних свердловинах проводиться у відкритому стовбурі, а в експлуатаційних – тільки після спуску обсадної колони.

Метод ГК дозволяє вивчати природне гамма-поле по стовбуру свердловини шляхом реєстрації інтегральної інтенсивності гамма-випромінювання, яке виникає при самочинному розпаді радіоактивних елементів в гірських породах.

Вимірювання НГК проводилося зондом 60 см з використанням

полонієво-берилієвих (Po+Be) джерел потужністю $4,6 \cdot 10^6 - 5,6 \cdot 10^6$ нейтронів/с при постійній часу інтегратора $\tau=1,5$ с. Запис кривих НГК здійснювався в масштабі 0,2-0,4 ум.од./см, ННК-Тм - 0,2-0,5 ум.од./см, ННК-Тв – 1-5 ум.од./см, а кривих ГК - 1-2,5 мкр/год на 1 см. Діаграми ГК, НГК, ННК-Т записувалися у вертикальному масштабі 1:500 по всьому стволу свердловини і в масштабі 1:200 в продуктивній частині розрізу.

Природна гамма-активність (I_γ) осадових порід обумовлена двома факторами: сорбцією солей радіоактивних елементів на поверхні зерен породоутворюючих мінералів і присутністю гамма-активних елементів у складі самих мінералів. Максимальною питомою поверхнею зерен а, отже, максимальною сорбцією володіють глинисті мінерали. Ряд з них містить також радіоактивний ізотоп калію у своєму мінеральному скелеті. Гамма-активність глин на порядок вище, ніж гамма-активність кварцових пісковиків, карбонатних і хемогенних відкладів, на чому засноване визначення вмісту глинистості за матеріалами ГК.

При характеристиці аргілітів і алевролітів за розподілом радіоактивних елементів відмічено, що підвищення вмісту калію обумовлено присутністю калійвміщуючих мінералів в цементі породи. Середні значення вмісту урану в аргілітах в 2-3 рази вищий від концентрації в пісковиках. Такий характер пояснюється фізико-хімічним станом в якому проходить процес осадконакопичення. Перенос з'єднань урану (радію), в основному здійснюється шляхом міграції водних розчинів. Видалення його із водних розчинів в основному пов'язано із процесом адсорбції і осідання у вигляді нерозчиненого осаду. Найбільш інтенсивно процес відбувається в глинистих колоїдах, тому аргіліти володіють підвищеним вмістом урану.

Підвищене значення торію в аргілітах по відношенню до пісковиків обумовлено, в основному, присутністю адсорбційної глинистої фракції.

Метод ГК є інтегральними методом дослідження гамма-поля і не дозволяє проводити диференціацію радіоактивних елементів за складом.

При дослідженні продуктивного горизонту башкирського ярусу

виникають ускладнення, які пов'язані з поліміктовим складом скелету пісковиків. Однією із проблем є їх виділення на фоні всіх літологічних різновидів розрізу свердловини. За даними ГК вони характеризуються підвищеними значеннями зареєстрованої сумарної гамма-активності, яка співпадає з гама-активністю алевролітів, аргілітів, що ускладнює їх виділення. Проведений нами аналіз природи радіоактивності дозволить приймати обґрунтоване рішення щодо підвищеної радіоактивності порід башкирського віку.

Діаграми ГК використовувались при літологічному розчленуванні розрізів, виділенні колекторів, уточненні ефективних потужностей, а в основному при оцінці глинистості порід.

З вище приведеного аналізу випливає, що для вирішення поставленої задачі необхідно використовувати методику проведення гамма-каротажу, які задовольняють геолого-технологічним умовам.

Суть методу щільності теплових нейтронів (ННК-Т) полягає в дослідженні інтенсивності теплових нейтронів по розрізу свердловини на заданій відстані (довжині зонда) від джерела нейтронів, які в результаті уповільнення породовміщуючими елементами перетворилися на теплові.

Щільність теплових нейтронів визначається числом нейтронів, що сповільнилися до теплової енергії, числом нейтронів, що поглинулися в досліджуваному середовищі, а також довжиною зонда. Реєстрована інтенсивність теплових нейтронів $I_{кт}$ в ННК-Т залежить від сповільнюючої і поглинаючої здатності гірських порід, тобто від водне вмісту і наявності елементів з високим перетином захоплення теплових нейтронів.

Водневміст має такий же вплив на інтенсивність теплових нейтронів, як і на $I_{пт}$, тобто при роботі заінверсійними зондами із збільшенням водне вмісту – інтенсивність збільшується. Вплив елементів з високим перетином захоплення теплових нейтронів на $I_{пт}$ обумовлено величиною перетину захоплення, а також концентрацією в гірській породі елементів-поглинальників. З підвищенням концентрації елементів з високим перетином

захоплення густина теплових нейтронів падає. Завдяки цьому ННК-Т чутливий до вмісту елементів поглинальників теплових нейтронів (хлору, бору, кадмію та ін.)

Зонди ННК-Т по довжині L_{nt} поділяються на доінверсійні, інверсійні і заінверсійні. Проте розміри доінверсійних і інверсійних зондів ННК-Т дещо більше ННК-НТ. Це пояснюється тим, що в ННК-Т залежність теплових нейтронів від водневмісту при різних довжинах зондів визначається довжиною уповільнення теплових нейтронів, коефіцієнтом дифузії, і часом життя теплових нейтронів, який контролюється в основному наявністю елементів-поглинальників, тоді як в ННК-НТ тільки довжиною уповільнення надтеплових нейтронів.

9. Метод акустичного каротажу (АК) являється альтернативним методом визначення колекторських властивостей продуктивних відкладів. При дослідженні з мономіктовими пісковиками має дуже високу ефективність. Породи з поліміктовим складом скелету викликають певні проблеми при інтерпретації. Метод АК проводився апаратурою СПАК-6. Реєструвалися криві інтервального часу ΔT , часу пробігу пружних хвиль t_1 , t_2 і амплітуди приходу пружної хвилі від першого і другого випромінювачі до приймача A_1 ; A_2 і логарифм відношень амплітуд $\lg \frac{A_1}{A_2}$ (коефіцієнт затухання). Крива інтервального часу записувалася в масштабі 20 мкс/см. Швидкість запису знаходилася в межах 800-1200 м/год, масштаб глибин 1:200. [12, 13, 14]

Акустичний метод базується на вивченні кінематичних і динамічних параметрів полів пружних хвиль в звуковому і ультразвуковому діапазонах частот. Зондовий пристрій дозволяє утворювати і реєструвати хвильові властивості середовища.

Результати АК використовувалися для літологічного розчленування розрізу, оцінки пористості пластів-колекторів, виключення з ефективних товщин не колекторів.

При виділенні K_p порід-колекторів, а особливо складних, до яких відносяться поліміктові пісковики, за даними АК необхідно враховувати ряд досить важливих факторів. Оскільки, на швидкість проходження пружних хвиль в гірській породі, крім пористості, впливає мінеральний склад колектора, тип цементу і ступінь зцементованості пласта, тип і структура порового простору, які обумовлені петрофізичними властивостями досліджуваного середовища. Крім цього, у результаті проходження вторинних процесів у гірських породах, в окремих інтервалах розрізу спостерігається в різній степені зміна мінерального складу скелетної фракції, а також взаємозв'язок частинок, які складають породу.

Для вивчення впливу мінерального складу зерен, які входять в склад скелету колектора, на швидкість проходження пружних хвиль, використовувалися наступні результати по сусідніх із Ульянівським родовищем площах (Пролетарській і Лічковській): опис шліфів поліміктових пісковиків, криві інтервального часу і гамма-каротажу, результати визначення K_p в лабораторних умовах.

За цими результатами розраховані значення $\Delta T_{ск}$ порівнювалися з параметром, який характеризує "поліміктовість" досліджуваного інтервалу. В якості такого параметру було вибрано відношення вмісту кварцу до вмісту польових шпатів. На основі отриманої залежності видно, що зв'язок між характеристикою мінерального складу і розрахованим значенням $\Delta T_{ск}$ відсутній.

Це обумовлено як зміною мінерального складу так і впливом вмісту глинистого матеріалу. Тому, для визначення $\Delta t_{ск}$ були введені поправки за глинистість.

Виправлені значення $\Delta T_{ск}$ порівнювалися із параметром відношення вмісту кварцу до вмісту польових шпатів у вигляді двох сукупностей точок. Друга група точок характеризується підвищеними значеннями швидкості проходження пружних хвиль в скелеті в порівнянні з першою. Із цього випливає, що мінеральний склад цементу впливає на величину, яка

характеризує відклади певного віку і конкретного складу. Тому особливо важливим є врахування зміни мінерального складу цементу в окремих локальних інтервалах гірських порід.

На основі отриманих результатів з аналізу шліфів, спостерігається ущільнення, збільшення зцементованості зерен кварцу. Результати свідчать про зменшення значення $\Delta T_{ск}$. Процес регенерації приводить до зменшення $\Delta T_{ск}$. Такий характер зміни $\Delta T_{ск}$ пов'язаний із локальними процесами регенерації в гірських породах, які приводять до загоювання мікротріщин в уламках кварцу і підвищенню степені зцементованості частинок, які входять у скелет породи. Крім цього, процес регенерації приводить до зміни структури порового простору.

Із збільшенням степені регенерації фільтраційно-ємнісні властивості погіршуються, що відбивається на фізичних властивостях гірської породи у реєструючих геофізичних параметрах.

3.2 Виділення порід-колекторів

Вивчення фізичних та колекторських властивостей продуктивних пластів проводилося на зразках керна та геофізичними методами. Обсяг, вивченість керовим матеріалом в різних свердловинах нерівномірні, але вони з достатньою долею впевненості дозволяють вивчити породи-колектори кам'яновугільних відкладів. Колектори пізньодевонської віку ти породи кристалічного фундаменту недостатньо освітлені керном. Для обґрунтування підрахункових параметрів зазначених колекторів використовувалися дані дослідження керну і петрофізичні зв'язки по Личківському та Юліївському родовищах. Крім того, при роботі залучались лабораторні дослідження керну по Пролетарському і Новоселівському родовищах. Пласти-колектори продуктивних горизонтів Ульянівського, Пролетарського, Новоселівського та Личківського родовищ вуглеводнів представлені піщано-алсвролітовими породами, подібними за мінералогічним складом, залягають майже на

однакових глибинах та близькі за фільтраційно-ємнісними властивостями, що дає змогу використовувати одержані залежності по цих родовищах до підрахунку запасів вуглеводнів Ульяновського родовища.

Нижче приводиться петрографічна та геофізична характеристики зазначених груп колекторів, їх фізичні та колекторські властивості.

Колектори відкладів С_{2b} представлені піщано-алевролітовими породами і відносяться до колекторів порового типу (гранулярні колектори). Колекторські властивості порід кристалічного фундаменту пов'язані з вторинними процесами, що обумовило розвиток в них тріщинного, тріщинно-кавернового та кавернового типів колекторів.

Пісковики продуктивного горизонту Б-2, верхньобашкирських відкладів світло-сірі до сірого, переважно з зеленуватим відтінком, від дрібнозернистих алевритових до крупно-, грубозернистих, в окремих прошарках поліміктові, інколи слюдисті. Підвищення вмісту калієвих польових шпатів, слюд і глинистих уламків, які утворюють скелет породи, призводить до підвищення природної радіоактивності. Ступінь цементації змінюється від слабкої до середньої і міцної в залежності від вмісту карбонатів в цементі. Цемент глинистий, карбонатно-глинистий (карбонатна складова цементу представлена кальцитом, доломітом, інколи сидеритом), і карбонатний (доломітовий). Збільшення вмісту карбонату в цементі призводить до погіршення колекторських властивостей та підвищення електричного опору пластів. Текстура уламкових порід переважно полого-хвилястошарувата, косошарувата, перехресношарувата, з елементами : дрібнолінзовидної, обумовлена присутністю тонких прошарків вуглисто-слюдисто-глинистої речовини або алевроліту, інколи з прошарками вугілля. На окремих ділянках відзначається присутність значної кількості піриту як в цементі, так і у вигляді примазок на поверхнях нашарування, що викликає зниження питомих електричних опорів пластів.

На границі пластів часто спостерігається тонке перешарування пісковика поліміктового, дрібнозернистого, алевритового та алевроліту;

сірого, зеленувато-сірого, слюдистого, піщанистого, середньо-, слабкоцементованого з глинистим, інколи карбонатним цементом.

Кращі колекторські властивості, згідно лабораторних визначень і промислово-геофізичних даних, мають пісковики. В порівнянні з ними алевроліти характеризуються суттєво меншою пористістю та проникністю. Однак, в деяких випадках, при переході пісковиків в алевроліти чіткого розмежування за величиною пористості та проникності між ними не спостерігається.

Мінеральний склад, кількість, якість та тип цементу, ступінь вторинних перетворень як під дією тиску та температури, так і складу флюїдів, обумовили різноманітність фізичних та колекторських властивостей порід.

Нижче надається характеристика зазначених груп колекторів і неколекторів, як за даними вивчення їх лабораторним шляхом, так і за даними ГДС. Аналіз лабораторних досліджень кернів показує, що коефіцієнти пористості та проникності колекторів змінюються відповідно в діапазоні 12,3-32,5 % та проникність $(0,8-1325) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Неколектори мають пористість від 1,7 % до 16,9 % (в середньому 9,5 %), проникність $(0,01-0,77) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (Рис. 3.2а, 3.3а). Карбонатність становить від 0 до 46 %, (Рис. 3.4а). За даними аналізу керна відмічається нелітизація пісковиків, яка знижує їх питомий електричний опір у випадку насичення вуглеводнями.

В таблиці 3.1 приведені діапазони змін і середні значення петрофізичних параметрів (пористості, проникності і карбонатності) для колекторів і неколекторів за даними досліджень керну.

Таблиця 3.1 – Діапазони і середні значення петрофізичних параметрів колекторів і неколекторів за даними керну

Параметри	С ₂ b	
	колектор	неколектор
Кп, %	12,3-32,5	1,7-16,9
	22,5	9,5
Кпр, 10 ⁻¹⁵ м ²	0,8-1325	0,01-0,77
	50	0,04
Са, %	0-46	
	7,0	

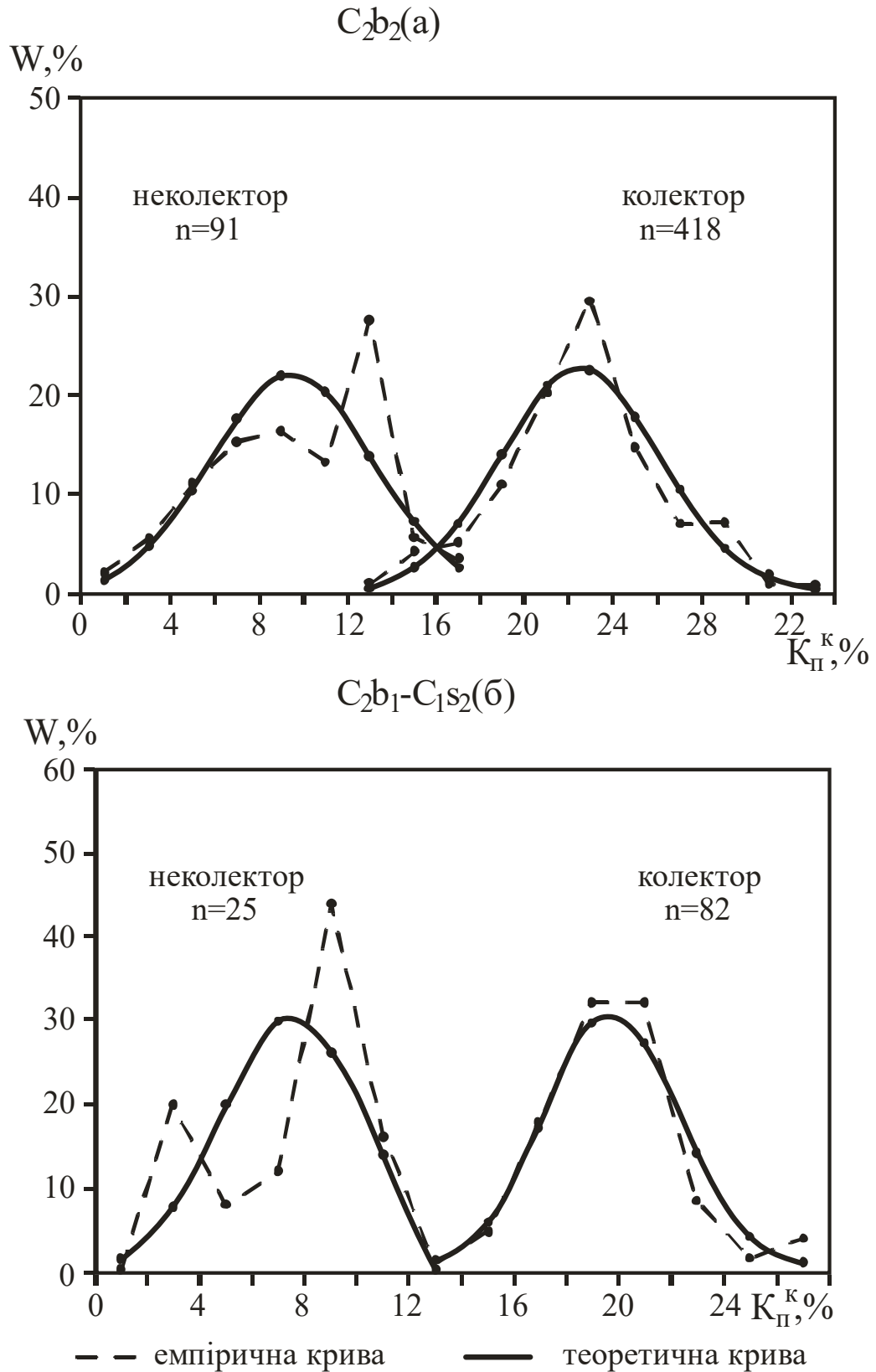


Рисунок 3.2 – Розподіл пористості колекторів і не колекторів для піщано-алевролітових порід C_2b_2 (а) і $C_2b_1-C_1s_2$ (б)

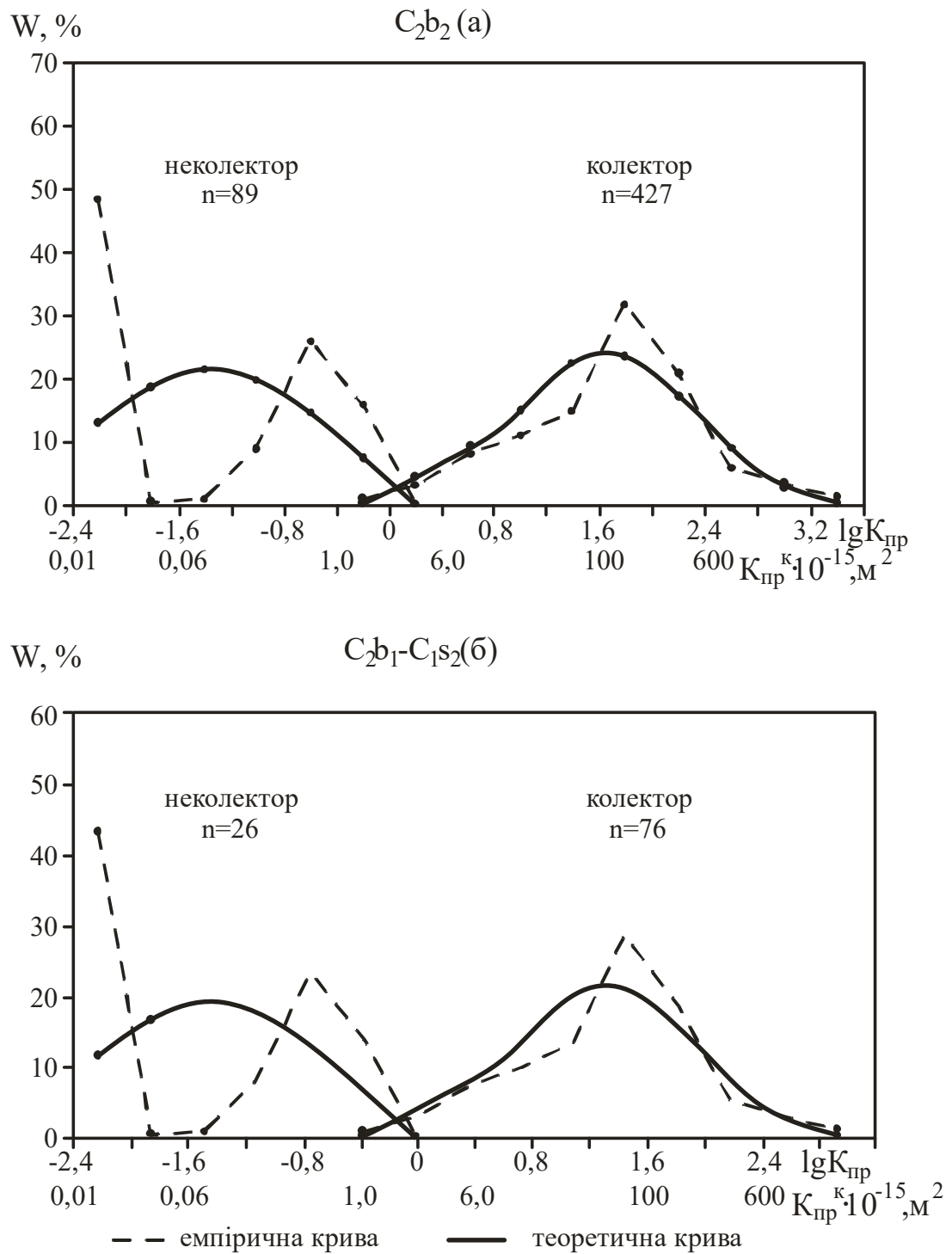


Рисунок 3.3 – Розподіл проникності колекторів і неколекторів для піщано-алевролітових порід C_2b_2 (a) і $C_2b_1-C_{1s2}$ (б)

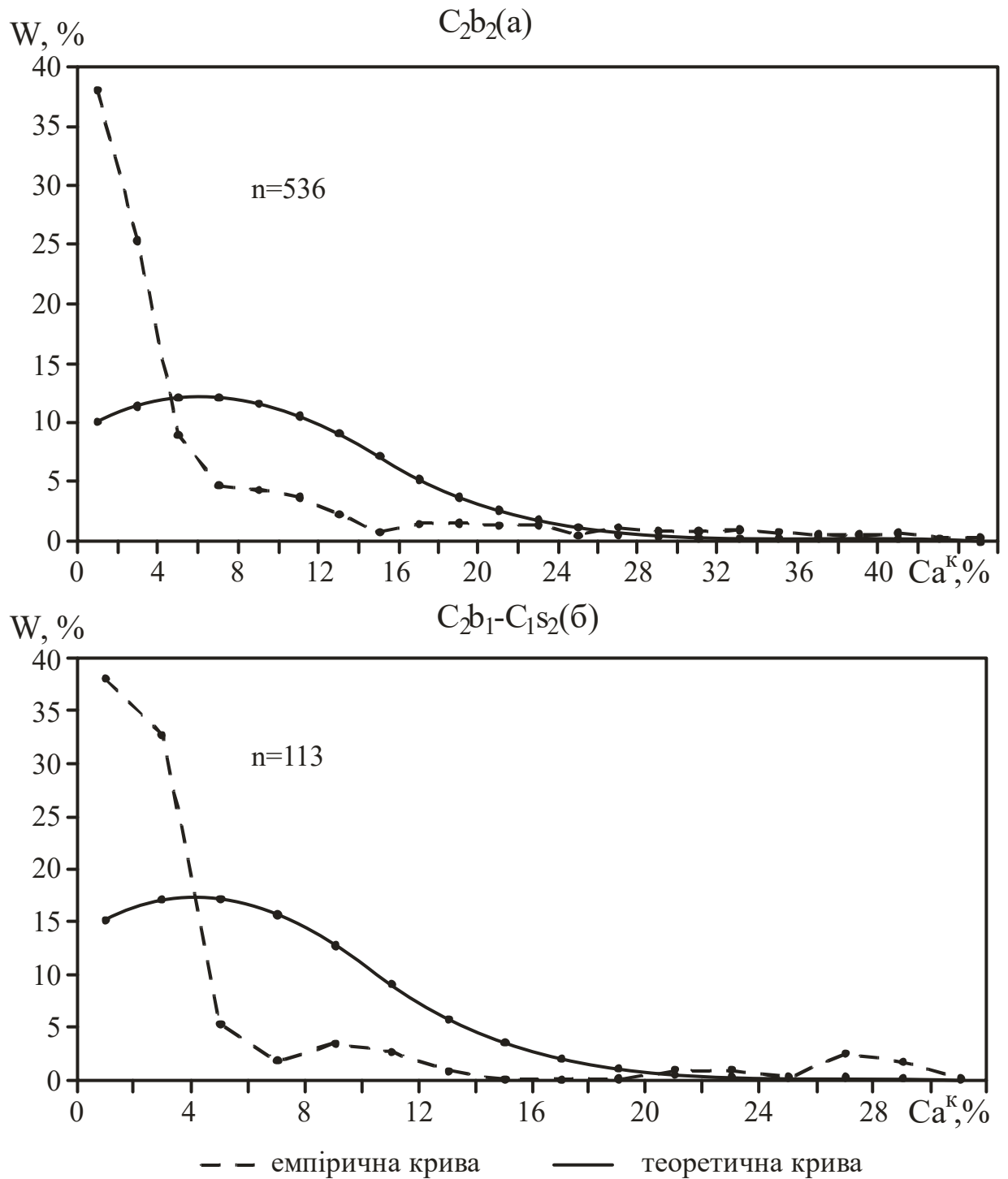


Рисунок 3.4 – Розподіл карбонатності колекторів і неколекторів для піщано-алевролітових порід C_2b_2 (а) і $C_2b_1-C_1s_2$ (б)

Фізичні властивості колекторів змінюються як по розрізу, так і по площі, і залежать від літології, колекторських властивостей та характеру в насичення. Так, питомий електричний опір колекторів відображає, в першу чергу, характер насичення; природна гама-активність – вміст глинистого матеріалу і присутність радіоактивних елементів; вторинна гама-активність – загальну пористість (водневий вміст); інтервальний час пробігу початку поздовжньої хвилі (ΔT) знаходиться в залежності від відкритої пористості порід і часу пробігу початку поздовжньої хвилі в скелеті породи.

Питомий електричний опір пластів-колекторів коливається в широких межах в залежності від пористості, глинистості та насичення порід. Діапазон зміни $\rho_{\text{п}}$ складає:

– для продуктивних колекторів:

2,2-22 Омм (C_2b_2);

– для водоносних:

0,4-4,5 Омм (C_2b_2).

Низькі значення питомого електричного опору продуктивних піщано-алевролітових колекторів башкирського та в деяких пластах пісковиків серпухівського ярусів пов'язані з пелітизацією, підвищеним вмістом залишкової води (в основному $K_{\text{зв}} > 25\%$) і зі збільшеним вмістом електропровідних мінералів (пірит, лейкоксен, гідроксиди заліза та інші) в цих породах.

Інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі ΔT в колекторах змінюється в межах:

234-410 мкс/м (C_2b_2);

Змінюється також природна радіоактивність:

$\Delta I_{\gamma} = 3,0-14,4$ мкр/год (C_2b_2);

Великий діапазон зміни природної гама-активності пов'язаний перш за все з присутністю в розрізі колекторів різного мінерального складу, про що зазначалося вище.

Підвищена γ -активність викликана не тільки збільшенням глинистого і

цементу в піщано-алевролітових породах, але й значною наявністю глинистих уламків, калієвих польових шпатів і гідробіотитових слюд в скелеті породи, що особливо характерно для башкирських відкладів.

4 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВСТАНОВЛЕНІ КОНДЕНЦІЙНИХ ЗНАЧЕНЬ ГЕОЛОГО- ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

4.1 Обґрунтування петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості

У зв'язку з нерівномірним та недостатнім освітленням керновим матеріалом пластів-колекторів була вивчена можливість забезпечення повної характеристики колекторських властивостей по всій площі родовища. Для вирішення цієї задачі залучалися методи АК і РК, які виявилися найбільш ефективними при визначенні пористості. Крім того, для визначення пористості використовувались БКЗ, БМК і крива СП [16, 17, 18, 19].

а) Визначення пористості за даними акустичного каротажу.

Визначення пористості проводилося з використанням багатомірних залежностей, одержаних по вихідних вибірках окремо для відкладів середнього карбону, нижнього карбону та верхнього девону. Аналіз одержаних залежностей показує, що між параметрами ΔT і K_p спостерігається задовільний кореляційний зв'язок, а при введенні в залежності параметрів $\Delta \gamma$ і $\alpha_{сп}$ для врахування глинистості, тіснота зв'язку стає більшою. Залучення в кореляцію параметрів $\Delta \gamma$ і $\alpha_{сп}$ дозволяє не тільки покращити кореляційний зв'язок, а й підвищити точність оцінки пористості по АК (Рис. 4.1, 4.2). Пористість піщано-алевролітових порід C_{1S2} визначились по залежності для C_{2b2} . Дані зв'язки апроксимуються такими рівняннями:

$$\text{для } C_{2b}-C_{1S2}: K_p = -20,039 + 0,137\Delta T, \quad R=0,83, \quad (4.1)$$

$$K_p = -16,021 + 0,134\Delta T - 10,951\Delta \gamma, \quad R=0,97, \quad (4.2)$$

$$K_p = -22,241 + 0,108\Delta T + 13,024\alpha_{ПС}, \quad R=0,97, \quad (4.3)$$

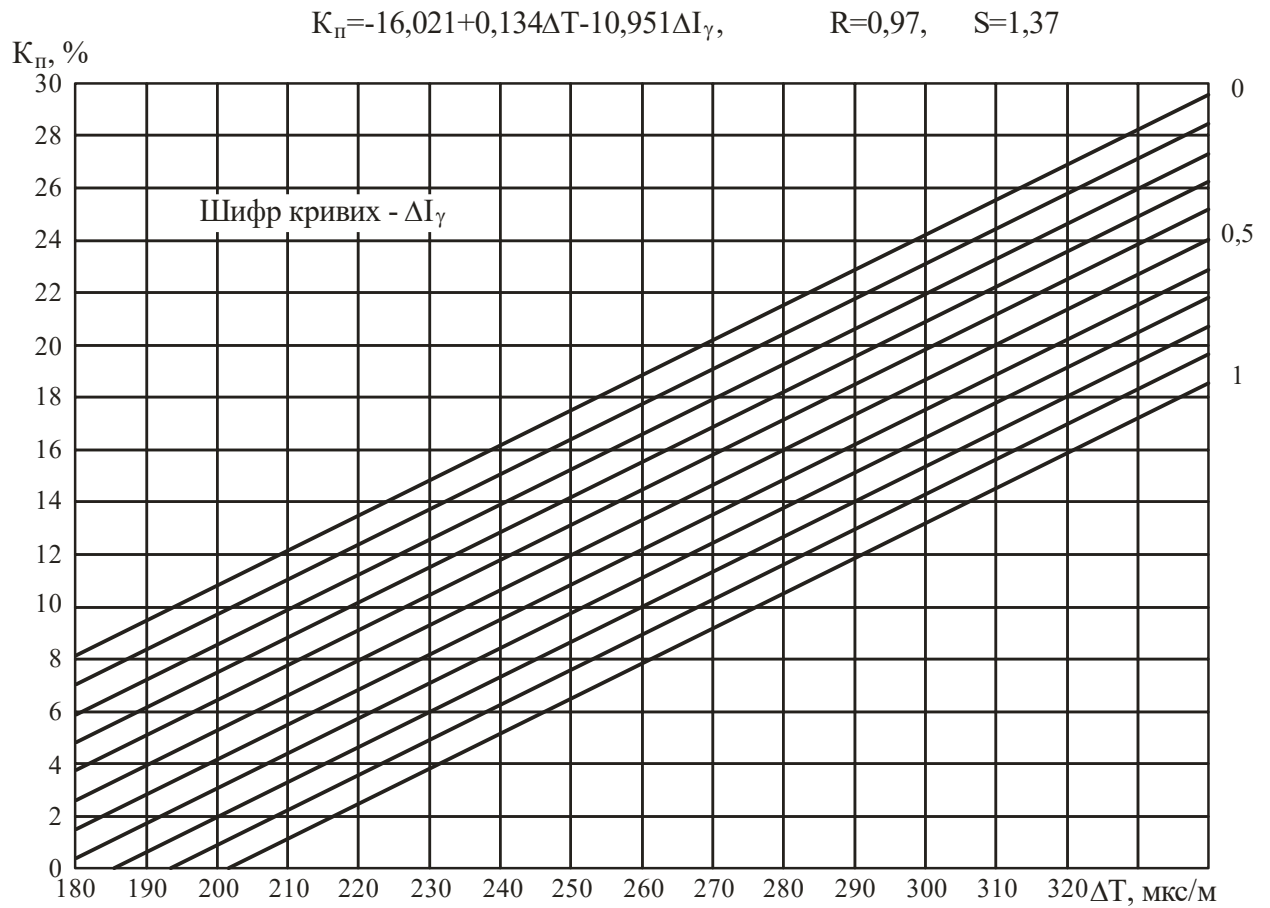


Рисунок 4.1 – Номограма визначення коефіцієнта пористості за даними АК та ГК піщано-алевролітових порід C_{2b}-C_{1s2}

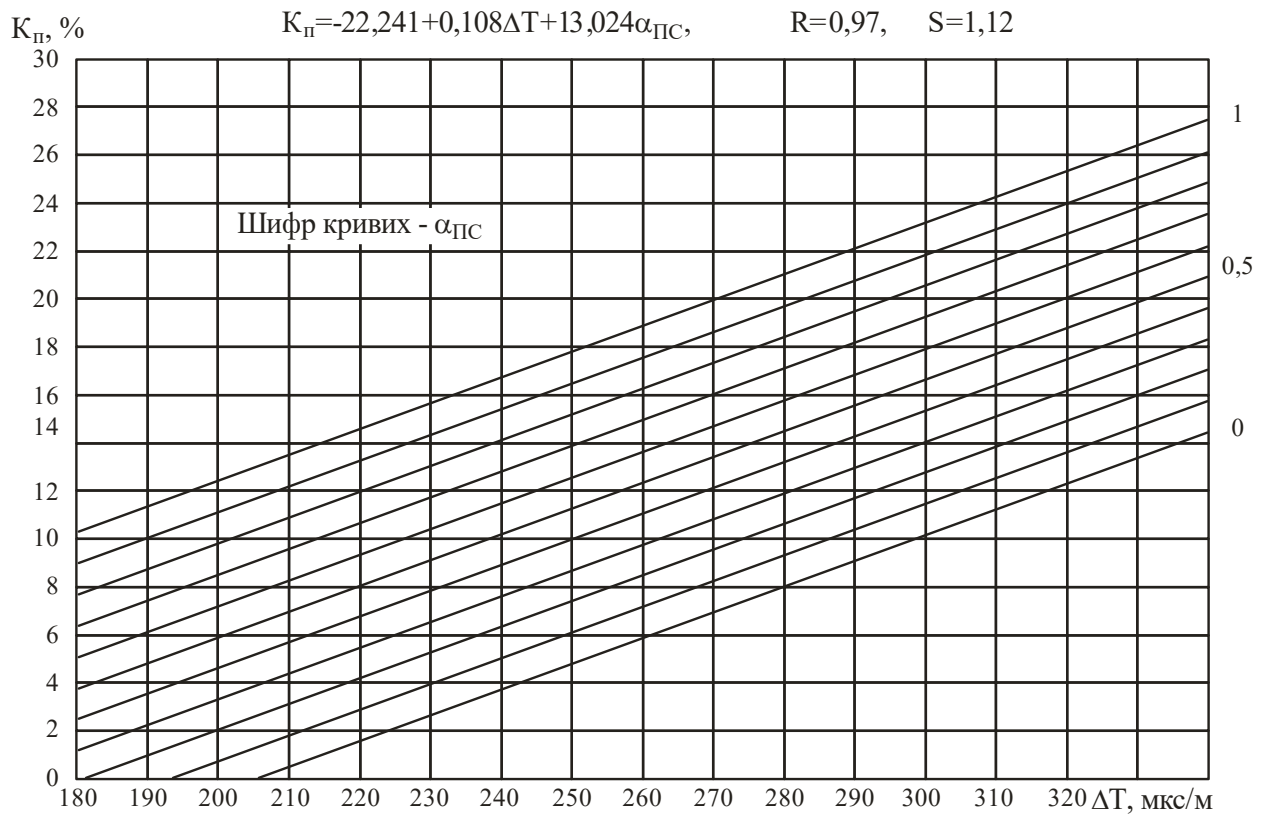


Рисунок 4.2 – Номограма визначення коефіцієнта пористості за даними АК та ПС піщано-алевролітових порід C_2b-C_{1s2}

При визначенні пористості в досліджуваних пісковиках, в основному, використовувалися залежності типу $K_p=f(\Delta T, \Delta \gamma)$ рівняння. В поліміктових пісковиках, у зв'язку з впливом на покази кривої ГК підвищеної радіоактивності, значення K_p оцінювалося по залежностях $K_p=f(\Delta T, \alpha_{сп})$ – рівняння. Як показують дослідження, зміна термобаричних умов на величину ΔT піщаних порід практично не впливає, тому поправка за ущільнення не вводилась. Використання рівнянь трьохмірної регресії при оцінці пористості, які враховують як мінеральні, так і структурні особливості порід, дозволяє підвищити достовірність визначення такого важливого підрахункового параметра як пористість [16, 17, 18, 19].

Для зручності і прискорення процесу розрахунків за даними рівнянь побудовані номограми (Рис. 4.1, 4.2).

Зіставлення величин пористості показало, що значення K_p , визначені по цих залежностях, добре співпадають з пористістю по керну – розбіжність як для водоносних, так і для продуктивних піщаних колекторів не перевищує $\pm 10\%$ для $C_{2b}-C_{1s2}$ в 88 % випадків для K_p^{AK-GK} і в 96 % випадків для K_p^{AK-PC} . Збіжність пористості K_p^{AK} і K_p^K в продуктивних пластах показує, що значного впливу газонасичення на покази ΔT не відбувається.

Таким чином, використання методу АК в комплексі з ГК або ПС для оцінки пористості дає досить достовірні дані. А тому, основними параметрами для визначення K_p піщано-алевролітових порід C_{2b} є ΔT , $\Delta \gamma$ та $\alpha_{сп}$.

б) В піщаних колекторах досліджуваного родовища методи НГК, ННК-Т добре відображають водневий вміст порід, що дозволило використати їх дані для оцінки пористості. У свердловинах, де проведений нейтрон-нейтронний каротаж, значення K_p оцінювались по експериментальних залежностях, типу $K_p=f(\Delta I_{nn}, \alpha_{сп})$, $K_p=f(\Delta I_{nn}, \Delta \gamma)$. Відклади $C_{2b}-C_{1s2}$ як зазначалось раніше, складені переважно поліміктовими, інколи слюдистими пісковиками, для яких характерні підвищені значення $\Delta \gamma$, які не пов'язані з глинистістю. Тому, для врахування глинистості при визначенні пористості

піщано-алевролітових порід $C_{2b}-C_{1s2}$ використовувався параметр асп. Для піщано-алевролітових порід нижнього карбону вплив глинистості враховувався за допомогою параметру $\Delta I\gamma$ [16, 17, 18, 19].

Одержані залежності мають вигляд (Рис. 4.3):

$$\text{для } C_{2b}-C_{1s2}: K_{п}=9,152-19,544 \Delta I_{nn}-18,626 \text{ асп, } R=0,85; \quad (4.4)$$

в) Визначення пористості за даними методу опорів [16, 17, 18, 19].

Підставою цього метода є петрофізичні залежності $R_{п}=f(K_{п})$, побудована за результатами досліджень керну, піднятого з продуктивних пластів, в умовах близьких до пластових.

Нелінійну $K_{п}$ методом опорів можна визначити:

- за даними $\rho_{вп}$ питомого електричного опору колектора, повністю насиченого пластовою водою з питомим опором $\rho_{в}$;
- за даними $\rho_{зп}$ питомого електричного опору зони проникнення;
- за даними $\rho_{пш}$ питомого електричного опору промитої зони.

Коефіцієнт пористості за даними $\rho_{вп}$ визначався в водоносних, чистих від домішок глин, пластах великої товщини. Параметр пористості таких пластів-колекторів розраховується за формулою:

$$R_{п} = \rho_{вп} / \rho_{в} \quad (4.9)$$

Опір водоносного пласта $\rho_{вп}$ приймався по методах електрометрії (БКЗ або ІК), $\rho_{в}$ за даними мінералізації пластових вод. По залежностях $R_{п}=f(K_{п})$ знаходили $K_{п}$.

Для визначення коефіцієнту пористості за даними питомого електричного опору промитої зони пласта була використана залежність:

$$R_{п} = \rho_{пш} / (Q \cdot q \cdot \rho_{ф}) \quad (4.10)$$

де $\rho_{пш}$ – питомий електричний опір промитої зони, Омм;

$\rho_{ф}$ питомий електричний опір фільтрату розчину, Омм;

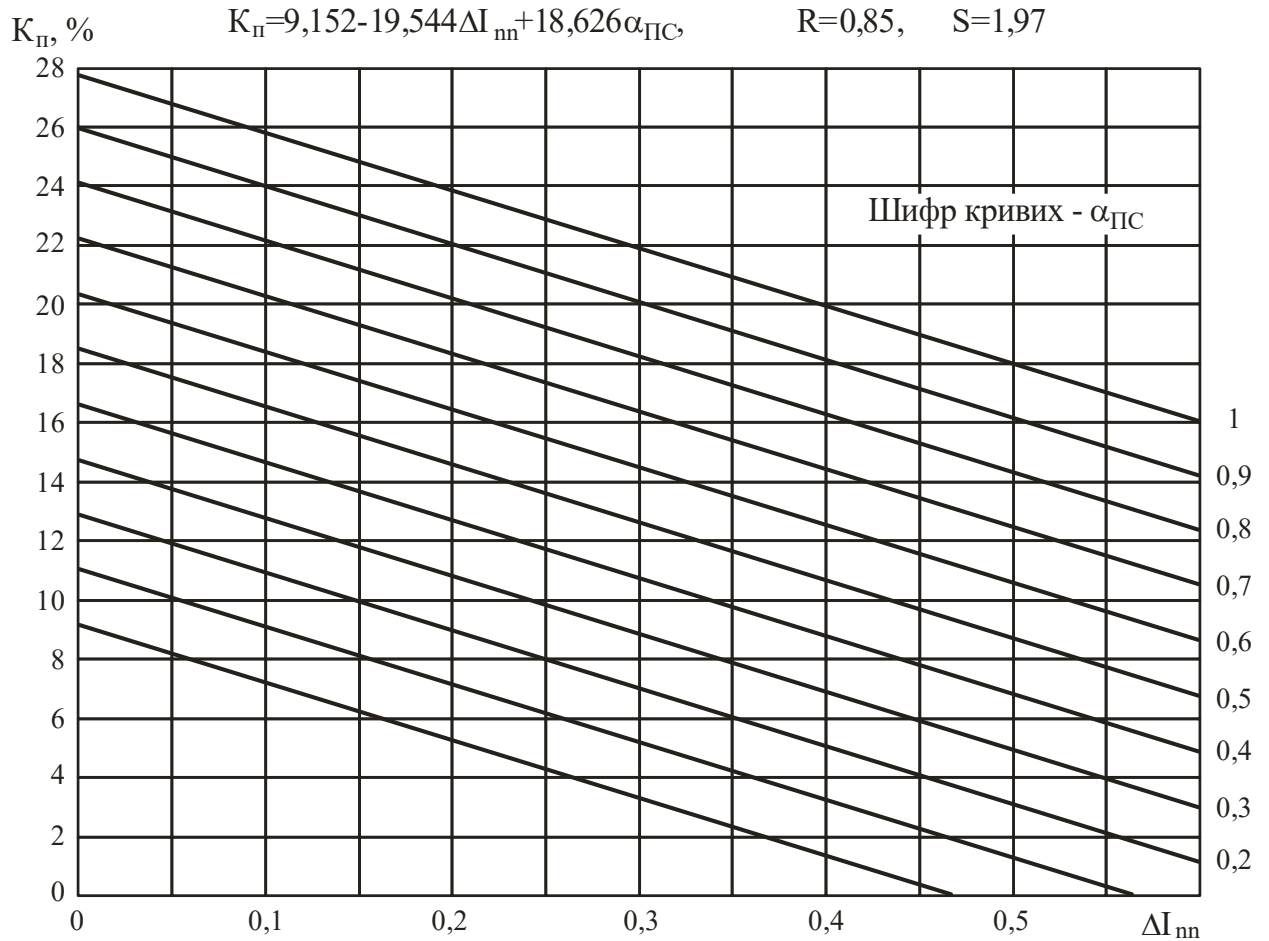


Рисунок 4.3 – Номограма визначення коефіцієнта пористості за даними НК-ПС для піщано-алевролітових порід С_{2b} – С_{1s2}

q – коефіцієнт, який враховує залишкове водонасичення в зоні проникнення та поверхневу провідність;

Q – коефіцієнт, який враховує залишкове газонасичення в зоні проникнення пласта.

Значення $\rho_{\text{пл}}$ визначалось за даними БМК. Товщина глинистої кірки в продуктивних відкладах менша 10 мм, тому при визначенні $\rho_{\text{пл}}$ вплив глинистої кірки не враховувався.

Питомий електричний опір фільтрату бурового розчину визначався за допомогою залежності $\rho_{\text{ф}}=f(\rho_{\text{с}})$ отриманій фахівцями на основі статистичної обробки численних фактичних даних, яка застосовується для розчинів з питомою вагою до 1,4 г/см³. Математичний вираз залежності має вигляд:

$$\rho_{\text{вп}}=0,78 \rho_{\text{с}}. \quad (4.11)$$

Зіставлення значень пористості за даними методу опорів ($K_{\text{п}}^{\text{р}}$) з $K_{\text{п}}^{\text{к}}$ показує, що в більшості випадків розходження в значеннях $K_{\text{п}}$ не перевищує $\pm 15\%$.

4.2 Обґрунтування петрофізичних моделей оцінки коефіцієнт нафтогазонасичення

Визначення коефіцієнту нафтогазонасичення $K_{\text{нг}}$ проводилося за стандартною методикою – методом опору. Варто зауважити, що до теперішнього часу метод визначення $K_{\text{нг}}$ по величині $R_{\text{н}}$ пройшов всебічну і багаторазову перевірку, як на родовищах ДДз, так і в інших нафтогазоносних провінціях і показав високу достовірність одержаних величин коефіцієнтів нафтогазонасичення колекторів [16, 17, 18, 19].

Коефіцієнт нафтогазонасичення визначається як відношення об'єму нафти або газу в порах до об'єму пор даної породи. Решту частину пор займає вода.

Отже:

$$K_{нг} = 1 - K_v. \quad (4.13)$$

Визначення коефіцієнту нафтогазонасиченості проводилося за методом опорів. Спочатку знаходили $\rho_{п}$ по діаграмах методу опорів, розраховують $\rho_{зп}$ за формулою $R_n = \rho_{нг} / \rho_{вп}$ розраховують параметр насичення. Потім вибирають залежність $R_n = f(K_v)$ яка відповідає даному типу колектора і висоті положення продуктивного інтервалу по відношенню до ВНК, і встановлюють K_v і $K_{нг} \%$ (Рис. 4.4).

4.3 Обґрунтування петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта проникності

При зіставленні величин відкритої пористості і абсолютної проникності, одержаних в результаті лабораторних дослідженні, кернів, спостерігаються досить тісні кореляційні залежності між цими параметрами, які добре диференціюються за віком (Рис. 4.5):

$$\text{для Б-2 - Б-9} \quad - \quad K_{пр} = 0,0067e^{0,3894K_{п}}, \quad R^2 = 0,86; \quad (4.14)$$

$$\text{для Б-10 - Б-12; С-6 - С-8} \quad - \quad K_{пр} = 0,0012e^{0,565K_{п}}, \quad R^2 = 0,86; \quad (4.15)$$

Розкиданість точок в межах окремої залежності обумовлена, в основному, впливом глинистості і мінерального складу пісковиків. Аналіз показує, що ці залежності доцільно використовувати для оцінки значень коефіцієнти проникності по відомій пористості і глинистості, а також граничних значень $K_{п}$ або $K_{пр}$. В даному випадку по відомій величині $K_{пр}^{гп}$, яка складає для пісковиків C_2b_2 , $C_2b_1-C_2s_2$, C_1v , D_3fm – $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і для C_1s_1 $0,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, граничне значення $K_{п}$ дорівнює 14,0 % (C_2b_2), 12,5 % ($C_2b_1-C_2s_2$), 11,5 % (C_1s_1), 10,5 % (C_1v), 7 % (D_3fm).

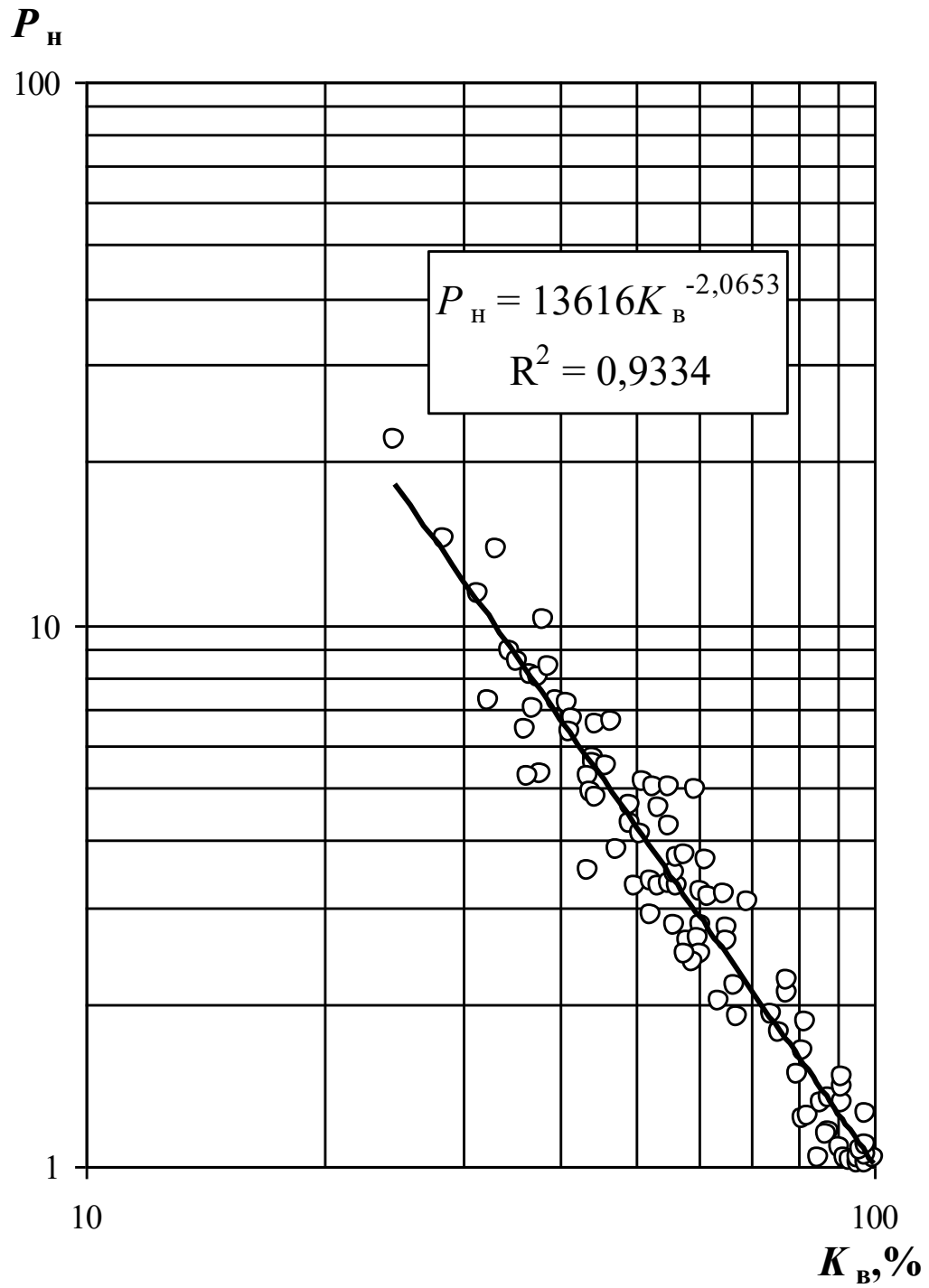


Рисунок 4.4 – Залежність параметра насичення від коефіцієнта водонасичення для піщано-алевролітових порід C_2b_2 і $C_2b_1-C_{1S2}$

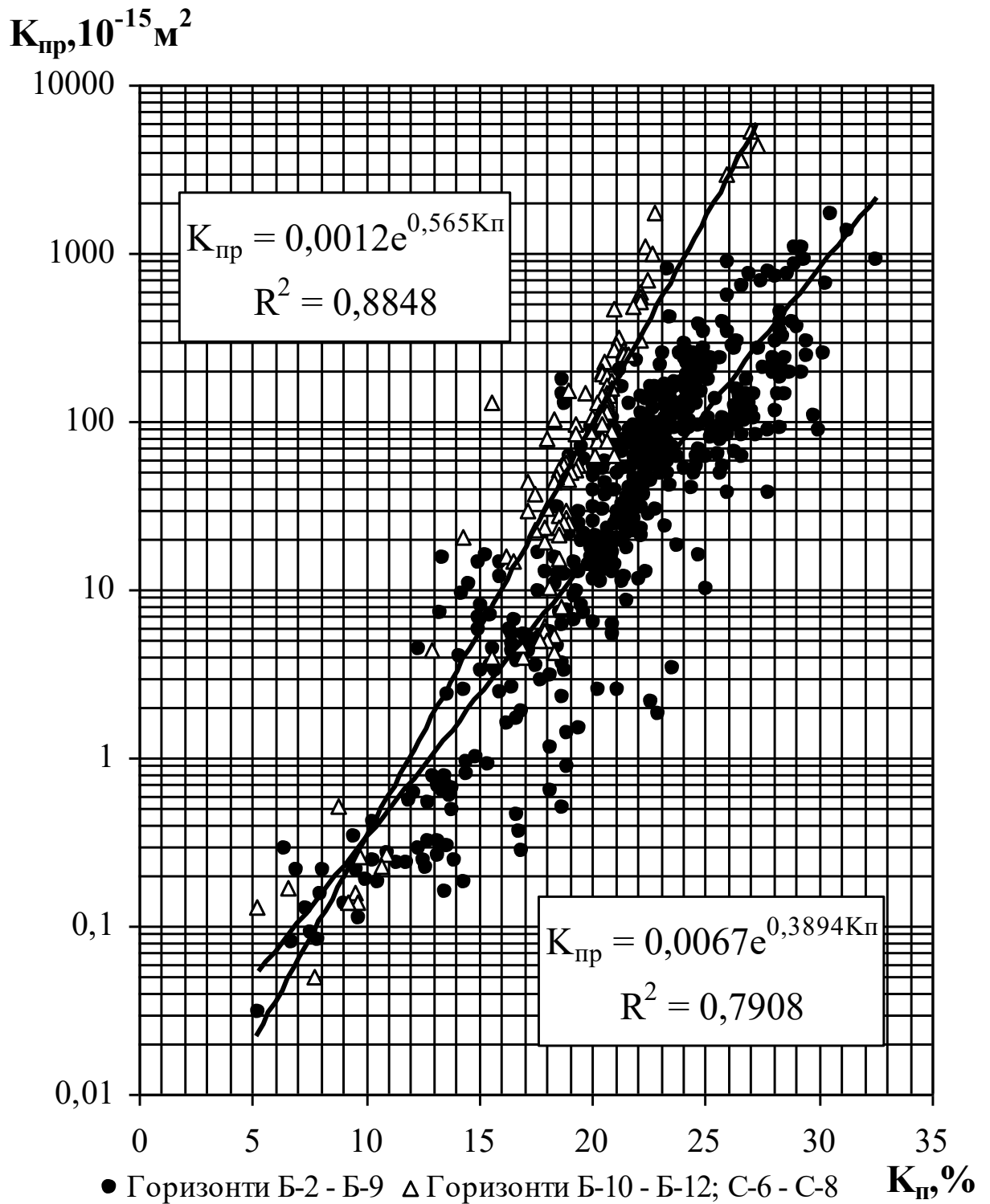


Рисунок 4.5 – Залежність проникності від пористості для піщано-алевролітових порід С_{2b}– С_{2s2}

4.4 Обґрунтування конденційних значень геолого-геофізичних параметрів

Для встановлення різноманітних петрофізичних залежностей були сформовані вибірки, в які ввійшли наступні величини і параметри: K_p , K_{pr} , K_{zv} , ρ_p , ρ_{y}^{BMK} , R_n , $K_{нг}$, $\alpha_{сп}$, ΔT , $\Delta I_{n\gamma}$, ΔI_γ та інші.

У вибірку колекторських та геофізичних параметрів для оцінки граничних значень включені тільки ті інтервали, в яких комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень дозволяє впевнено розмежувати породи на колектори і неколектори, продуктивні і водоносні. До колекторів відносились ті пласти, з яких при випробуванні одержані припливи флюїду, а також явно водоносні і продуктивні пласти по ряду загальновідомих геофізичних ознак. Треба зауважити, що у зв'язку із невеликим об'ємом перетинань продуктивних пластів на родовищі, по деяких горизонтах у вибірку включені майже всі продуктивні пласти, які виділені в розрізі [19].

Крім того, через відсутність лабораторних визначень гранулометричного складу піщано-алевролітових порід продуктивних горизонтів, з метою встановлення впливу глинистості на геолого-геофізичні параметри, були використані дані досліджень керну по свердловині №1 Ульяновської площі та по свердловинах Пролетарського і Новоселівського родовищ.

Аналіз результатів ГДС та лабораторних даних проводився за допомогою методів математичної статистики. Побудовано ряд кореляційних залежностей, диференційні та інтегральні функції розподілу, полігони розподілу геолого-геофізичних параметрів. Вибір закону розподілу | визначався тим, що більшість даних параметрів, які характеризують колекторські властивості порід, розподіляються близько до нормального закону. Для виключення впливу випадковостей, зв'язаних з недостатнім І обсягом вибірки, емпіричні криві апроксимувались теоретичними.

Одним із основних петрофізичних зв'язків є залежність між

параметром газонафтонасичення P_H і коефіцієнтом водонасичення K_v . Для визначення величини K_v на зразках керну проведені вимірювання ПЕО при частковому насиченні їх мінералізованою водою, близькою до пластової. За результатами вимірів побудовані залежності $P_H=f(K_v)$ для пісковиків башкирських і серпухівсько-візейських відкладів на екстрагованих зразках (Рис. 4.4). Як видно, між цими параметрами спостерігається тісний кореляційний зв'язок і, крім того, залежності для піщано-алевролітових порід різного віку майже співпадають між собою. Одержані залежності мають вигляд:

$$P_H=13616K_v^{-2,0653}, \quad R^2=0,9334; \quad (3.1)$$

Залежності між параметрами пористості P_p і коефіцієнтом пористості K_p побудовані за даними, які одержані в атмосферних і близьких до пластових умов (Рис. 4.6).

$$P_p=8942,5K_p^{-2,1278}, \quad R^2=0,9438; \quad (3.2)$$

Як видно, між цими параметрами спостерігається досить тісний кореляційний зв'язок. Точки між $P_p^{пл}$ і $K_p^{пл}$ лягають на цю ж саму залежність, яка побудована для $P_p^{атм}=f(K_p^{атм})$, але зміщуються в сторону менших значень K_p і більших P_p .

Зіставлення значень пористості, одержаних в атмосферних ($K_p^{атм}$) і близьких до пластових ($K_p^{пл}$) умовах показує, що останні зменшуються по відношенню до $K_p^{атм}$ на 1,15 % в області високих значень та на 0,46 % в області низьких значень.

Для обґрунтування нижніх границь вивчався весь комплекс промислово-геофізичних матеріалів, петрофізичні залежності, дані її випробування і розробки.

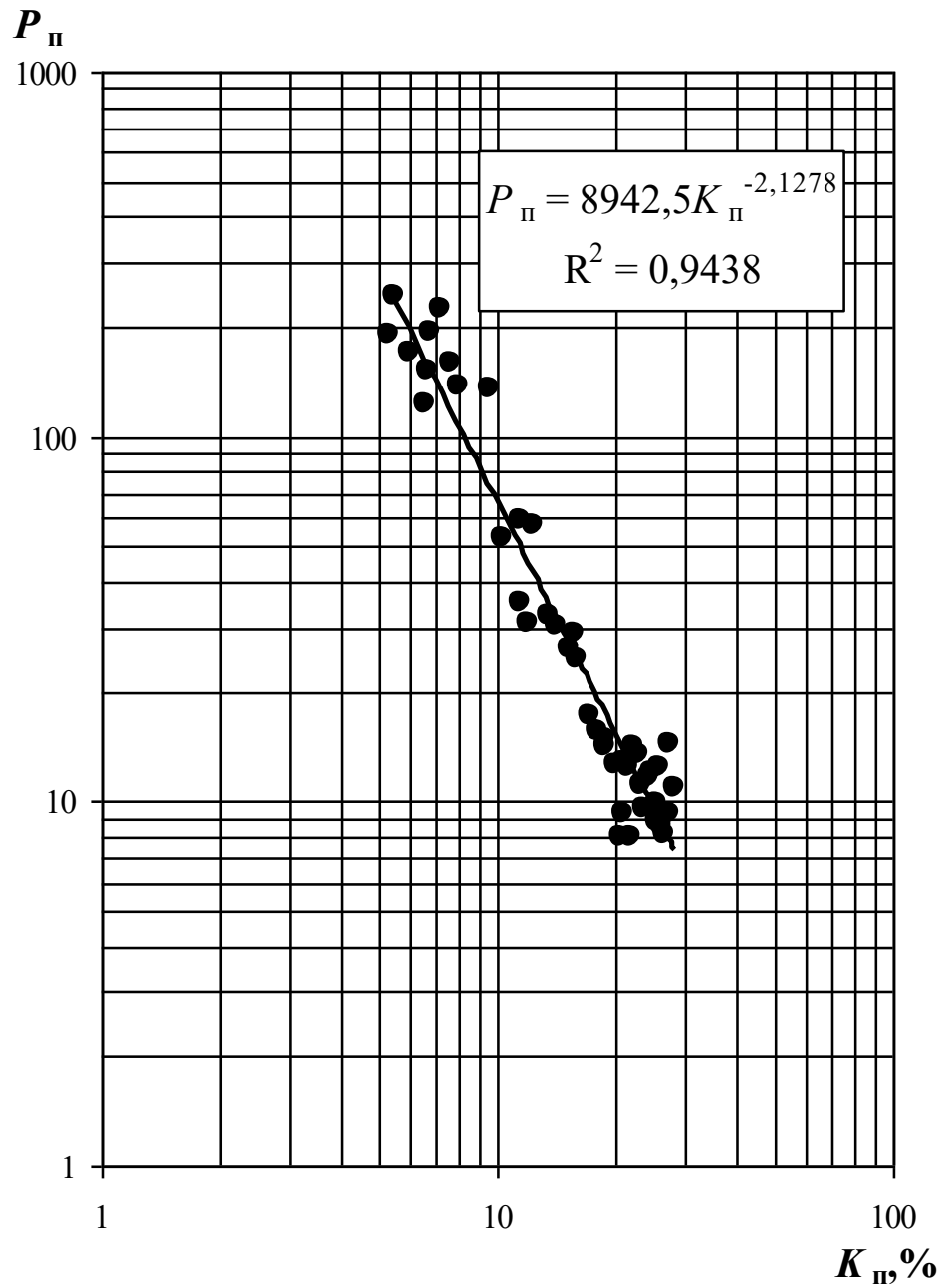


Рисунок 4.6 – Залежність параметра пористості від коефіцієнта пористості для піщано-алевролітових порід C_2b_2 і $C_2b_1-C_{1S2}$

Одним із основних параметрів, які визначають промислову цінність колекторів, є проникність. Відомо, що навіть при наявності значної ємності, але відсутності фільтрації пласти не можуть бути колекторами (глинисті пісковики, алевроліти, водоростеві вапняки і т.п.).

Залежність ефективної проникності від абсолютної побудована для піщано-алевролітових порід C_2b-C_{1V} Новоселівського родовища. При значеннях $K_{пр}^{abc}$ більших $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ефективна проникність підвищується пропорційно підвищенню абсолютної проникності. При значеннях $K_{пр}^{abc}$ менших $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ різко зменшується $K_{пр}^{ef}$, асимптотично наближаючись до 0. Можна вважати, що нижче цієї межі піщано-алевролітові породи втрачають якості колектора. Виходячи з цього за граничне значення приймається величина $K_{пр}^{abc}=1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Ця величина не протирічить загальноприйнятій для теригенних відкладів ДДз. Згідно класифікації Теодоровича Г.І. до продуктивних колекторів можна віднести пласти, проникність яких вище $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Не протирічить ця величина також граничним значенням проникності, встановленим в результаті аналізу розподілів $K_{пр}$. За цим розподілом за даними лабораторного дослідження кернавого матеріалу $K_{пр}^{ГР}$ складає для пісковиків $C_2b_2 - 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Одним із важливих взаємозв'язків, які використовуються не тільки при обґрунтуванні граничних значень параметрів колекторів, які здатні акумулювати і віддавати вуглеводні, воду, а й при розробці покладів на тому чи іншому родовищі, є зв'язок між пористістю і проникністю.

Для порід C_2b_2 , $C_2b_1-C_2s_2$ по величині параметрів $\alpha_{сп}$, ΔT , $\Delta In\gamma$ (Рис. 4.7, 4.8) можна виділити області переважного скупчення колекторів і неколекторів і визначити граничні значення (відповідно $\Delta T^{ГР}$ дорівнює 252 мкс/м, 242 мкс/м, $\alpha_{сп}^{ГР}=0,56$, $\Delta In\gamma^{ГР} \sim 0,32$ та 0,37). Для порід C_2s_1 , C_{1V} , D_3fm по величині параметра ΔT колектори і неколектори розділяються доволі впевнено (особливо неглинисті різності): $\Delta T^{ГР}$ дорівнює 232 мкс/м, 218 мкс/м, 198 мкс/м відповідно.

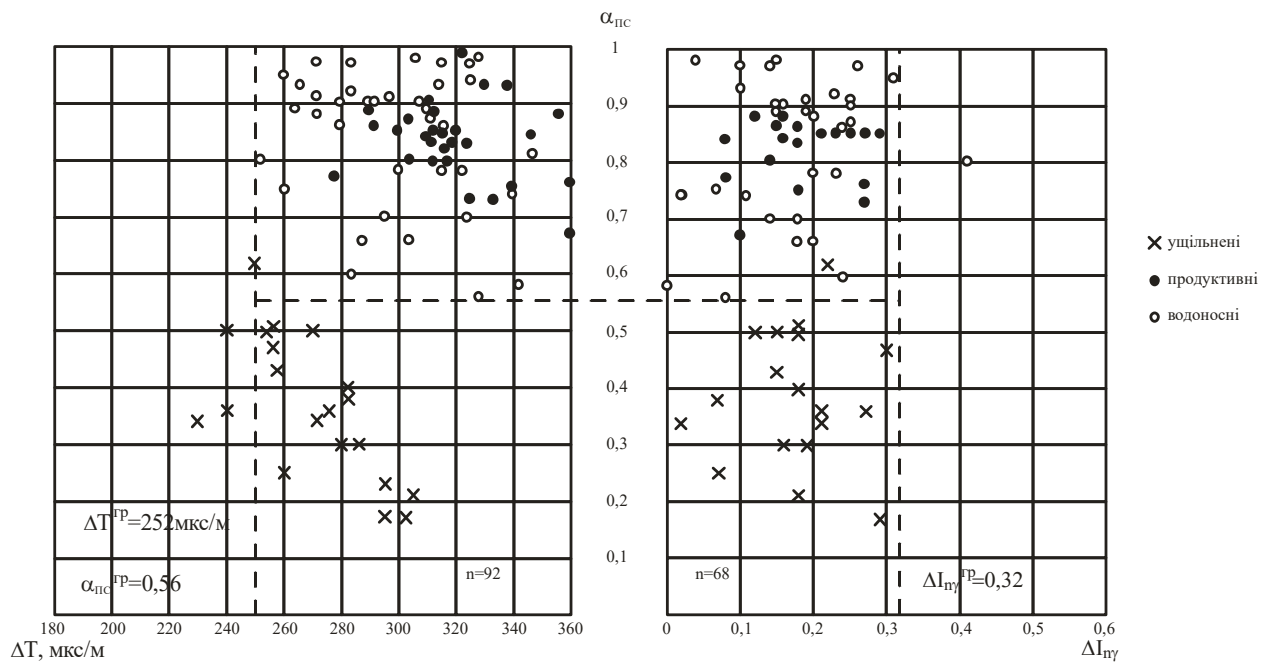


Рисунок 4.7 – Зіставлення параметрів ΔT , $\alpha_{пс}$, $\Delta I_{пг}$ для піщано-глинистих порід C2b2

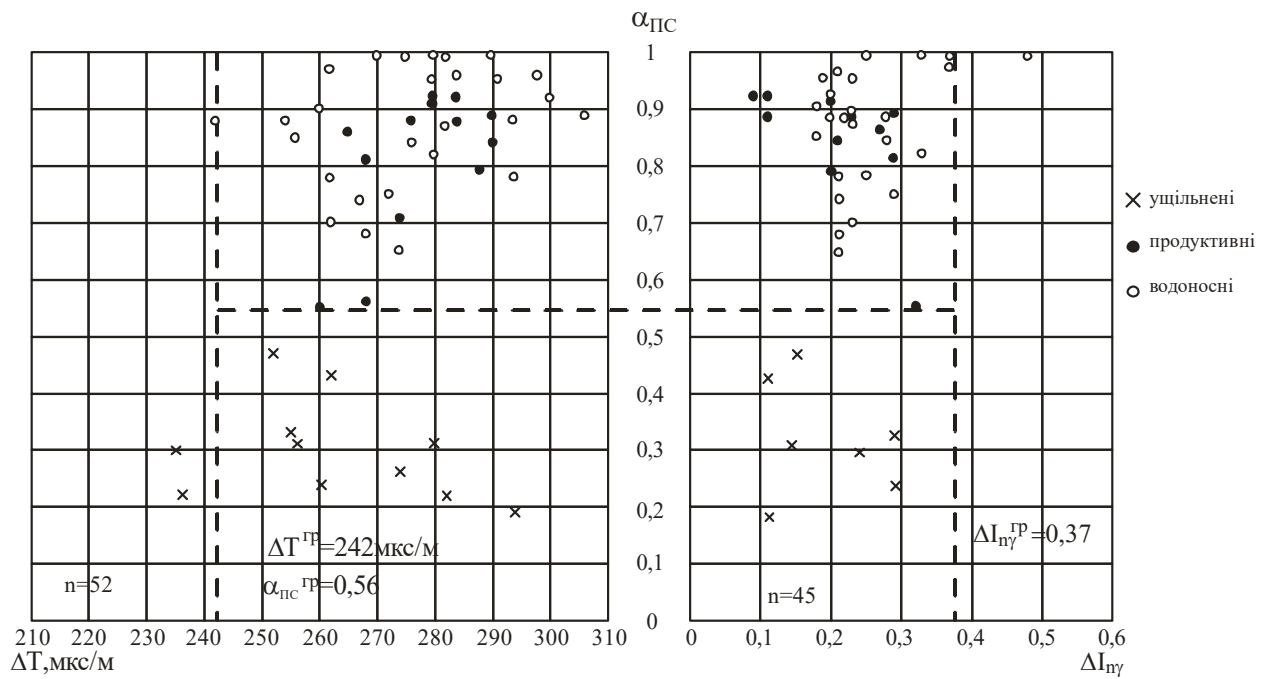


Рисунок 4.8 – Зіставлення параметрів ΔT , $\alpha_{\text{пс}}$, $\Delta I\gamma$ для піщано-глинистих порід C_2b_1 – C_1s_2

Розділ по параметру $\Delta I\gamma$ має дещо гіршу ефективність. Величини $\Delta I\gamma^{\text{ГР}}$ дорівнюють 0,45 для C_2s_1 і 0,43 для C_1v . Для пісковиків D_3fm параметр $\Delta I\gamma^{\text{ГР}}$ дорівнюють 0,33.

Із графіка зіставлення параметра $\Delta I\gamma$ з $\alpha_{\text{пс}}$ для піщано-алевролітових порід C_2b_2 , C_2b_1 – C_2s_2 (Рис. 4.9) через величину $\alpha_{\text{пс}}$ можна приблизно визначити граничне значення природної радіоактивності $\Delta I\gamma^{\text{ГР}}=0,5$.

Приведені на рисунках 4.7–4.10 зіставлення досить ефективно застосовувалися при комплексній інтерпретації з метою виділення колекторів.

Використовуючи одержані граничні значення параметра $\Delta I\gamma$, по графіках залежності $K_{\text{пк}}=f(\Delta I\gamma)$ були визначені нижні межі пористості, які для серпухівських відкладів складають – 11,0 %, візейських 10,5 %, девонських 7,0 %. Для пісковиків башкирських відкладів, які характеризуються значним вмістом калієвих польових шпатів та глинистих уламків у скелеті породи (поліміктові, мезоміктові різновиди), зв'язок параметрів $K_{\text{пк}}$ і $\Delta I\gamma$ нижчий і оцінити по ньому $K_{\text{пк}}^{\text{ГР}}$ неможливо.

З метою підтвердження достовірності оцінки граничного значення $K_{\text{п}}$ побудовані графіки залежності $K_{\text{пк}}=f(\alpha_{\text{пс}})$, згідно яких $K_{\text{пк}}^{\text{ГР}}$ складає 14,0 % (C_2b_2). Значення $\alpha_{\text{пс}}^{\text{ГР}}$ були встановлені по співставлено розподілів цього параметра для колекторських і неколекторських різновидів, які дорівнюють 0,56 (C_2b). Як видно, ефективність розділу по величині $\alpha_{\text{пс}}$ досить висока – 98 % (C_2b). Через низьку інформативність методу ПС в розрізі девонських відкладів та кристалічного фундаменту граничні значення $\alpha_{\text{пс}}$ для них не визначались.

Граничні значення пористості і проникності визначались також методом статистичного аналізу по співставлено розподілів значень $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$ для колекторів і неколекторів з використанням результатів випробування свердловин (перфорація, ВПТ).

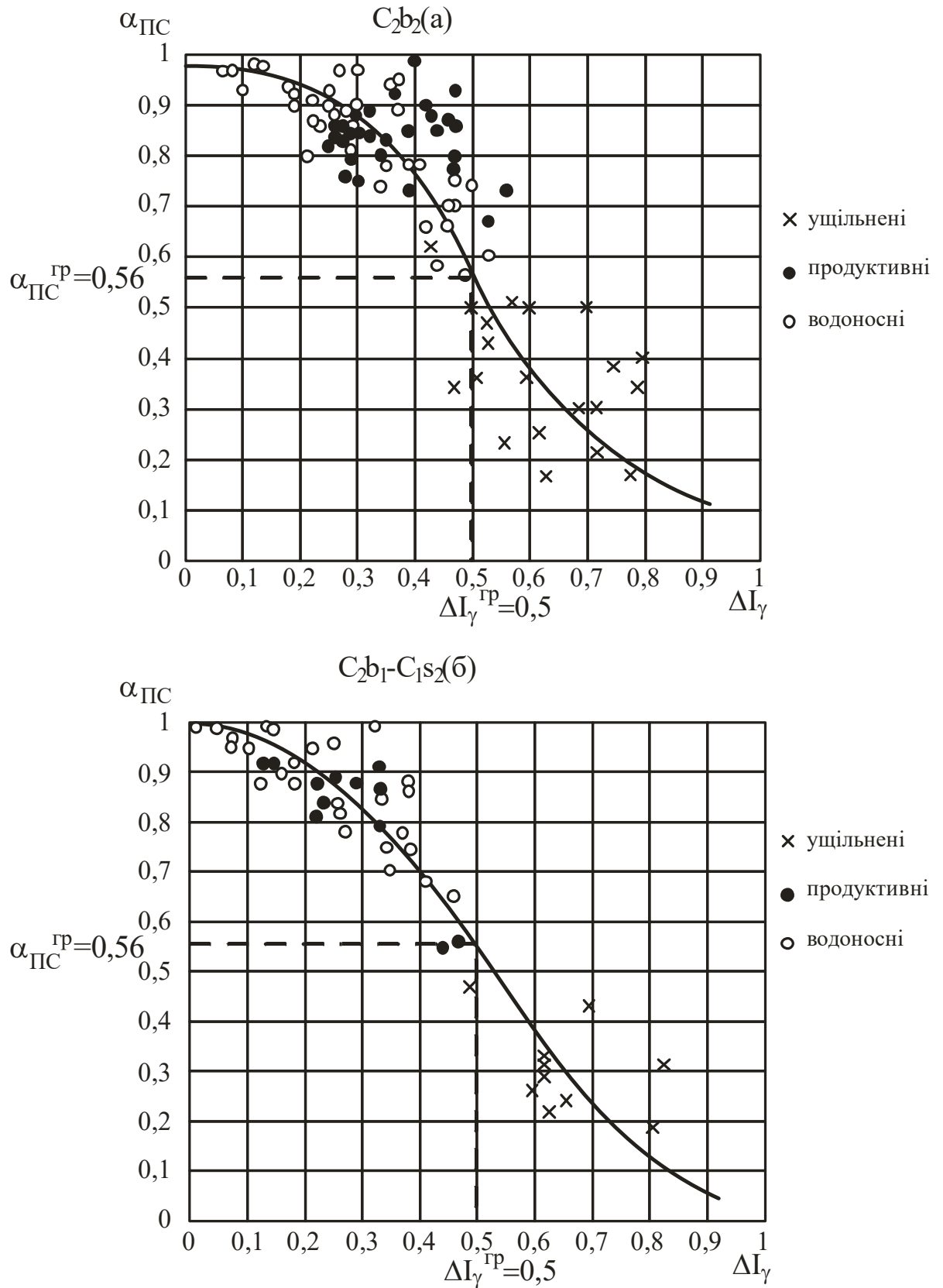


Рисунок 4.9 – Зіставлення параметра ΔI_{γ} з $\alpha_{ПС}$ для піщано-алевролітових

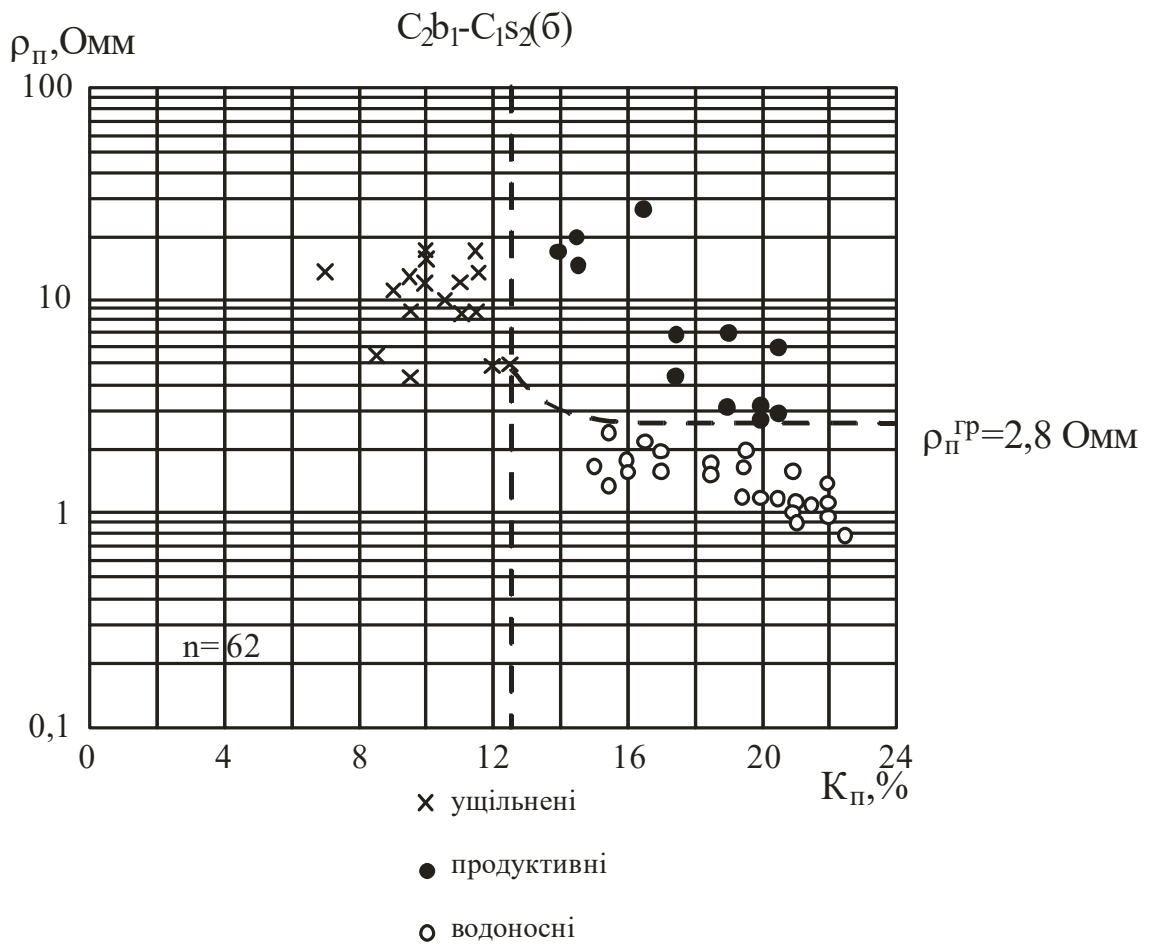
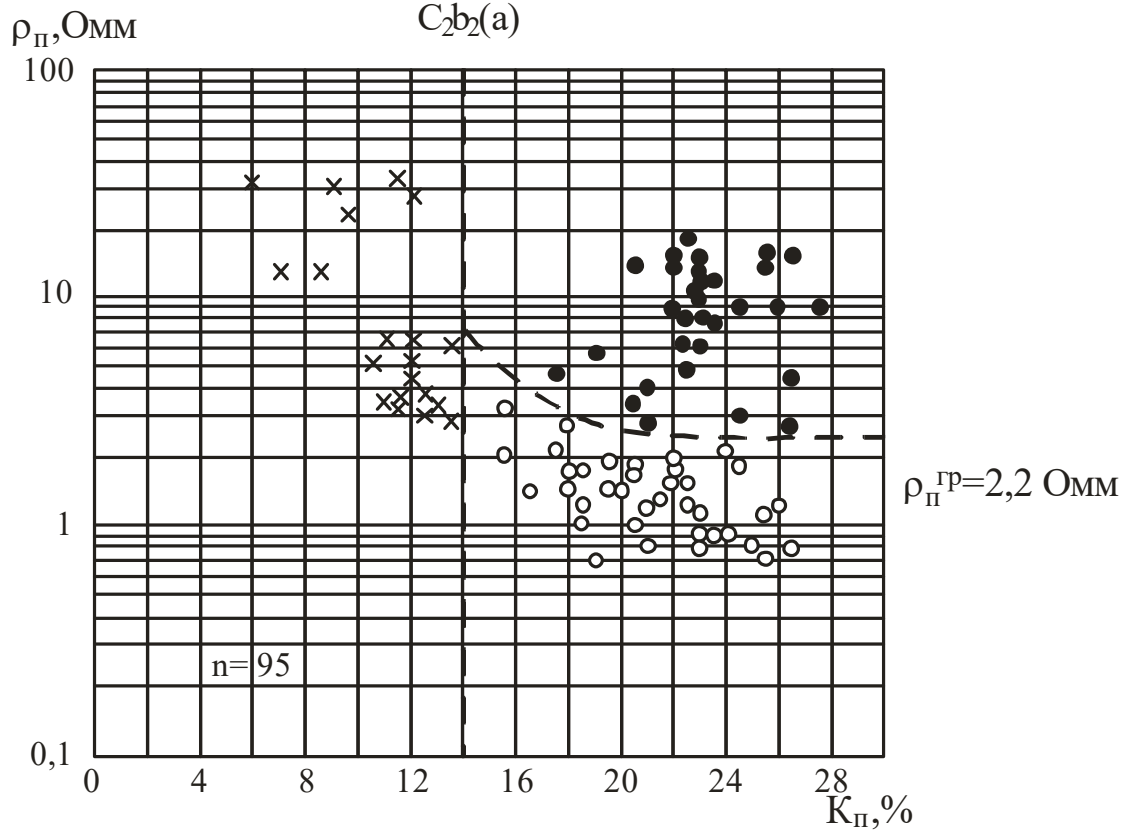
порід C₂b₂ і C₂b₁-C₁s₂

Рисунок 4.10 – Зв'язок пористості з питомим електричним опором для

піщано-алевролітових порід C_2b_2 і $C_2b_1-C_{1s2}$

Виходячи із всебічного обґрунтування граничного значення величини пористості, до підрахунку запасів рекомендуються наступні значення $K_{п}^{ГР}$ для C_2b_2 – 14,0 %.

Аналогічно був проведений аналіз промислових та геофізичних даних з метою визначення граничних значень геофізичних і колекторських параметрів між продуктивними і водоносними об'єктами. На рисунку 3.10 приведено зіставлення значень $\rho_{п}$ і $K_{п}$ для пісковиків з диференціацією пластів по характеру насичення і колекторських властивостей. Пласти досить чітко розділяються на продуктивні і водоносні, колектори і неколектори. Значення $\rho_{п}$ на межі розділу “продукція” - “вода” для відкладів C_2b_2 складає 2,2 Омм, $C_2b_1-C_{1s2}$ – 2,8 Омм, C_{1s1} – 3,2 Омм, C_{1v} – 6,3 Ом-м, D_{3fm} – 12,0 Омм. Винятком являються обводнені пласти на границі з продуктивними, а також водоносні пласти із залишками вуглеводнів, в деяких з них значення $\rho_{п}$, вище за граничне.

Для визначення граничного значення питомого електричного опору порід-колекторів кристалічного фундаменту було проведено зіставлення коефіцієнту пористості, визначеного за ГДС і керном, зі значеннями $\rho_{п}$ і ΔT з диференціацією пластів по характеру насичення і колекторським властивостям.

Слід зауважити, що розподіл колекторів C_2b -РС на продуктивні та водоносні тільки за величиною питомого електричного опору є приблизним, оскільки на його величину крім насичення впливає і пористість. Дані $\rho_{п}$ використовувалися для наближеної оцінки характеру насичення, а вже остаточний розподіл на продуктивні і водоносні пласти проводився за значеннями параметру насичення.

Критичне значення параметра насичення R_n визначалося шляхом зіставлення розподілів його для продуктивних і водоносних пластів (Рис. 4.11). Значення $R_n^{ГР}$ для відкладів C_2b_2 становить 3.9, для $C_2b_1-C_{1s2}$ – 4.2, для C_{1s1} – 4.9, для C_{1v} – 6.5, для D_{3fm} – 5.5, для РС – 3.1.

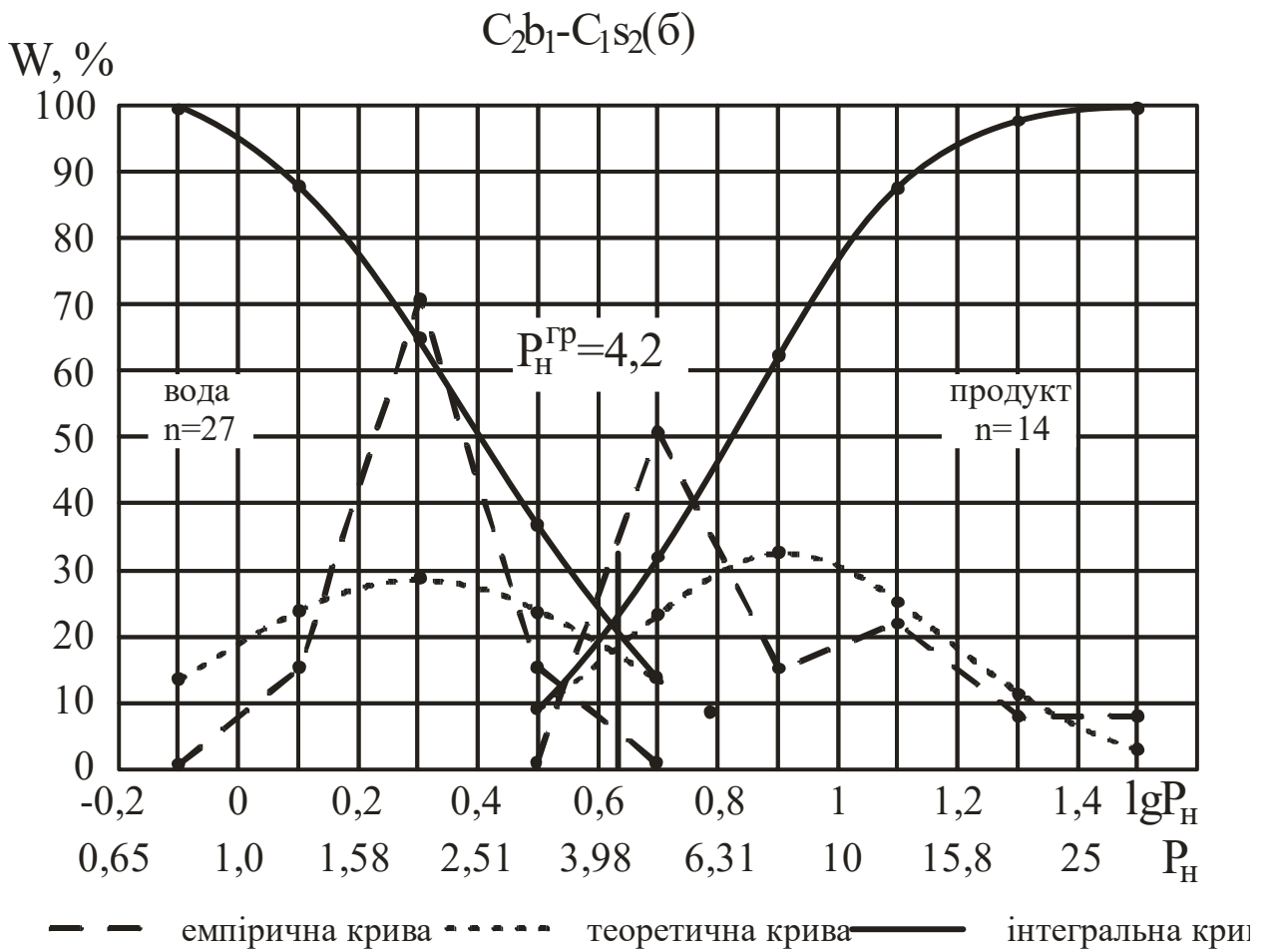
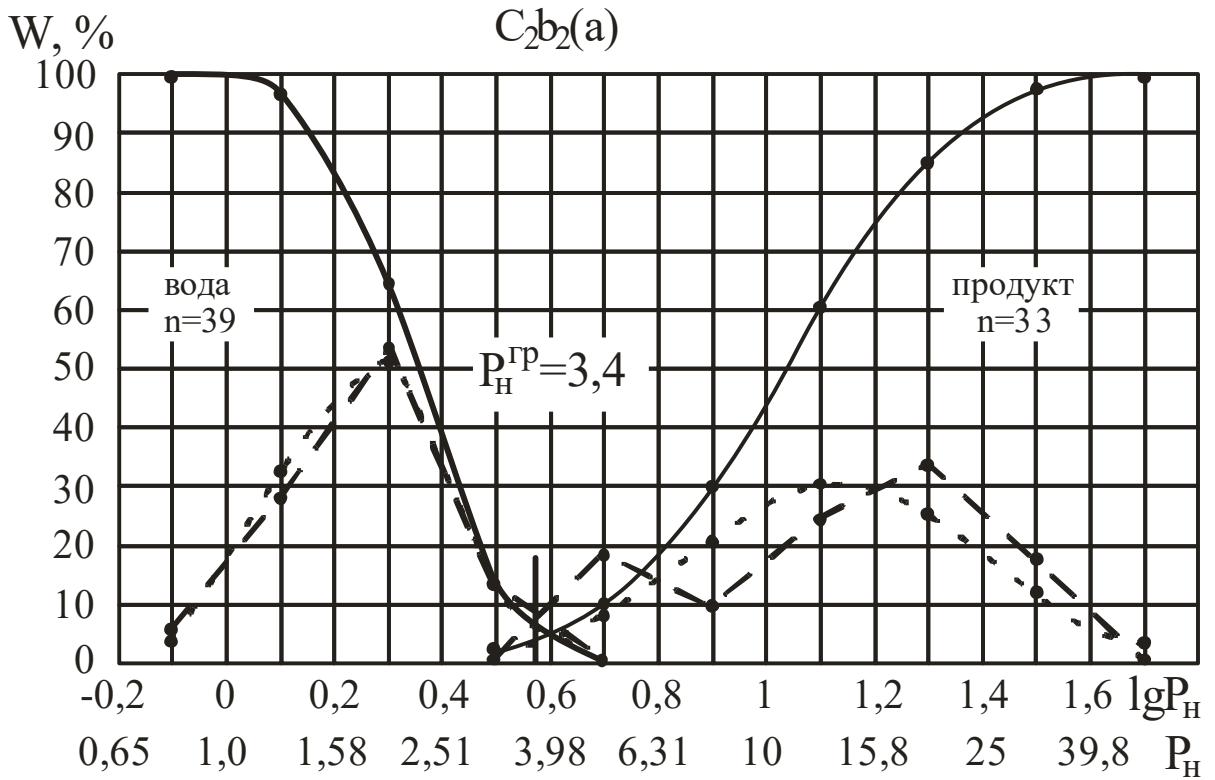


Рисунок 4.11 – Полігони та інтегральні функції розподілу параметра R_H для піщано-алевролітових порід C_2b_2 і $C_2b_1-C_{1S2}$

Граничні значення $K_H^{ГР}$, встановлені через величину $R_H^{ГР}$ по залежностях $R_H=f(K_B)$ (Рис. 4.4) складають для C_2b_2 – 48 %, $C_2b_1-C_{1S2}$ – 50 %, C_{1S1} – 53 %, C_{1V} – 59 %, D_{3fm} – 63 %, $PС$ – 54 %.

Підтвердженням достовірності одержаних граничних значень $K_H^{ГР}$ служать результати випробування. Так, в свердловині №8 з інтервалу 1744-1746 м (горизонт Б-7) при розрахунковій газонасиченості $K_G=48,5\%$ одержано приплив газу ($Q_G=127,4$ тис.м³/д., в свердловині №10 в інтервалі 2358-2361 м (горизонт С-17) при $K_G=53\%$ одержано приплив газу $Q_G=17,5$ тис.м³/д., в св. №9 при випробуванні горизонту В-14 в інтервалі 2651-2658 м при $K_H^{ГР}=59-62\%$ одержано приплив нафти $Q_H=0,25$ м³/д.

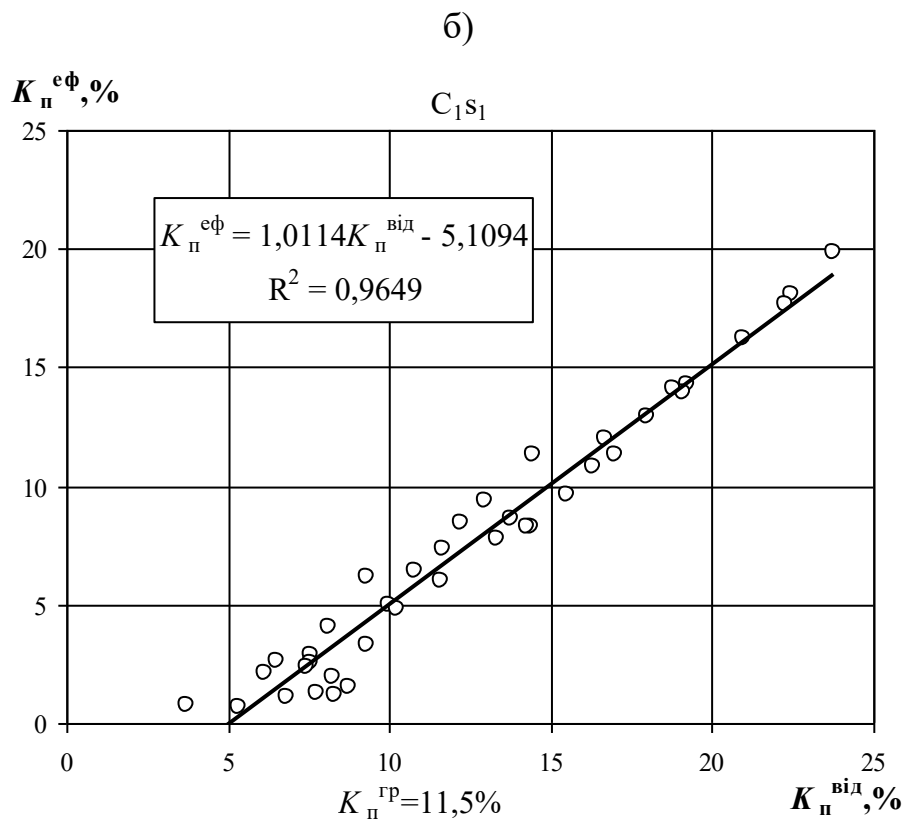
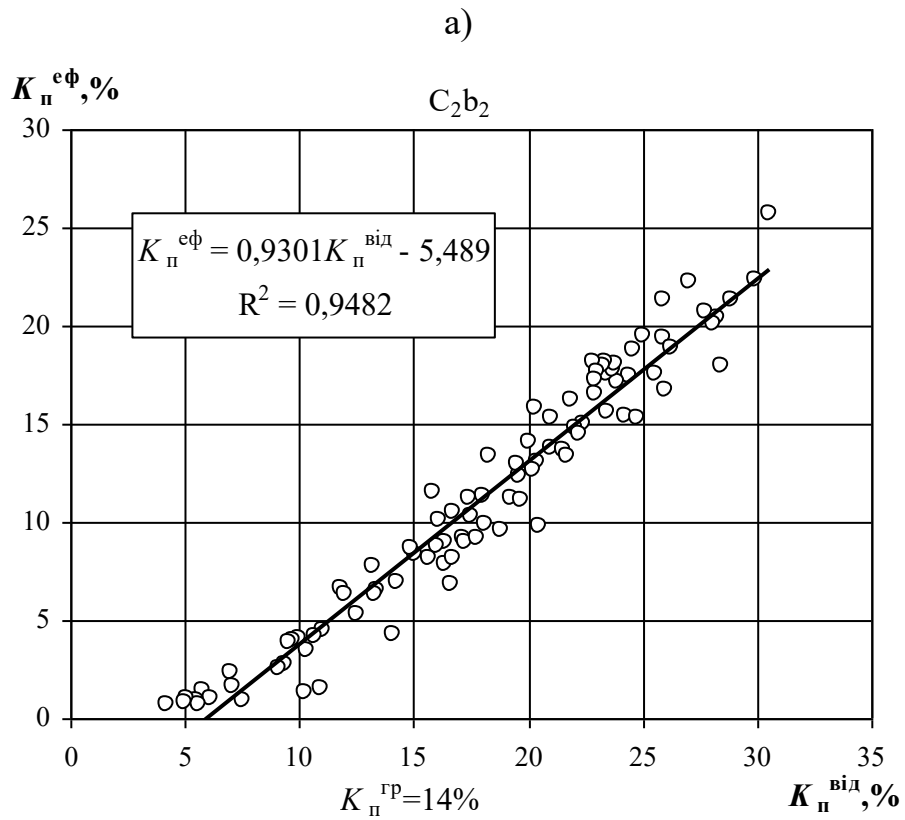
Аналіз показує, що піщані відклади $C_2b_1-C_{1S2}$ характеризуються значною кількістю залишкової води, самі чисті пісковики вміщують біля 16-20 % зв'язаної води, тому коефіцієнти нафтогазонасиченості в чистих кеглиштих колекторах не перевищують 80-84 %.

За даними лабораторних визначень залишкової водонасиченості і відкритої пористості розраховані величини ефективної пористості, які були співставлені зі значеннями $K_p^{від}$. Одержані тісні кореляційні залежності, з яких нижня межа ефективної пористості для пісковиків C_2b_2 та C_{1S1} відповідно становить 7,4 і 6,4 % (Рис. 4.12). Залежності мають вигляд:

$$\text{для } C_2b_2 - K_p^{эф} = 0,9301 K_p^{від} - 5,489; \quad R^2 = 0,9482; \quad (3.8)$$

$$\text{для } C_{1S1} - K_p^{эф} = 1,0114 K_p^{від} - 5,1094; \quad R^2 = 0,9649. \quad (3.9)$$

Таким чином, критичні значення параметрів, які розділяють колектори і неколектори, продуктивні і водоносні пласти, визначені окремо за результатами випробування, лабораторних досліджень керн і вивчення петрофізичних зв'язків, близькі між собою. Їх значення приведені в таблиці 4.1.



**Рисунок 3.12 – Залежність ефективної пористості від відкритої для
піщано-алевролітових порід C_{2b2} і C_{2b1}-C_{1s2}**

Таблиця 4.1 – Кондиційні величини параметрів колекторів

Параметр	Кп, %	Кпр, 10 ⁻¹⁵ м ²	ΔТ, мкс/м	ΔІγ	α _{ПС}	ΔІп	Рн	Кнг, %	η _{пров} , тис.м ³ /д
Горизонт									
C _{2b2}	14	1,0	252	0,50	0,56	0,32	3,9	48	0,05
C _{1s2}	11,5	1,0	242	0,50	0,56	0,37	4,2	50	0,05

ВИСНОВКИ

У процесі розробки будь-якого родовища, зокрема Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища, накопичується додаткова геолого-геофізична інформація, яка дає можливість удосконалити систему розробки. Вихідними даними для проектування розробки є дані геофізичних досліджень свердловин. Удосконалення геофізичних досліджень також базується на аналізі додаткової геолого-геофізичної інформації.

Тому на Ульянівському нафтогазоконденсатному родовищі для підвищення ефективності використання результатів геофізичних досліджень свердловин пропонується використовувати комплексні підходи до вирішення поставленого завдання

У результаті проведеної роботи отримано нові петрофізичні взаємозв'язки для башкирських та серпухівських відкладів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища – коефіцієнта пористості з коефіцієнтом проникності, відкритої пористості з ефективною пористістю, параметра пористості з коефіцієнтом пористості, параметра насичення з коефіцієнтом водонасиченості, а також комплексні петрофізичні моделі – залежність коефіцієнта пористості від результатів досліджень АК та ГК, залежність коефіцієнта пористості від результатів досліджень АК та ПС, коефіцієнта пористості від результатів досліджень ННК та ПС.

Використання отриманих петрофізичних моделей дасть можливість підвищити інформативність результатів ГДС при встановленні фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища.

У результаті проведених досліджень встановлено конденційні значення геолого-геофізичних параметрів для порід-колекторів Ульянівського нафтогазоконденсатного родовища: $K_{пр}^{ГР} = 1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{п}^{ГР} = 14,0 \%$, $K_{н}^{ГР} = 48 \%$, $\Delta T = 252 \text{ мкс/м}$, $\Delta I\gamma = 0,5$, $\alpha_{ПС} = 0,56$, $\Delta I\eta\gamma = 0,32$.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вижва С. А., Михайлов В. А., Онищук Д. І., Онищук І. І. Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону. Геоінформатика. Київ, 2013. №3(47). С. 1-9.
2. Вижва С.А., Михайлов В.А., Онищук Д.І., Онищук І.І. Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини). Геофізичний журнал. Київ, 2014. Т.36. №1. С. 145-157.
3. Вижва С.А., Рева М.В., Гожик А.П., Онищук В.І., Онищук І.І. Петроелектричні дослідження керна складнобудованих порід-колекторів. Вісник КНУ. Геологія. Київ, 2010. №50. С. 4-7.
4. Вижва С. А., Безродна І. М., Ткаченко О. В. Структура пустотного простору складно-будованих башкирських карбонатних порід-колекторів Опішнянського родовища ДДЗ. Геофізический журнал. 2019. № 41(3). С. 189–202/
5. Безродна І. М. Оцінка структури пустотного простору карбонатних порід за результатами акустичних досліджень в умовах змінних тисків. Науковий Вісник Національного Гірничого Університету. 2014. № 3. С. 23-30.
6. Куровець І. М., Притулка Г. Й. Оцінка впливу геологічних факторів на петрофізичні властивості теригенних колекторів. Геологія і геохімія горючих копалин. Львів, 2001. №4. С. 81-92.
7. Карпенко О.М. Петрофізична модель електропровідності тонкошаруватої шлинисто-піщаної товщі. Геофізичний журнал. Київ, 2002. Т.24. №1. С. 103-109.
8. Федішин В.О. Дослідження водопроникності низькопористих порід. Геологія і геохімія горючих копалин. Львів, 1999. №4. С.111-116.
9. Федоришин Д.Д., Пятковська І.О., Трубенко О.М., Федоришин С.Д., Трубенко А.О. Удосконалення методик виділення порід-колекторів

складнобудованих геологічних розрізів з використанням математичної статистики: Зб. наук. праць XII міжнародної конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти», Київ, 2018. С. 1-5.

10. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1 : Східний нафтогазоносний район. Під ред. Іванюти М. М., Федішина В. О., Деніги Б. І., Арсія Ю. О., Лазарука Я. Г. Львів: УНГА, 1998. 494 с.

11. Айзенберг Д.Е., Бондарчук В.Г. Стратиграфія УРСР, т.V. Карбон. Київ: Наукова думка, 1969. 326 с.

12. Заворотько Ю. М. Фізичні основи геофізичних методів дослідження свердловин : підручник. Київ: УкрДГРІ, 2010. 287 с.

13. Коваль Я. М. Апаратура і технологія проведення геофізичних досліджень свердловин : навч. посібник / Я. М. Коваль, І. О. Федак, С. Д. Федоришин. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 231 с.

14. Федоришин Д.Д., Федорів В.В., Гаранін О.А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах // Підручник – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 256 с.

15. Курганський В.М., Тішаєв І.В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин : навчальний посібник. Київ: Київський університет, 2011. 175 с.

16. Красножон М.Д. Методика та комп'ютеризована технологія комплексної інтерпретації матеріалів електричного каротажу. Київ: УкрДГРІ, 2001. 82 с.

17. Красножон М.Д., Косаченко В.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопошук». Київ: УкрДГРІ, 2007. 253 с.

18. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. Київ: УкрДГРІ, 2010. 224 с.

19. Федоришин, Д. Д. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин : навч. посіб. / Д. Д. Федоришин, В. В. Федорів, Я. М. Коваль. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. – 185 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема магістерської роботи: “Петрофізичне моделювання з метою встановлення кондиційних значень геолого-геофізичних параметрів порід-колекторів Ульяновського нафтогазоконденсатного родовища”.

Пояснювальна записка до магістерської роботи містить 80 сторінок, 19 рисунків, 2 таблиці, 19 використаних джерел.