

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

Факультет природничих наук  
Кафедра нафтогазової геофізики

Лутчин Віталій Андрійович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Комплексна обробка даних електричного каротажу в АС «Геопошук» з метою  
(назва роботи)  
визначення характеру насичення порід-колекторів Верхньомасловецького  
нафтового родовища

Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та  
(назва освітньої програми)  
гідрогеологія

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня В. А. Лутчин  
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Пятковська Ірина Олегівна, к.геол.н., доцент  
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

**Допущено до захисту**  
Завідувач кафедри

доцент І. О. Федак  
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

## Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет	природничих наук
Кафедра	нафтогазової геофізики
Освітній рівень	перший (бакалаврський)
Спеціальність	103 «Науки про Землю»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Зав. кафедри НГГ  
доц. Федак І.О.  
“     ”     \_\_\_\_\_ 2025 р.

### ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Лутчину Віталію Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Комплексна обробка даних електричного каротажу в АС «Геопошук» з метою визначення характеру насичення порід-колекторів Верхньомасловецького нафтового родовища

Керівник роботи Пятковська Ірина Олегівна

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” квітня 2025 р. № 245/7

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення Верхньомасловецького нафтового родовища. Спеціалізована література.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1) Особливості обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

2) Підготовка даних БКЗ, БК та ІК до комп'ютерної реалізації визначення питомого електричного опору пластів.

3) Визначення питомого електричного опору гірських порід з використанням АС «Геопошук»

4) Комплексна обробка даних електричного каротажу в АС «Геопошук» з метою визначення характеру насичення порід-колекторів Верхньомасловецького родовища.

5) Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.

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

Презентація бакалаврської роботи в обсязі 12 слайдів

## 6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 03 квітня 2025 р.**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Особливості обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.	03.04.2025-14.04.2025	виконано
2.	Підготовка даних БКЗ, БК та ІК до комп'ютерної реалізації визначення питомого електричного опору пластів.	15.04.2025-28.04.2025	виконано
3.	Визначення питомого електричного опору гірських порід з використанням АС «Геопошук».	29.04.2025-19.05.2025	виконано
4.	Комплексна обробка даних електричного каротажу в АС «Геопошук» з метою визначення характеру насичення порід-колекторів Верхньомасловецького родовища.	20.05.2025-09.06.2025	виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.	10.06.2025-16.06.2025	виконано

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

*Лутчин В. А.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

*Пятковська І. О.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Комплексна обробка даних електричного каротажу в АС «Геопошук» з метою визначення характеру насичення порід-колекторів Верхньомасловецького нафтового родовища» містить 54 сторінки, 2 таблиці, 11 рисунків та 7 джерел використаної літератури.

В бакалаврській роботі викладено методику визначення границь пластів-колекторів, порядок зняття характерних значень питомого електричного опору та методику комплексної обробки та інтерпретації даних бокового каротажного зондування, бокового каротажу та індукційного каротажу за допомогою автоматизованої системи «Геопошук». Визначено питомий електричний опір порід-колекторів та зони проникнення фільтрату бурового розчину в пласт по свердловині №102-Верхньомасловецька за допомогою автоматизованої системи «Геопошук». За даними питомого електричного опору пластів-колекторів та зони проникнення фільтрату бурового розчину в пласт по свердловині №102-Верхньомасловецька встановлено характер насичення пластів.

Ключові слова: електричний каротаж, питомий електричний опір, пласти-колектора, родовище, характер насичення, границі пластів, автоматизована система «Геопошук» та ін.

## ABSTRACTS

The bachelor's thesis on “Integrated processing of electrical log data in Geoprospecting AS to determine the nature of reservoir rock saturation in the Verkhneomaslovetske oil field” contains 54 pages, 2 tables, 11 figures and 7 references.

The bachelor's thesis describes the methodology for determining the boundaries of reservoir formations, the procedure for taking characteristic values of resistivity and the methodology for complex processing and interpretation of lateral logging, lateral logging and induction logging data using the Geoprospecting automated system. The resistivity of reservoir rocks and the zone of drilling mud filtrate penetration into the formation in well #102-Verkhneomaslovetska were determined using the Geoprospecting automated system. According to the data on the specific electrical resistivity of reservoir formations and the zone of penetration of drilling mud filtrate into the formation in well No. 102-Verkhneomaslovetska, the nature of formation saturation was determined.

Keywords: electrical logging, resistivity, reservoir layers, field, saturation, reservoir boundaries, automated system “Geoprospecting”, etc.

## ЗМІСТ

	Ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1 ОСОБЛИВОСТІ ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	10
1.1 Види та етапи обробки і інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.....	10
1.2 Технологічна схема автоматизованої обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.....	14
1.3 Постановка геологічної задачі.....	17
2 ПІДГОТОВКА ДАНИХ БКЗ, БК ТА ІК ДО КОМП'ЮТЕРНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ПЛАСТІВ.....	18
2.1 Визначення границь пластів за даними БКЗ, БК та ІК.....	18
2.2 Зняття характерних значень фізичних параметрів із кривих БКЗ, БК та ІК.....	23
3 ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ГІРСЬКИХ ПОРІД З ВИКОРИСТАННЯМ АС «ГЕОПОШУК».....	26
3.1. Оцінка якості даних електрокаротажу.....	26
3.2 Визначення приведених опорів по БКЗ, БК та ІК.....	29
3.3 Оцінка типу проникнення промивної рідини в пласт.....	30
3.4 Вибір способу інтерпретації.....	33
3.5 Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом приведених кривих.....	34
3.6 Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом мінімізації.....	38
4 КОМПЛЕКСНА ОБРОБКА ДАНИХ ЕЛЕКТРИЧНОГО КАРОТАЖУ В АС «ГЕОПОШУК» З МЕТОЮ ВИЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ВЕРХНЬОМАСЛОВЕЦЬКОГО РОДОВИЩА.....	41
4.1 Умови проведення каротажу.....	41

4.2 Виділення колекторів і визначення ефективних товщин.....	41
4.3 Визначення питомого електричного опору пластів у свердловині №102-Верхньомасловецька за допомогою АС «Геопошук». Встановлення характеру насичення пластів-колекторів.....	45
ВИСНОВКИ.....	53
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	54

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ**

АС	автоматизована система
БК	боковий каротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ІК	індукційний каротаж
ПР	промивна рідина
УкрДГРІ	Український Державний геологорозвідувальний інститут
УЕО	уявний електричний опір
СК	стандартний каротаж
$\rho_{\text{п}}$	питомий електричний опір гірських порід, Омм
$\rho_{\text{в}}$	питомий електричний опір пластової води, Омм
$\rho_{\text{с}}$	питомий електричний опір свердловини, Омм
$\rho_{\text{в}}$	питомий електричний опір пластової води, Омм
$\rho_{\text{зп}}$	питомий електричний опір зони проникнення, Омм
L	довжина зонда, м
<i>h</i>	товщина пласта, м
d	діаметр свердловин, м
D	діаметр зони проникнення, м

## ВСТУП

**Актуальність теми.** На сьогоднішній день цифрова реєстрація даних і обробка їх на персональних комп'ютерах (ПК) – є обов'язковим елементом сучасної технології геофізичних досліджень свердловин (ГДС), основа безперервного підвищення ефективності і науково – технічного рівня ГДС.

Застосування ПК для обробки і інтерпретації результатів ГДС почалося в 60-х роках. Основну роль в розвитку машинної обробки і інтерпретації даних ГДС зіграли традиційні методи - рішення прямих задач і створення на цій основі алгоритмів і програм інтерпретації.

Питомий електричний опір пласта є одним з найбільш важливих параметрів, він служить вихідною величиною для оцінки характеру насичення порід-колекторів. Разом з тим визначення питомого електричного опору пластів є складною і трудомною задачею. Ось чому автоматизація процесу визначення питомого електричного опору пласта є однією із найбільш актуальних задач промислової геофізики.

**Мета і завдання дослідження.** Головною метою роботи є виконати за допомогою автоматизованої системи (АС) «Геопошук» комплексну обробку даних бокового каротажного зондування (БКЗ), бокового каротажу (БК) та індукційного каротажу ІК записаних у геологічному розрізі Верхньомасловецького нафтового родовища.

**Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі завдання:**

– подати методику встановлення границь пластів та зняття характерних значень геофізичних параметрів із кривих БКЗ, БК та ІК;

– подати методику комплексної обробки та інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК за допомогою АС «Геопошук»;

– визначити питомий електричний опір пластів-колекторів Верхньомасловецького нафтового родовища і зони проникнення шляхом співставлення вимірних значень уявного питомого опору з палеточними значеннями за допомогою АС «Геопошук»;

– за даними питомого електричного опору пластів-колекторів та питомого електричного опору зони проникнення фільтрату бурового розчину в пласти встановити характер насичення пластів-колекторів Верхньомасловецького нафтового родовища.

**Методи дослідження.** Обробка та інтерпретація даних бокового каротажного зондування, бокового каротажу та індукційного каротажу з використанням АС «Геопошук».

**Структура та обсяг роботи.** Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 7 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 54 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 11 рисунками.

# 1 ОСОБЛИВОСТІ ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

## 1.1 Види та етапи обробки і інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин

Обробка та інтерпретацію результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) зазвичай розділяють на три етапи.

Перший етап – попередня обробка даних ГДС – полягає в підготовці результатів вимірювань до інтерпретації. Сюди входить [1] :

- подання результатів у фізичних одиницях вимірювання;
- оцінка якості цифрових записів каротажу;
- ув'язка каротажних кривих ГДС по глибинам програмним шляхом або введенням величини зсуву кожної геофізичної кривої в ту чи іншу сторону після перегляду кривих на планшеті;
- усунення апаратурних перешкод;
- введення поправок у методи радіометрії, індукційного методу та методу потенціалів самочинної поляризації.

Другий етап – геофізична інтерпретація – зводиться до визначення фізичних властивостей пластів по величинах, виміряних при каротажі. Мета геофізичної інтерпретації полягає в тому, щоб виключити вплив чинників, що спотворюють величину вимірюваного фізичного параметра, і отримати дійсні величини фізичного параметра, який властивий об'єкту дослідження. Врахування сторонніх чинників при геофізичній інтерпретації вимагає окрім застосування результатів основного вимірювання ще і додаткових даних, які отримують або в результаті вимірювань іншими методами, або на основі апріорної інформації. Тому геофізична інтерпретація, як правило, комплексна.

Третій етап – геологічна інтерпретація. Геологічна інтерпретація полягає у визначенні геологічних властивостей гірських порід по сукупності

даних, отриманих при геофізичній інтерпретації, з використанням апріорної геологічної та петрофізичної інформації. Приклад геологічної інтерпретації – виділення нафтоносних і газоносних пластів, оцінка їх пористості, проникність, коефіцієнтів нафто- і газонасичення, ступеня обводнення та ін. [1].

В залежності від задач, які можна вирішити та використаних початкових геолого-геофізичних даних, інтерпретацію геофізичних досліджень свердловин розділяють на: індивідуальну, оперативну (комплексну) і зведену.

Індивідуальна обробка – дані кожного метода ГДС обробляються індивідуально і незалежно один від одного, по наступним етапам [1]:

- введення апаратурних поправок – отримання геофізичного параметра;
- виключення радіальної та осевої неоднорідності середовища – отримання фізичних властивостей;
- використання петрофізичного рівняння – знаходження однієї з колекторських властивостей досліджуваного середовища.

Під оперативною інтерпретацією розуміють видачу висновків про наявність в розрізі пробуреної свердловини пластів-колекторів, характер їх насичення, а також рекомендації по випробуванню пластів. Відмінна особливість оперативної інтерпретації полягає в тому, що її проводять на всіх етапах розвідки нафтових і газових родовищ, у тому числі і в перше пробурених на площі свердловинах, коли ще немає достовірних матеріалів для зіставлення геологічних даних (керна, випробування пластів і ін.) і результатів геофізичних досліджень свердловин. За результатами оперативної інтерпретації приймають рішення про продовження буріння, спуск колони і інтервал її цементування, проведення додаткових досліджень. Комплексну обробку та інтерпретацію даних усіх методів ГДС по розрізу однієї свердловини з видачею найбільш достовірних даних (літологічної колонки, характеру насичення пластів, колекторських властивостей та ін.) при автоматизованій інтерпретації стали називати оперативною

інтерпретацією [1].

Зведену інтерпретацію проводять по окремих пластах або родовищах з метою узагальнення всіх наявних по них геологічних і геофізичних даних. При цьому повинна бути виконана якомога повніша оцінка пласта – його геометричних параметрів, колекторських властивостей, характеру насичення та ін. В результаті зведеної інтерпретації зазвичай видають початкові дані для підрахунку запасів нафти і газу та для проектування розробки та дорозвідки пласта, а також формують рекомендації про удосконалення прийомів інтерпретації і уточнення критеріїв..

В існуючих автоматизованих системах, обробка геофізичної інформації реалізується у двох видах – у попластовій і поточковій.

Попластова інтерпретація полягає в апроксимації безперервної геофізичної кривої ступінчастою, з виділенням квазіоднорідних інтервалів, у межах яких приписується одне значення геофізичного параметра, що не змінюється по глибині. Можливість заміни безперервної геофізичної кривої ступінчастою обумовлена тим, що властивості геологічних об'єктів, які розкриті свердловиною, порівняно мало змінюються всередині об'єкта, а зміна властивостей при переході від одного об'єкта до іншого відбувається доволі швидко, майже сходинково. Це дозволяє виділяти в розрізі свердловини окремі пласти з незмінними по товщині властивостями. На геофізичних кривих завжди можна виділити характерні точки, що відповідають границям пластів. Правила виділення границь формалізовані для всіх методів ГДС на основі аналізу теоретичних кривих, розрахованих для однорідних одиночних пластів. Але в той же час реальні пласти тільки з певним наближенням можуть вважатися однорідними. Можна сформулювати два критерії, що дозволяють той чи інший інтервал відносити до пласта або, навпаки, розчленовувати його на кілька пластів. По-перше, це критичне значення товщини інтервалу. При товщині менше критичної в пласті неможливо визначити дійсне значення параметра при попластовій інтерпретації. По-друге, це ступінь однорідності виділеного інтервалу, тобто

ступінь відмінності в показах методу, в сусідніх інтервалах. Але поняття однорідності пласта змінюється в залежності від методу ГДС та вертикальної характеристики зонда. Тому одна і та ж частина розрізу свердловини за кривими різних методів може бути по-різному розчленована на пласти [1].

Поточкова інтерпретація дозволяє проводити безпосередню обробку оцифрованих геофізичних кривих і отримувати результати інтерпретації у вигляді безперервної (від точки до точки) функції глибини. Можливість проведення поточної інтерпретації пов'язана з можливістю відновлення безперервного розподілу будь-яких фізичних властивостей порід по стовбуру свердловини. Цей підхід не вимагає відбиття границь і виділення пластів. В найбільш загальному вигляді задача поточної інтерпретації базується на математичному апараті зворотної фільтрації, при якому в кожній точці розрізу враховується вплив вміщуючих порід. Тому відновлена каротажна крива при чіткому вирішенні задачі вільна від впливу вертикальної характеристики зонда. Загальна теорія фільтрації методів ГДС, в якій враховані не тільки просторові характеристики зондів, але і похибки вимірювань, отримала назву теорії оптимальної фільтрації геофізичних кривих. У математичному відношенні задача оптимальної фільтрації зводиться до вирішення операторного керування першого роду, в якому оператор описує ефекти просторового усереднення фізичних полів, вимірних величин і перехідні процеси, що зумовлені зміною цих величин уздовж стовбура свердловини. В існуючих автоматизованих системах інтерпретації найбільш поширені програми попласової інтерпретації. Однак з урахуванням існуючих обмежень доцільно використовувати обидва підходи в залежності від конкретної геологічної ситуації і кола задач, які необхідно вирішити. Поточкова обробка каротажних кривих ефективно використовується при вирішенні ряду окремих задач, наприклад, при врахуванні впливу інтегруючої комірки на криві радіоактивного каротажу [1].

## 1.2 Технологічна схема автоматизованої обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин

Практична реалізація широкого кола завдань з обробки даних ГДС та їх інтерпретації в комплексі з іншою геологічною інформацією потребує використання цілого ряду системних та спеціалізованих програмних засобів, які б забезпечували [2, 3]:

- введення, редагування, зберігання, пошук та обробку каротажних кривих, а також попластової геолого-геофізичної інформації по інтервалу реєстрації, всій свердловині, територіальному об'єкту;
- побудову геолого-геофізичних розрізів, карт, схем, просторових моделей, підрахунок запасів корисних копалин;
- видачу різноманітних табличних і графічних матеріалів за вимогами замовника, інформаційно-довідкове обслуговування користувачів на їх запити з усіх видів наявної інформації.

Крім цього, об'єктивність і надійність результатів обробки та інтерпретації залежить від повноти використання всієї наявної інформації. Такий широкий спектр різнотипових завдань та вимог наклав відбиток на побудову технологічної схеми інтерпретаційного процесу. В основу схеми закладено принцип інформаційної єдності всього процесу незалежно від його стадій (обробка, інтерпретація по інтервалу, свердловині, площі, просторове моделювання тощо). Це дозволяє, за рахунок остійного використання всієї інформації по даному об'єкту і його аналогам, значно підвищити достовірність одержаних результатів.

Концепція нерозривної єдності обробки та усіх стадій інтерпретації накладає свій відбиток на вимоги до структури базових засобів, окремих програм та графів обробки, структуру обчислювального процесу, інформаційне обслуговування. З урахуванням вищезазначеного і складено технологічну схему комп'ютеризованої обробки та інтерпретації нафтогазових свердловин, яку в узагальненому вигляді зображено на рис.1.1.

В цілому технологічну схему можна поділити на три макрочастини: атрибути технології, безпосередньо процес обробки та інтерпретації, документальне оформлення результатів роботи технології. Під атрибутами технології ми розуміємо ті її блоки, що забезпечують інформаційний супровід та обчислювальний процес. Основними атрибутами технології є інтегрована база даних (ІБД), бібліотека геофізичних та сервісних програм, універсальний інтерпретатор формул, що працює з каталогом моделей та ІБД і інформаційний сервіс для користувачів технологією. Щодо бібліотеки програм, то вона є відкритою і містить на даний час комплекси програм візуалізації, статистичного аналізу, програми розчленування розрізу та інші; проводиться розробка нових модулів. Виклик тієї чи іншої програми (задачі) здійснюється через монітор управління та меню. На відміну від попередніх технологій більшість обчислювальних та логічних процедур реалізується через спеціалізовану програму-транслятор (універсальний інтерпретатор формул). Невід'ємною частиною технології, яка живить інтерпретатор формул, є каталог інтерпретаційних моделей. Він має дворівневу структуровану форму. Перший (вищий) рівень складають групи типових моделей для різних територіальних об'єктів та видів родовищ. Нижчий рівень складають безпосередньо обчислювальні форми та логічні вирази для визначення фізичних, фільтраційних, літологічних та інших властивостей гірських порід, вмісту в них окремих мінералів та хімічних елементів. Зазначені формули та вирази конструюються згідно вимог та на мові інтерпретатора формул. Каталог є відкритою структурою. Він може заповнюватись як програмним шляхом (наприклад, статистична залежність заносить програмою регресійного аналізу), так і вручну, шляхом поповнення або редагування моделей [2, 3].

Блок інформаційного забезпечення містить в собі сервісні програми для обслуговування користувачів інтегрованою базою даних. Сюди відносяться програми екранного відтворення каротажних кривих та результатів обробки, виведення матеріалів за запитами користувачів на

прінтер чи плотер. Власне технологічний процес починається з заповнення інтегрованої бази даних. Воно включає занесення паспорта територіального об'єкта (района, поля, площі, родовища), паспортів об'єктів досліджень (точок вимірювань, свердловини тощо), паспортів каротажних діаграм та безпосередньо їх числових значень. З цією метою розроблено відповідні описи об'єктів та формати їх параметрів. На підготовчому етапі перевіряється наявність в каталозі та відповідність необхідних інтерпретаційних моделей, проводиться їх доповнення та редагування [2, 3].

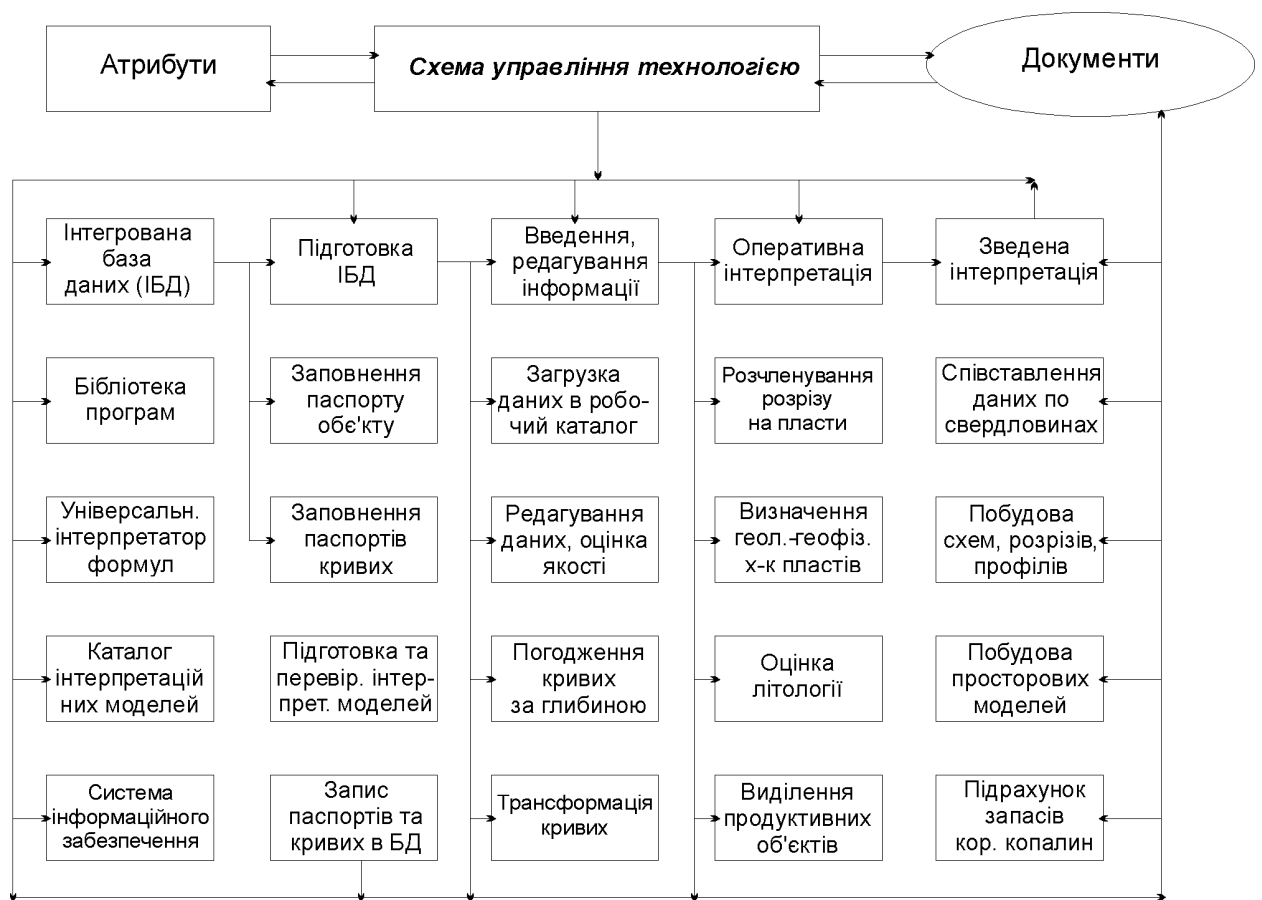


Рисунок 1.1 – Технологічна схема комп'ютеризованої обробки та інтерпретації матеріалів ГДС

Як відомо, інтегрована база даних вміщує повну інформацію (є її сховищем) по територіальному об'єкту. Для виконання окремих блоків завдань, а вірніше для їх інформаційного забезпечення, формуються робочі каталоги (розділи), куди завантажуються з ІБД відповідна інформація. На цьому етапі проводиться оцінка якості вхідних матеріалів, виправлення

помилкових значень на кривих, їх ув'язка та занесення в ІБД виправлених діаграм, трансформація діаграм за заданими правилами, введення апріорної інформації і управляючих параметрів тощо, тобто здійснюється підготовка до процесів обробки та інтерпретації каротажних матеріалів [2, 3].

Оперативна інтерпретація є ядром технологічного процесу. Вона має самостійне значення для видачі геофізичного заключення по інтервалу реєстрації ГДС та/або свердловині в цілому, а також регулярно застосовується для переобробки матеріалів на етапі зведеної інтерпретації. Обробка та інтерпретація матеріалів ГДС починається з розчленування розрізу на пласти, яке складається з виділення границь пластів та визначення пластових характеристик. Перше і друге завдання можуть виконуватись як програмним шляхом, так і вручну інтерпретатором на екрані монітора. Визначення геофізичних та фільтраційно-ємкісних характеристик пластів проводиться через відповідні рівняння інтерпретаційні моделі), що знаходяться в каталозі, за допомогою універсального інтерпретатора формул. Таким же чином виконуються оцінка літології пластів та їх продуктивності [2, 3].

### **1.3 Постановка геологічної задачі**

В процесі розробки і дослідженні розрізів свердловин вирішується ряд важливих задач, вирішення яких, в подальшому, впливає на процес розробки нафтогазових родовищ. Методи електричного каротажу є одними з основних методів геофізичних досліджень свердловин. За їх допомогою вирішують ряд геолого-геофізичних задач, серед яких зокрема: визначення питомого опору гірських порід, розчленування геологічного розрізу, виділення колекторів, визначення характеру насичення колекторів та ін.

В даній роботі потрібно вирішити задачу, яка полягає у визначенні питомого електричного опору пластів за даними електричного каротажу. Реалізувати задуману задачу я планую за допомогою АС «Геопошук».

## 2 ПІДГОТОВКА ДАНИХ БКЗ, БК ТА ІК ДО КОМП'ЮТЕРНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ПЛАСТІВ

### 2.1 Визначення границь пластів за даними БКЗ, БК та ІК

Способи визначення границь і товщин пластів за діаграмами  $\rho_y$  базуються на знанні форм кривих питомого електричного опору (далі - опору) навпроти одинарних пластів та їх пачок. Розглянемо тільки правила визначення границь пластів високого опору, оскільки границі пластів низького опору є одночасно або покрівлею, або підшвою пластів високого опору, а відповідно правила їх визначення – аналогічні. Товщини пластів у кожному приведеному випадку можуть бути встановлені за відомими значеннями глибин границь пластів (підшви та покрівлі) [4].

а) Визначення границь пластів на діаграмах потенціал-зондів. На кривих опору, які записані потенціал-зондами, пласт обмеженої потужності при малій розбіжності опорів вміщуючих порід виділяється аномалією, яка симетрична відносно середини пласта. У зв'язку із цим правила визначення положення покрівлі та підшви пласта по криві  $\rho_y$  потенціал-зонда однакові [4].

Визначення границь потужних пластів ( $AM < h > d_c$ ) високого опору проводиться наступним чином. Точки кривої  $\rho_y$  потенціал-зонда, що відповідають границям пласта, зміщують на відстань  $AM/2$  від початку крутого підйому кривої, відносно осі глибин навпроти пласта, у бік вміщуючих порід низького опору [4].

Дуже часто при визначенні границь пластів малої і середньої товщин діаграми потенціал-зондів використовуються рідко.

б) Визначення границь пластів на діаграмах градієнт-зондів. На діаграмах уявного опору, які записані градієнт-зондами, у більшості випадків границі пластів збігаються з екстремальними значеннями  $\rho_y$  [4].

Визначення границь пластів великої та середньої товщини ( $AO < h < d_c$ ).

1. На діаграмах  $\rho_y$  послідовних градієнт-зондів підшва та покрівля пласта високого опору знаходиться за допомогою точок, які розміщені на відстанях  $MN/2$  ( $AB/2$ ) нижче точок  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Якщо відстань  $MN$  невелика (0,1-0,25 м) і в заданому масштабі глибин діаграми дане зміщення не має значення, то підшва та покрівля пласта визначаються за точками  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Якщо розмір зонда великий і в багато разів перевищує діаметр свердловини, то на кривій  $\rho_y$  поблизу покрівлі пласта високого опору спостерігається ділянка із зниженим уявним опором (на теоретичних кривих він дорівнює розміру зонда  $AO$ ), а точка  $\rho_{y,min}$  у покрівлі пласта практично не відзначається. У цих випадках покрівля знаходиться на відстані, яка рівна розміру зонда, вище точки  $A$  [4].

2. На діаграмах  $\rho_y$  обернених градієнт-зондів підшва та покрівля пласта високого опору визначається за допомогою точок, які зміщені на  $MN/2$  ( $AB/2$ ) вверх від точок  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Дане зміщення враховується тільки у випадку великих масштабах глибин або великих відстанях  $MN$ . Використовуючи зонди великих розмірів, підшва пласта встановлюється аналогічно способу, який викладений у пункті 1 для покрівлі пласта [4].

Пласти малої товщини ( $h < AO$ ). Визначити границі пластів малої товщини на діаграмах градієнт-зондів великих розмірів можливо тільки наближеним способом. В даному випадку границі пластів краще виділяти за допомогою діаграм мікрозондів, екранованого зонда та каверноміра [4].

Виділення об'єктів інтерпретації для різних зондів БК практично проводиться однаково. Криві уявного опору, які отримані екранованими зондами симетричні відносно середини пласта. При різному опорі вміщуючи порід симетрія порушується: максимум кривої зміщується в сторону порід із великим опором, якщо товщина пласта становить не менше 4 м. Навпроти пачки пластів спостерігається чергування симетричних максимумів і мінімумів [4].

Покази навпроти окремих пластів спотворені – занижені для пластів високого і завищені для пластів низького опору. Границі пласта проводять за точкам, уявний опір  $\rho_{y,гр}$ , яких визначається за виразом [4]:

$$\rho_{y,гр} / \rho_{y,вм} = 2 \cdot \rho_y / (\rho_y + \rho_{y,вм}), \quad (2.1)$$

де  $\rho_y$  – уявний опір інтерпретуючого пласта, Омм;

$\rho_{y,вм}$  – уявний опір вміщуючи порід, Омм.

Визначення товщин пластів за даними БК проводиться аналогічно як і для методу БКЗ. Для пластів обмеженої товщини, породи яких мають однаковий опір знизу та зверху, криві  $\sigma_y$  мають симетричну форму відносно середини пласта. Максимальні (при високій електропровідності) та мінімальні (при низькій електропровідності) значення приурочені до середини пласта. При товщині пласта більше 2 м його границі проводять по точках, які відповідають середині аномалії  $\sigma_y$ . При зменшенні товщини пласта, його границі зміщуються до вершини аномалії і при  $h=1-1.5$  м відповідають точкам, які розміщені приблизно на висоті 2/3 аномалії кривої  $\sigma_y$ . [4]

При великій різниці провідності зовнішніх вміщуючих пластів, крива  $\sigma_y$  має асиметричну форму: максимум (мінімум) кривої зміщується в сторону вміщуючих порід із більш високою (низькою) провідністю. Особливо це стосується пластів малої товщини ( $h < 1.5$  м). Якщо пласт має провідність, яка знаходиться в межах провідності покриваючих і підстиляючих порід, то крива  $\sigma_y$  плавно переходить від одного до другого значення провідності вміщуючи порід. При товщині пласта більше 2 м навпроти його середини міститься горизонтальна площадка або перегин на кривій  $\sigma_y$ . при меншій товщині крива ІК має таку ж саму форму, що і крива при одній границі розділу [4].

Автоматизована система обробки і інтерпретації даних ГДС «Геопошук» дозволяє автоматично здійснювати розбивку розрізу на пропластки. Це здійснюється за допомогою команди Технологія/Обробка пропластків

(рис. 2.1). Цей модуль (що складається з одного діалогу) краще всього завантажувати з планшета, але можна його запустити із меню Пуск/GeoPoisk/Обробка пропластків. Дана програма передбачає розбивку на пласти та пропластки. Пласти це великі по потужності масиви, пласти, горизонти, а пропластки це – малі по потужності (кілька метрів) пласти. Розчленування розрізу на пласти виконується в двох режимах: автоматичному та ручному. Необхідно відмітити, що отримані результати можуть бути скориговані за допомогою екранного редактора [2, 3].

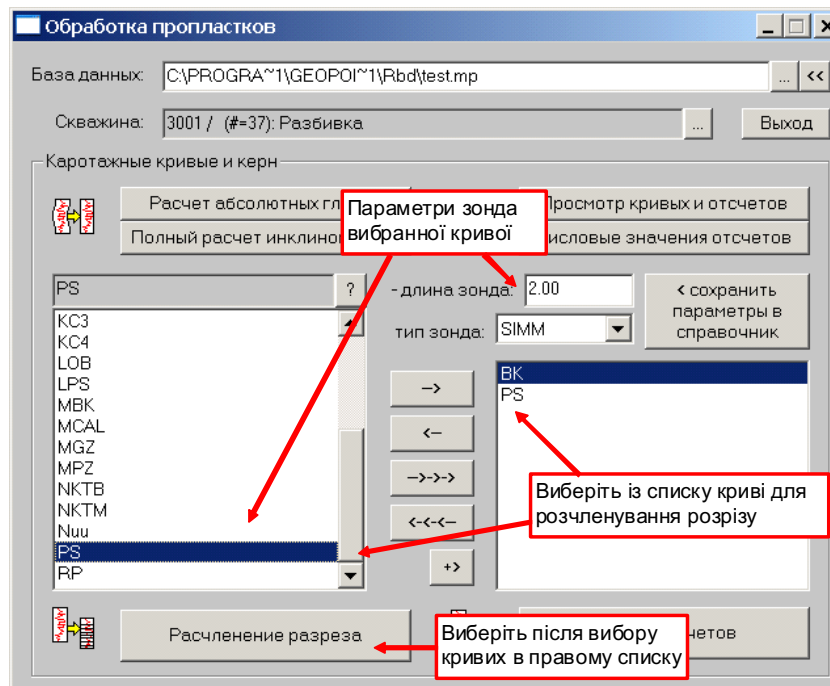


Рисунок 2.1 – Виділення контекстного вікна для обробки пропластків

Автоматичний режим виділення границь пластів містить в собі два варіанти рішень. Перший із них використовує симетричні криві каротажу і рекомендується тільки для літологічного розчленування. Керування детальністю розчленування проводиться за допомогою двох констант: мінімально допустимої товщини пласта та рівнем детальності. Другий режим роботи програми передбачає виділення границь пластів по асиметричних (градієнт) зондах із використанням методу екстремумів. При цьому рекомендується використовувати криві, які записані зондами БКЗ довжиною  $L=1,05$  м або  $L=2,25$  м залежно від їх диференціації. Ручний режим

використовується в тонкошаруватих та складнобудованих розрізах. На екрані дисплею по базовій кривій ГДС відмічаються характерні точки (границі пластів), які записуються в базу даних і можуть бути використані як варіанти розчленування розрізу. В подальшому необхідно задати у правий список кілька кривих для розчленування розрізу. Для коректного розчленування розрізу в програмі в програмі повинна міститись інформація про зонди кожної обраної кривої каротажу. Це параметри: довжина зонда і тип зонда. Якщо підвести курсор мишки до списку тип зонда, то з'явиться рядок з докладним описом вибраного типу [2, 3].

Для зміни типу або довжини зонда, необхідно зберегти параметрів довідник. При додаванні в правий список криву, для якої не встановлені параметри зонда з'явиться діалог для зручного виводу параметрів (рис. 2.2). Після того як криві вибрані, необхідно виконати функцію розчленування розрізу [2, 3].

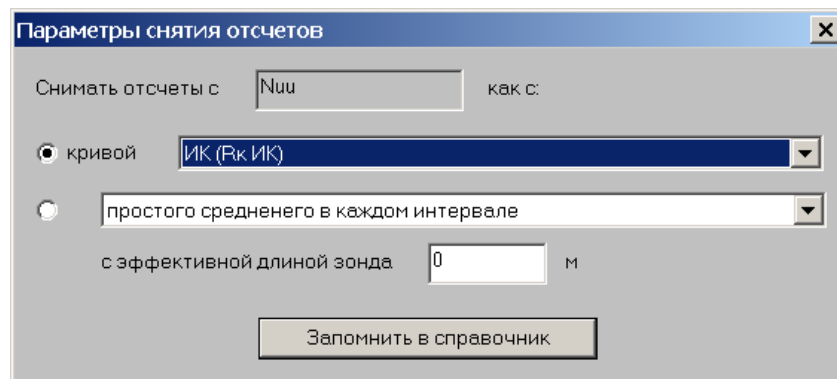


Рисунок 2.2 – Вигляд контекстного меню для встановлення параметрів зонда

Чим вищий відсоток детальності розчленування, тим рідше будуть проводитись границі пропластків у розрізі. В результаті розчленування розрізу свердловини на пропластки у базі даних буде створений файл гис.ZK і гис.ZP. В автоматизованій системі «Геопошук» можна вручну редагувати границі пропластів. Редагування границь пропластків здійснюється в режимі редагування пропластків на полі Крива і Форма. В результаті переходу в режим редагування у вікні планшета з'явиться діалогове вікно для редагування пропластків. На полі Крива зручно мати кілька кривих і ще файл

ZK+ZP, а в полі Форма будь-який метод ГДС або ZK+ZP, або ZK-ZP (потужність). Автоматизована система обробки і інтерпретації даних ГДС «Геопошук» дозволяє автоматично визначати як товщини пластів, так і пропластків. Значення товщин пластів відображаються у полі Пласти, а пропластків у полі Форма (попластовий параметр ZK-ZP) [2, 3].

## 2.2 Зняття характерних значень фізичних параметрів із кривих БКЗ, БК та ІК

Після отримання границь пластів проводиться визначення характерних значень геофізичних параметрів пропластків та коригування показів геофізичних параметрів на екрані монітору в технології «Геопошук».

На практиці при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин за звичай застосовується попластова модель. Покази характерного значення параметра ГДС пласта і допоміжна інформація є підставою для розв'язання оберненої задачі; його якість визначає і якість розв'язання останньої. Зняття показів є алгоритмічно нескладною процедурою. У пластах великої потужності ( $h > 5L$ ) за характерні приймаються середні значення геофізичних параметрів між границями незалежно від типу і довжини зонда. Методика зняття показів пластів середньої потужності ( $1,3 \leq h \leq 5L$ ) залежатиме від типу зонда. Для асиметричних зондів знімаються так звані значення уявного опору  $\rho_n$  [2, 3]:

$$\rho_n = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i, \quad (2.2)$$

де  $a_i$  – поточкові значення уявного опору діаграми градієнт-зонда в інтервалі оптимальних значень;

$n$  – кількість значень уявного опору на діаграмах для обчислення оптимального значення уявного опору пласта, яка відраховується від підшови пласта і визначається за формулою  $n = (Z_p - Z_k - L) / \Delta$ ;

$Z_k, Z_p$  – відповідно покрівля і підшва пласта (м);

$\Delta$  – крок квантування діаграми (м);

$L$  – довжина зонда (м).

Для симетричних зондів оптимальні значення пластових характеристик також розраховуються за формулою (2.2), але розрахунок ведеться в інтервалі  $[Z_k + 0,5L, Z_p - 0,5L]$ , тобто береться середнє значення діаграми після відступу на половину довжини зонда від покрівлі та підшви до середини пласта. Для тонких пластів ( $h < 1,3L$ ) на всіх зондах знаходяться екстремальні значення показів. Якщо параметри вміщуючих порід більше параметрів пласта, то знімають мінімальні значення, в іншому випадку – максимальні. При автоматичній реєстрації каротажних діаграм або їхній напівавтоматичній оцифровці доволі часто трапляються зміщення записів по глибині. Через це екстрмуми на тонких пластах для окремих методів (особливо градієнт-зондів) можуть виявитися поза загальними границями. Тому запропоновано ввести пошук екстремумів у розширених границях  $E$  навколо покрівлі та підшви пласта [3]:

$$E = Z_k \pm m \cdot \Delta = Z_p \pm m \cdot \Delta, \quad (2.3)$$

де  $m$  – припустиме число кроків квантування для пошуку екстремумів за межами границь пласта.

В алгоритмі зняття показів передбачено обмеження для надто тонких пластів. Практика обробки та інтерпретації даних ГДС показує, що для пластів, товщина яких утричі менша довжини зонда, покази настільки спотворені впливом вміщуючих порід, що не можуть бути виправлені, а відповідно і є непридатними для подальшої обробки та інтерпретації. Для тонких пластів при умові  $0,3L \leq h \leq 1,3L$  в алгоритмі для градієнт-зондів, ІК та БК передбачено введення поправок за обмежену товщину пласта і вплив вміщуючих порід із метою приведення показів до пластів необмеженої товщини, на які розраховані інтерпретаційні алгоритми. Поправки

розраховуються методом нелінійного регресійного аналізу та за допомогою спеціальних палеток. Для зняття показів може бути використано три групи границь: електричні, літологічні та загальні, їх отримують на етапі встановлення границь за відповідним набором методів ГДС. Зняття показів може виконуватись за всіма методами або вибірково. Вибір відповідних кривих здійснюється геофізиком-інтерпретатором [2].

За звичай екранний перегляд отриманих границь та показів шляхом їх накладання на відповідні каротажні криві із метою оцінки достовірності результатів або їх уточнення оператором за допомогою екранного графічного редактора. Зняття характерних значень геофізичних параметрів в АС «Геопошук» виконується за допомогою команди Технологія/Обробка пропластків. У даному контекстному меню необхідно вибрати криві із яких будуть зніматись геофізичні параметри, а тоді задати команду Зняття показів. Зняття показів відбувається безпосередньо в базі даних. Редагування значень геофізичних параметрів а в модулі «Планшет» можна виконати безпосередньо в полях Крива і Форма в режимі редагування. Але, як показує практика краще за все використовувати режим Редагування/Зміна значень параметрів. Цей режим не дозволяє редагувати границі, щоб випадково не зрушити (видалити) границю пропластка [2, 3].

### **Висновок**

Встановлення границь пластів та зняття характерних значень геофізичних параметрів із кривих ГДС є важливим і невід'ємним етапом попласової інтерпретації. Для вирішення поставленої задачі на сьогоднішній день використовується спеціалізовані програмні продукти. Їх використання значно пришвидшує та спрощує весь спектр процедури обробки та інтерпретації даних ГДС. Однією із таких програм є автоматизована система обробки та інтерпретації даних ГДС «Геопошук». Однак достовірність вирішення задачі з виділення гранць пластів та зняття показів із кривих КДС значно залежить від досвіду геофізика-інтерпретатора.

## 3 ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ГІРСЬКИХ ПОРІД З ВИКОРИСТАННЯМ АС «ГЕОПОШУК»

### 3.1. Оцінка якості даних електрокаротажу

Попередній аналіз даних каротажу розпочинається з оцінки товщини пласта ( $H$ ). При товщині пласта менше 0,6 м визначення його електричних параметрів не виконується внаслідок спотворення характерних значень (показів) по таких пластах впливом вміщуючих порід. Далі визначається кількість зондів (показів параметрів), що беруть участь в інтерпретації. Не рекомендується включати в обробку ті зонди, довжина яких більш як в три рази перевищує товщину пласта. Виконується перше наближення уявного електричного опору (УЕО) ( $\rho_y$ ), за яке приймається значення УО по зонду максимальної довжини ( $L$ ), де зберігається нерівність  $L < 0,8h$ . Оцінюються границі діапазону можливих значень  $\rho_n$  (максимальне –  $\rho_n^{max}$  та мінімальне –  $\rho_n^{min}$ ) [5].

$$\rho_n^{max} = 4,0\rho_y^{max}, \rho_n^{min} = 0,2\rho_y^{min}, \quad (3.1)$$

де  $\rho_y^{max}$  та  $\rho_y^{min}$  – відповідно максимальне та мінімальне значення  $\rho_y$ .

Співвідношення (3.1) отримано шляхом аналізу теоретичних моделей кривих БКЗ для реальних середовищ.

Виконується наближений контроль верхньої границі відношення  $\rho_y/\rho_c$  для контролю та виправлення випадкових похибок. З цією метою розраховуються відношення  $L_1 = \rho_y^{(1)}/\rho_c$  та  $L_2 = \rho_y^{(2)}/\rho_c$ , які відповідно співставляються з граничними значеннями [5]:

$$\tilde{L}_1 = 8(L_1/d_c)^2 \text{ та } \tilde{L}_2 = 8(L_2/d_c)^2, \quad (3.2)$$

де  $L_1, L_2$  – довжини першого та другого градієнт-зондів;

$d_c$  – діаметр свердловини.

При відсутності грубих похибок в значеннях  $\rho_y^{(1)}$  та  $\rho_y^{(2)}$  повинно зберігатись співвідношення  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$ . Випадок виконання співвідношення  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$  свідчить, що занижено і підлягає виправленню  $\rho_c$  [5]:

$$\rho_c = \begin{cases} \rho_y^{(1)} / \overset{\infty}{L}_1 & \text{за умови } L_1 / L_1 > \overset{\infty}{L}_2 / L_2 \\ \rho_y^{(2)} / \overset{\infty}{L}_2 & \text{за умови } L_1 / L_1 \leq \overset{\infty}{L}_2 / L_2 \end{cases} \quad (3.3)$$

За умови  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$  виправляється  $\rho_y^{(1)}$ .

$\overline{\rho_y^{(1)}} = \overset{\infty}{L}_1 \rho_c$ , а у випадку  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$  вважається, що груба похибка існує по зонду два і виправляється  $\rho_y^{(2)}$ :

$$\overline{\rho_y^{(2)}} = \overset{\infty}{L}_2 \rho_c. \quad (3.4)$$

Для врахування значного впливу вміщуючих порід на покази зондів електрокаротажу передбачено введення поправок у покази за вплив вміщуючих порід. Програмою ELECTRA вираховується і вводиться в значення знятих показів відповідний поправочний коефіцієнт. Програма обробки даних електрометрії забезпечує засоби контролю якості вхідних даних та виправлення систематичних похибок у покази по зондах та опорі промивної рідини. Вирішення завдання здійснюється за методикою опорних пластів. В якості опорних можуть бути використані пласти великої товщини (більш ніж 6 м), тобто пласти, в яких принаймні 4 зонди не спотворені впливом вміщуючих порід. В цій ситуації перевага надається пластим без проникнення (їх повинно бути не менше трьох). В загальному випадку кількість опорних пластів повинна бути не менше п'яти, їх виділення виконується автоматично, або вручну на екрані дисплею [5].

Після вибору опорних прошарків можна автоматично підібрати оптимальне значення опору промивної рідини, якщо воно заздалегідь невідоме, або уточнити відоме значення. Необхідність в корекції УЕО промивної рідини (ПР) виникає достатньо часто не тільки через недостатню точність резистивіметрії, але перш за все тому, що її покази відсутні.

Оцінка УЕО ПР в свердловині може проводитися на основі значення УЕО розчину на поверхні з поправкою за температуру ПР. За відсутності даних термометра температуру оцінюють по середніх характеристиках родовища, або за допомогою термоградієнта. Часто УЕО ПР задають константою, яку визначають по аналогії з сусідніми свердловинами в тих же інтервалах глибин. Всі ці підходи забезпечують недостатню точність визначення УЕО ПР. За наявності комплекту 4-5 зондів БКЗ можна уточнити УЕО ПР шляхом мінімізації розбіжності – сумарного відхилення теоретичних значень УЕО від фактичних. Якщо він дорівнює 1, програма не зуміла суттєво зменшити розбіжність шляхом масштабування УЕО ПР. Ви можете підтвердити вибір програми, або ввести поправочний коефіцієнт самостійно. Програма перерахує всі пропластки, зокрема опорні.

Контроль за якістю показів бокового каротажу (БК) виконується за допомогою даних БКЗ по опорних пластах. Вимоги до опорних пластів наступні: оцінка питомого опору за їх даними повинна бути стійкою, а діапазон значень опорів достатнім. Інформація про якість БК та кількісну характеристику поправочного коефіцієнта відображається на екран монітора. Індукційні методи ІК, ІКЗ, ВІКІЗ здійснюють основний вплив на оцінку УЕО незміненої частини малопотужних пластів через велику глибину проникнення при відносно хорошій вертикальній роздільній здатності. Однак через конструктивні особливості фокусуючих зондів, у порівнянні із зондами БКЗ, що безпосередньо вимірюють електричний опір між прилягаючими до стінки свердловини електродами, покази індукційних методів частіше бувають спотворені. Завданням контролю якості індукційного каротажу є його узгодження із показами інших зондів по набору опорних пропластків

великої товщини перш, ніж він буде використаний для оцінки УЕО в малих за товщиною пропластках [5].

Контроль за якістю індукційного каротажу (ІК) виконується аналогічно. Відмінність полягає тільки у властивості помилки – значення ІК можуть змінюватись з глибиною (найчастіше зростають), простежується дрейф нуля приладу. Рівняння дрейфу нуля і оцінка якості ІК виводяться на екран монітору. Процес оцінки якості бокового та індукційного каротажу повністю екранізований, починаючи з виділення опорних пластів за характерними точками діаграм та співставлення вхідних матеріалів до візуалізації виправлених каротажних кривих, з прийняттям остаточного рішення перед записом їх в базу даних. Всі розрахункові та графічні процедури технологічно об'єднані в один програмний комплекс [5].

### 3.2 Визначення приведених опорів по БКЗ, БК та ІК

Під приведеними опорами приймають уявні опори, які виправлені за вплив свердловини і вміщуючих порід. Виправлення за вплив свердловини виконується шляхом інтерпретації даних за умови відсутності зони проникнення. По кожному  $j$ -зонду ( $j=1,2,\dots,n$ ) визначають такий опір  $\rho_{npj}$  при якому відхилення розрахованого (теоретичного) уявного опору  $\rho_y$  від фактичного (виміряного в свердловині) є мінімальним, при чому виконується співвідношення [5]:

$$\frac{\rho_{ymj} - \rho_{y\phi j}}{\rho_{y\phi j}} \leq CN1, \quad (3.5)$$

де  $CN1$  – константа, закладена в програмі.

Мінімізація виразу (3.5) виконується методом направленою градієнтного спуску. Пошук приведених опорів проводиться в інтервалі

$$\rho_{np}^{\min} \leq \rho_{np} \leq \rho_{np}^{\max} \text{ де:}$$

$$\rho_{np}^{\max} = 5,0\rho_y^{\max}; \quad \rho_n^{\min} = 0,2\rho_y^{\min}. \quad (3.6)$$

При виході за його границі  $\rho_{np}$  присвоюються граничні значення. Розрахунок  $\rho_{yt}$  виконується табличним способом шляхом двовимірного пошуку з подальшою інтерполяцією значень  $\rho_{yt}/\rho_c$  для заданих на вході величин  $\rho_{np}/\rho_c$  і  $L/d$ . Приведені опори по зондах ІК отримується шляхом виправлення вимірних значень провідності і уявного опору за скін-ефект і впливи свердловини. Розрахунки виконуються по аналітичним формулах, виведених шляхом апроксимації табличних і графічних залежностей [5].

Розрахунок приведенного опору по БК виконується по формулі:

$$\rho_{np}^{БК} = \frac{\rho_y^{БК} - \rho_c}{Q_1} + \rho_c, \quad (3.7)$$

$$\text{де } Q_1 = \lg^2(\rho_y^{БК} / \rho_c) \times (0,02d_c + 0,012) + \frac{0,045}{d_c} + 0,563.$$

### 3.3 Оцінка типу проникнення промивної рідини в пласт

Як відомо, наявність зони проникнення значно ускладнює інтерпретацію матеріалів електричного каротажу і суттєво впливає на достовірність питомого опору пласта. Тому визначення наявності проникнення фільтрату бурового розчину і його типу є дуже важливим етапом інтерпретації. Відомо декілька способів оцінки типу проникнення, які зводяться до аналізу кривих БКЗ або співвідношень показів зондів. У програмі «Геопошук» реалізований розроблений в УкрДГРІ алгоритм оцінки наявності і типу проникнення шляхом аналізу радіальних змін приведених опорів. Очевидно, що при понижаючому проникненні відбувається монотонне збільшення приведених опорів, а за відсутності проникнення приведені опори будуть однаковими або близькими між собою (у межах

похибки) і відповідатимуть питомому опору пласта (рис. 3.1, 3.2, 3.3). Для практичної реалізації цих положень будується залежність приведених опорів від їх довжини. Приведені опори по градієнт-зондам доповнюються приведеними опорами по індукційному та боковому каротажу з своїми ефективними довжинами. Отримана приведена крива електричного каротажу апроксимується прямою [5]:

$$\lg \rho_{np}^i = a \lg(L_i / d_c) + b, \quad (3.8)$$

де  $a$  – кутовий коефіцієнт прямої;

$b$  – вільний член.

Висновок про тип проникнення здійснюється на підставі значення  $a$  [5]:

при  $a > 0; |a| > CN2$  – понижаюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт;

при  $a < 0; |a| > CN2$  – підвищуюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт.

У інших випадках передбачається, що проникнення відсутнє. Тут  $CN2$  – константа, закладена в програму.

При встановленні наявності проникнення ще раз перевіряється, наскільки воно є значним. З цією метою виключається перший зонд, і процес повторюється без нього. Якщо співвідношення  $a < 0; |a| > CN2$  зберігається, то приймається рішення про наявність проникнення; при цьому константа  $CN2$  знижується в 1,5 разу. При порушенні співвідношення вважається, що проникнення відсутнє [5].

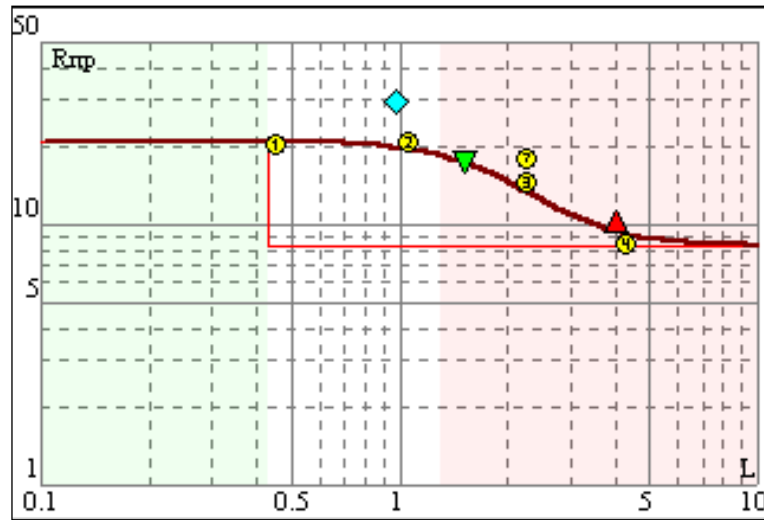


Рисунок 3.1 – Підвищуюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт  
( $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_n$ )

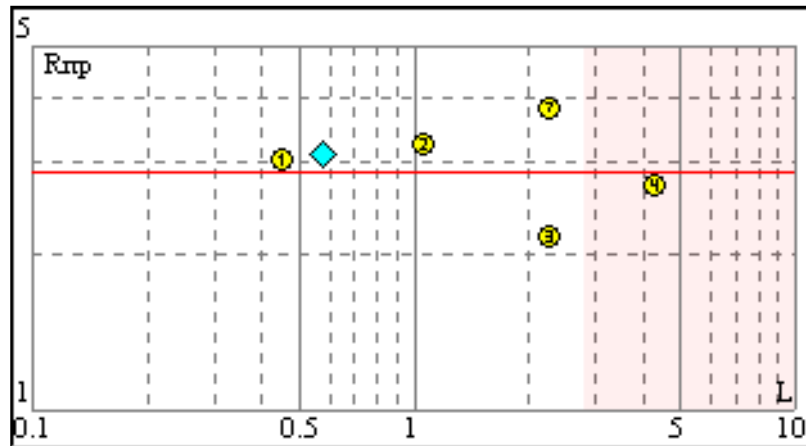


Рисунок 3.2 – Відсутність проникнення фільтрату бурового розчину в пласт  
(двошарове середовище)

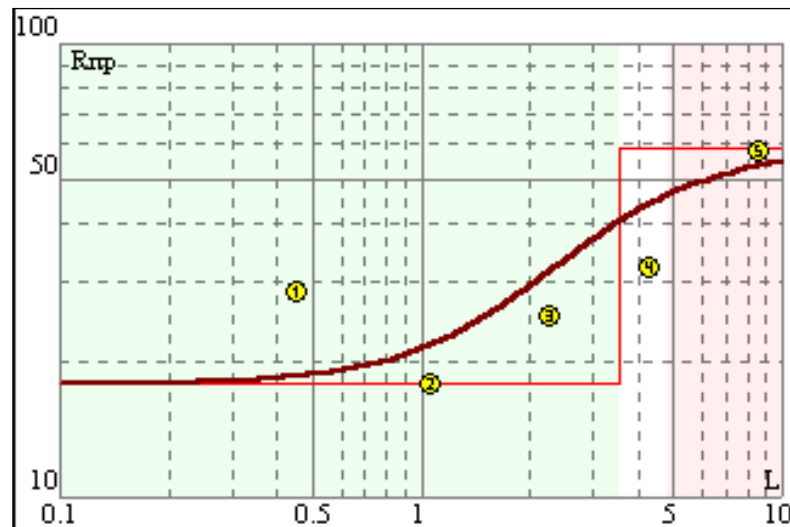


Рисунок 3.3 – Понижаюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт  
( $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_n$ )

Лінійна апроксимація проводиться не менше ніж при трьох зондах БКЗ. Разом з цим це умова, особливо в пластах малої товщини, часто не виконується. Тому для вирішення цього завдання використовуються дані ІК і БК. Приймаються такі рішення [5]:

$\rho_{np}^{(1)} > \rho_{np}^{(2)} > \rho_{np}^{IK}(\rho_{np}^{BK})$  – підвищує проникнення фільтрату бурового розчину в пласт;

$\rho_{np}^{(1)} < \rho_{np}^{(2)} < \rho_{np}^{IK}(\rho_{np}^{BK})$  – понижає проникнення фільтрату бурового розчину в пласт.

У всіх інших випадках передбачається, що проникнення не встановлене. У вищенаведених виразах один із фокусуєчих зондів може бути відсутнім. При загальній кількості зондів менше трьох визначення проникнення не проводиться. Аналіз дещо ускладнюється при встановленому максимальному коефіцієнті анізотропії (більшому 1). В цьому випадку підвищує проникнення може бути замінене на двошарове середовище, якщо коефіцієнт анізотропії, розрахований відповідно до моделі Кунца-Морена, опиниться менше порогового значення [5].

### 3.4 Вибір способу інтерпретації

Після оцінки типу проникнення проводиться вибір способу інтерпретації. При кількості зондів БКЗ не менше чотирьох, або різнотипних зондів не менше п'яти використовується спосіб приведених кривих. Виняток становлять пласти підвищуючого проникнення з відношенням  $\rho_{zn}/\rho_c > 100$ , де приведена крива неточно апроксимується рівнянням логістичного типу. В цьому випадку використовується спосіб мінімізації вихідних і розрахункових значень уявних опорів. Можна відмовитися від використання методу приведених кривих при автоматичному розрахунку. Наближена початкова оцінка опору зони проникнення  $\rho_{zn}$  починається з визначення опору ближньої зони  $\rho_{B3}$  як середнього арифметичного приведених опорів по перших двох зондах. Далі визначається  $\rho_{zn}$  з наступних співвідношень [5]:

– для понижаючого проникнення:

$$\rho_{zn}^{(1)} = \left| \begin{array}{l} \rho_{np}^{(1)} \\ \rho_{БЗ} \end{array} \right. \text{ за умови } \left. \begin{array}{l} \rho_{<p} / \rho_c \leq 100 \\ \rho_{БЗ} / \rho_c > 100 \end{array} \right| \quad (3.9)$$

– для підвищуючого проникнення:

$$\rho_{zn}^{(1)} = \left| \begin{array}{l} \rho_{np}^{(1)} \text{ при } \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 40 \\ \rho_{БЗ} \text{ при } 40 < \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 100 \\ \rho_{np}^{(2)} \text{ при } 100 < \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 300 \\ 0.5(\rho_{np}^{(2)} + \rho_{np}^{(3)}) \text{ при } 300 < \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 500 \end{array} \right| \quad (3.10)$$

Для виключення наближених похибок в оцінці  $\rho_{zn}$  встановлені границі його наближених значень. Аналіз теоретичних моделей кривих бокового каротажного зондування показав, що в випадку підвищуючого проникнення фільтрата бурового розчину в пласт ( $\rho_{zn} \leq 1.6\rho_y^{max}$ ), а при понижаючому проникненні фільтрата бурового розчину в пласт  $\rho_{zn} \geq 0,6\rho_y^{min}$  (де  $\rho_y^{max}, \rho_y^{min}$ ) – відповідно максимальне та мінімальне значення уявних електричних опорів. Початкова оцінка електричного опору пропластків визначається аналогічно, тобто по двох найдовших зондах (БК, ІК).

### **3.5 Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом приведених кривих**

Як згадувалось вище, приведена крива електричного каротажу являє собою залежність приведених опорів по зондах БКЗ, ІК, БК від довжини зондів, виражених в одиницях діаметру свердловини. Вона відтворює радіальну зміну УЕО пласта від його присвердловинної зони до незміненої частини пласта. За відсутності проникнення ця залежність буде близькою до прямої лінії, яка паралельна осі абсцис (рис. 3.2). За наявності проникнення приведені опори змінюватимуться монотонно, тому що кожен з них, залежно від ефективного радіусу досліджень, відображає опір на відповідній глибині

неоднорідної зони. Аналіз такої залежності на багатьох моделях показав, що вона відповідає відомому логістичному закону [5].

$$Y_i = \frac{A}{1 + 10^{a+bx_i}} + t, \quad (3.11)$$

де  $A = c - t$ ,  $t = \lg R_{zn}$ ,  $c = \lg R_n$ ;

$a$ ,  $b$  – коефіцієнти, які визначають характер кривої;

$Y_i = \lg R_{np_i}$ ;  $x_i = \lg(L_i / r)$ ;  $r$  – радіус свердловини навпроти пласта.

Ліві асимптоти логістичної кривої відображають опір зони проникнення, а праві – опір пласта. Вони можуть бути визначені шляхом розв'язання рівняння (3.11) відносно асимптот  $c$  і  $t$  [5]:

$$c_i = \frac{y_i - t}{V_i} + t, \quad (3.12)$$

$$t_i = \frac{y_i - cV_i}{1 - V_i}, \quad (3.13)$$

$$V_i = \frac{1}{1 + 10^{a+bx_i}}. \quad (3.14)$$

Оскільки при зміні асимптот ( $c$  і  $t$ ) змінюються параметри  $a$  і  $b$ , то розрахунки проводяться ітеративно. За перше наближення асимптот  $c$  і  $t$  приймаються логарифми заздалегідь сформованих оцінок опору зони проникнення і пласта [5]:

$$c_0 = \lg \rho_{zn}^{(0)}, \quad t_0 = \lg \rho_n^{(0)}. \quad (3.15)$$

Потім визначається коефіцієнти  $a$  і  $b$  у рівнянні шляхом рішення системи Ферхюльета. Далі розраховується теоретична приведена крива [5]:

$$Y_i = \frac{c_0 - t_0}{1 + 10^{a_0 + b_0 x_i}} + t, \quad (3.16)$$

і визначається відносна середня похибка апроксимації [5]:

$$S_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i^T - y_i^\phi}{y_i^\phi} \right|, \quad (3.17)$$

де  $y_i^T$   $y_i^\phi$  – відповідно, розрахована і вхідна величини приведених опорів в логарифмах.

При невеликих значеннях похибки, коли  $S_a \langle CN3$  допускається, що асимптоти задані правильно ( $CN3$  – допустима похибка апроксимації), тобто перші наближення відповідають опорам зони проникнення і пласта. Тоді [5]:

$$\rho_n = 10^c, \quad \rho_{zn} = 10^t \quad (3.18)$$

При невиконанні нерівності  $S_a \langle CN3$  приймається рішення про уточнення асимптот. Якщо пункт «Розрахунок як в програмі Київ» не відмічений, пошук ведеться ітеративно у всіх чотирьох напрямках з вибором напрямку найбільшого поліпшення на кожному етапі.

У режимі «Розрахунок як в програмі Київ» уточнення асимптот відбувається в двох напрямках по черзі. Спочатку визначається напрям (права або ліва асимптота). Для цього визначається параметр, який відображає градієнт приведеної кривої в її новій частині. При понижаючому проникненні [5]:

$$\beta = \frac{\alpha}{\sqrt{(\rho_{np}^{(n)} / \rho_{np}^{(1)} - 1) \times 1.25}}, \quad (3.19)$$

а при підвищуючому проникненні:

$$\beta = \frac{\alpha(\lg \rho_{np}^{(1)} + 0.5)}{\lg(\rho_{np}^{(1)} / \rho_{np}^{(n)}) + 0.5}. \quad (3.20)$$

У виразах (3.19) і (3.20)  $\alpha$  – кутовий коефіцієнт прямої, отриманий шляхом лінійної апроксимації перших трьох значень приведених опорів.

Уточнення лівої асимптоти  $t$  виконується при  $\beta > 0,70$  (підвищує проникнення) і при  $\beta > 0,20$  (понижає проникнення). У інших випадках виконується корекція правої асимптоти. Мінімізація величин  $t$  і  $c$  здійснюється з постійним кроком у напрямку підйому приведеної кривої (асимптота  $t$  при підвищувачому проникненні і асимптота  $c$  при понижаючому проникненні) і у напрямку спаду (асимптота  $t$  при понижаючому проникненні і асимптота  $c$  при підвищувачому проникненні) до тих пір, поки похибка апроксимації не стане мінімальною. При цьому кожного разу для нових значень  $t$  або  $c$  повторюється розрахунок нових значень коефіцієнтів  $a$  і  $b$ . Як бачимо, визначення асимптот є основною процедурою при інтерпретації способом приведених кривих. Через це важливо знати похибку оцінки асимптот, тому що вони є практично похибкою інтерпретації. З цією метою після мінімізації проводяться розрахунки  $c_i$  і  $t_i$  для кожного з інформативних зондів, а потім визначаються їх середньозважені величини і похибки визначення  $c$  і  $t$ . Третім параметром, який визначається при інтерпретації БКЗ і комплексу різнотипних зондів, є діаметр зони проникнення. У режимі «Розрахунок як в програмі Київ» вибирається формула оцінки діаметру зони отримана шляхом регресійного аналізу. Як показує аналіз групи приведених кривих для різних моделей пластів, параметр  $D/d$  головним чином залежить від точки перегину приведеної кривої ( $x_0$ ). Нескладно показати, що [5]:

$$x_0 = 10^{-a/b}. \quad (3.21)$$

Окрім величини  $x_0$ ,  $D/d$  залежить від значень  $\rho_n$  і  $\rho_{zn}$  та їх співвідношень. Статистичний аналіз повного спектру приведених кривих для можливих геоелектричних моделей дозволив встановити такі залежності. Для пластів із понижаючим проникненням [5]:

$$\begin{aligned} D/d = 0,3726x_0 - 1,4515\lg(\rho_{zn} / \rho_c) + \\ 3,2531\lg(\rho_n / \rho_c) + 1,390 \end{aligned} \quad (3.22)$$

а з підвищуючим проникненням [5]:

$$D/d = (3,3011\lg x_0 - 0,9661\lg(\rho_{zn} / \rho_c) - 0,087)2 \quad (3.23)$$

Якщо пункт «Розрахунок як в програмі Київ» не відмічений, за  $D/d$  приймається точка, в якій теоретичний опір, визначений по логістичній кривій, дорівнює середньому арифметичному опору зони і пласта. Таким чином, способом приведених кривих визначаються всі три необхідні параметри:  $\rho_n, \rho_{zn}, D/d$  [5].

### 3.6 Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом мінімізації

Цей спосіб застосовується в тих випадках, коли неможливо побудувати приведену криву, коли цього вимагають параметри налаштування, або як альтернативний спосіб в діалоговому режимі. Визначення параметрів пропластка ( $\rho_n, \rho_{zn}, D/d$ ) здійснюється в наступному порядку. На першому етапі використовуються тільки покази по БКЗ. Перше наближення опору пласта визначається із співвідношень [5]:

$$\rho_n^{(1)} = \begin{cases} \rho_{np}^{(n)} & L^{(n)} < 0.8h \\ \rho_{np}^{(n-1)} & \text{за умови } L^{(n-1)} \leq 0.8h \leq L^{(n)} \\ 1/3(\rho_{np}^{(n-2)} + \rho_{np}^{(n-1)} + \rho_{np}^{(n)}) & L^{(n-1)} > 0.8h \end{cases} \quad (3.24)$$

Перше наближення опору зони проникнення визначається із співвідношень (3.9, 3.10). Уточнення  $\rho_n, \rho_{zn}, D/d$  виконується методом покоординатного направленою градієнта спуску в такій послідовності. Спочатку закріплюється координата  $\rho_{zn} = \rho_{zn}^{(1)}$ . Пошук оптимальної величини  $\rho_{zn}$  виконується шляхом збільшення її у випадку підвищуючого проникнення

фільтрату бурового розчину в пласт, і зменшення у випадку понижаючого проникнення. Для кожного  $\rho_{zn}$  визначається ряд значень  $D/d$  по формулі [5]:

$$(D/d)_i = (CN4)^k, \quad (3.25)$$

де  $i=0,1,2,\dots$ ,

$k$  – показник ступеня.

Далі, при присвоєному  $\rho_{zn}$  для кожного  $(D/d)$  визначається вектор умовних опорів пласта і визначається функція мінімізації [5]:

$$M_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left| \frac{\rho_{ym}ij - \rho_{y\phi}j}{\rho_{y\phi}j} \right| + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{\rho_{y}ij - \rho_{y}i}{\rho_{y}i} \right|, \quad (3.26)$$

де  $\rho_{ym}ij$  – теоретичні (розрахункові) значення уявних опорів градієнт-зондів, які отримані по відомих формулах і палеткам;

$\rho_{y\phi}j$  – вхідні (виміряні) значення уявних опорів по градієнт-зондам, ІК і БК;

$\rho_{y}ij$  – уявні опори по зондах  $i$ -того значення  $D/d$ ;

$\bar{\rho}_{y}i$  – середня величина умовних опорів для  $i$ -того значення  $D/d$ ;

$n$  – загальна кількість зондів.

Визначення  $\rho_{ym}$  здійснюється шляхом інтерполяції по таблиці теоретичних значень  $\rho_y$  для вхідних параметрів  $(L/d, \rho_n, \rho_{zn}, D/d)$ . За оптимальне значення  $D/d$  приймається така його величина, при якій спостерігається мінімум функції, тобто  $M_{min}=M$ . Далі значення  $M_{min}$  порівнюється з порогом і, якщо воно менше допустимого, вважається, що рішення знайдене. Інакше припускається, що неточно задане значення  $\rho_{zn}$ ; воно змінюється на один крок і знову відшукується оптимальне значення  $D/d$ . Процес повторюється до тих пір, поки  $M_{min}$  не стає допустимою, або поліпшення після чергової ітерації стане менше порогового.  $\rho_{zn}, D/d$  які брали участь в набутті оптимального значення функції, приймаються за параметри зони проникнення. За наявності менше чим трьох зондів величина  $D/d$  не

визначається (приймається  $D/d=1$ ). Отримані при оптимальних величинах  $\rho_{zn}$  і  $D/d$  умовні опори пласта приймаються за питомі. На другому етапі виконується аналіз питомих опорів по БКЗ спільно із опорами ІК/БК з метою визначення найбільш вірогідного значення УЕО пропластка. Документація більшості приладів включає палетки для виправлення показів зонда за зону проникнення. Програма Електрометрії виконує поправку за зону проникнення для зондів ІК (6Ф1, 7П1.6, 8В1.4, 3В1) і БК (БК-3) по формулах, отриманих в УкрДГРІ шляхом високоточної апроксимації цих теоретичних таблиць і палеток. Для тих зондів ІК (4В1, 4Ф0.75, 5Ф1.2), для яких розробникам невідома формула поправки за зону проникнення, опір пропластка визначається по комплексних палетках БКЗ-ІК-БК таким чином [5]:

- 1) по  $\rho_{zn}$  і  $D/d$  і опору пласта по БКЗ визначається умовна довжина зонда ІК;
- 2) по умовній довжині і значенню уявного опору, методом мінімізації (аналогічно зонду БКЗ) визначається питомий опір пласта по ІК.

В результаті виходить комплекс питомих опорів по БКЗ, ІК і БК, що дає підстави для визначення найбільш вірогідної оцінки загального опору пропластка.

## **Висновок**

Як видно із наведеного вище матеріалу алгоритм та процес визначення питомого електричного опору пластів-колекторів є доволі складною процедурою. Для достовірного визначення питомого електричного опору гірських порід необхідно використовувати спеціалізовані програмні продукти, одним із таких програмних продуктів, який використовується у вітчизняній нафтогазовій сфері є автоматизована система «Геопошук», зокрема її модуль ELECTRA.

## **4 КОМПЛЕКСНА ОБРОБКА ДАНИХ ЕЛЕКТРИЧНОГО КАРОТАЖУ В АС «ГЕОПОШУК» З МЕТОЮ ВИЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ВЕРХНЬОМАСЛОВЕЦЬКОГО РОДОВИЩА**

### **4.1 Умови проведення каротажу**

На Верхньомасловецькому родовищі бурились свердловини різної категорії: пошкові, розвідувальні та експлуатаційні

Для вирішення завдань нафтопромислової геології і підрахунку запасів нафти і газу у свердловинах виконувався комплекс геофізичних досліджень обумовлений призначенням, геолого-геофізичною характеристикою розрізу, що вивчається, та умовами вимірювань згідно з керівними документами і методичними вказівками Розкриття продуктивних відкладів проводилось долотами 394, 295, 245 і 215 мм. Густина промивної рідини, яка застосовувалась для розкриття продуктивних горизонтів складала 1120-1400 кг/м<sup>3</sup>. Буровий розчин оброблявся хімічними реагентами (КМЦ, ССБ, кальцинованою содою і ін.), які змінюють електрохімічну активність порід, і в першу чергу нівелюють криву потенціалів самочинної поляризації (ПС). Питомий електричний опір промивної рідини у пластових умовах змінюється від 0,2 (1-Верхньомасловецька) до 5,0 Омм (27-Орівська). [6].

### **4.2 Виділення колекторів і визначення ефективних товщин**

Будова Верхньомасловецького нафтового родовища доволі складна в стратиграфічному, тектонічному, літологічному та петрографо-мінералогічному плані. Перспективними на нафту на Верхньомасловецькому родовищі є менілітові відклади палеогенової системи та стрийські відклади крейдової системи. Менілотові відклади, як колектори нафти є розповсюдженими по всій території Бориславсько-Покутської зони і

досліджені в доволі повній мірі. Щодо порід-колекторів стрийської світи, то вони вивчені в меншій мірі і характеризуються доволі складною будовою.

Менілітові продуктивні пласти представлені алевролітами і пісковиками.

Пісковики, які вивчалися у шліфах, це темно-сірі іноді бурувато-сірі кварцові низькокарбонатні дрібнозернисті, переважно із поровим карбонатним цементом. Уламковий матеріал в породі погано відсортований за розміром представлений напівкутастими і напівобкатаними зернами кварцу. Окрім кварцу в уламковій частині спостерігаються поодинокі зерна польового шпату, лусочки мусковіту і гідрослюди. Текстура безладна. Структура порід алевропсамітова, різно-середньо-дрібнопсамітова [6].

Алевроліти менілітових відкладів кварцові різнозернисті, дуже часто це перешарування світло- і темносірих прошарків із поровим глинистим цементом. В породі зустрічаються поодинокі зерна лейкоксену і піриту. Уламковий матеріал в породі розподілений пошарово-нерівномірно як за вмістом так по розміру, і представлений переважно крупно-алевритовими і дрібно, піщаними зернами кварцу, напівобкатаної і напівкутастої форми. У шліфі порода просічена карбонатними прожилками. Текстура тонкошарувата. Структура породи псамоалевритова, інколи крупнозерниста. алевритова.

Нафтовий поклад стрийських відкладів приурочений до алевроліто-піщаних горизонтів, адже там колекторами служать пісковики та алевроліти.

Пісковики кварцові, від світло-сірого до темно-сірого кольору, середньо-дрібнозернисті із поровим, переважно карбонатним ущільненим цементом. В шліфі під мікроскопом порода складається із уламкової частини та порового по складу, карбонатного цементу. Уламкова частина погано відсортована та представлена кутастими алевритового розміру і напівобкатаними дрібно-піщанистого розміру кварцовими зернами. Інколи в породі зустрічаються поодинокі зерна польового шпату, одиничні дрібні уламки кременистих, кварцитовидних порід, поодинокі лусочки мусковіту та

зерна глауконіту. Структура алевропсамітова дрібно- та середньозерниста. Текстура в основному безладна, інколи плямиста.

Алевроліти стрийської світи темно-сірі, сірі, кварцеві різно- та крупнозернисті із базальним або іноді поровим карбонатним цементом. У шліфі уламковий матеріал розподіляється нерівномірно та в основному складається із напівкутастих та кутастих алевритових зерен кварцу. Інколи в породі спостерігаються поодинокі зерна глауконіту, польового шпату, лусочки мусковіту. Основною складовою базального цементу становить тонкозернистий кальцит. Структура різнозерниста. псамоалевритова. Текстура безладна [6].

Для виділення колекторів і оцінки характеру їх насичення використовувались усі виконані методи геофізичних досліджень свердловин, висновки за результатами інтерпретації ГДС, результати випробування та гідродинамічних досліджень, дані лабораторних досліджень кернового матеріалу.

Основою для виділення колекторів є виконаний комплекс геофізичних досліджень свердловин у масштабі глибин 1:200 (рис. 4.1 ) і результати випробування. На діаграмах ГДС у продуктивних відкладах за якісними і кількісними ознаками виділялись можливі пласти-колектори.

Ознаки пластів-колекторів такі: підвищене значення питомих опорів, наявність глинистої кірки на кавернограмах, низька гамма-активність порід (до 8 мкР/год), від'ємні амплітуди ПС. Ефективність того чи іншого методу при виділенні пластів-колекторів є різною.

Оцінюючи наявний комплекс матеріалів ГДС, можна зробити висновок, що жоден з методів не дає повної і однозначної відповіді щодо виділення колекторів, а тільки доповнює один одного. Значну роль при виділенні пластів-колекторів відіграють прямі ознаки наявності вуглеводнів, одержані при проведенні газового каротажу. Нажаль в жодній свердловині даного родовища газовий каротаж не виконувався.



Для обґрунтування якісних і кількісних параметрів з метою поділу пісковиків і алевролітів на колектори і не колектори враховано погіршення колекторських властивостей, яке пов'язане зі збільшенням кількості цементу. Ріст кількості карбонатного або кремневого матеріалу призводить до появи високоомних прошарків.

На кривих гамма-каротажу граничні значення колектор-неколектор знаходиться на рівні 6-8 мкР/год в залежності від діаметра стовбура свердловини, типу промивної рідини, глибинної апаратури та інших причин технічного характеру.

Враховуючи вище наведені критерії, виділення ефективних товщин проводилось у два етапи. На першому етапі за даними комплексу ГДС виділені усі можливі пласти колектори. За граничними геофізичними ознаками виключались щільні і глинисті прошарки. Після визначення за методами ГДС пористості пластів уточнювались їх ефективні товщини. До уваги брались пласти з пористістю рівною або більшою 7 %. Такі значення пористості при підрахунку запасів приймалися за кондиційні.

У свердловинах, де деталізаційний комплекс не виконувався у продуктивній частині, колектори виділялися за даними стандартного і радіоактивного каротажів, що виконувались у масштабі глибин 1:500.

#### **4.3 Визначення питомого електричного опору пластів у свердловині №102-Верхньомасловецька за допомогою АС «Геопшук». Встановлення характеру насичення пластів-колекторів**

Свердловина № 102-Верхньомасловецька проектною глибиною 1422 м пробурена на Верхньомасловецькій площі, яка розташована на території Львівської області. Дана свердловина відноситься до експлуатаційної. Закаротований вибій свердловини знаходиться на глибині – 1420 м. Конструкція свердловини подана у таблиці 4.1.

На основі міжсвердловинної кореляції запропоновано наступне

літолого-стратиграфічне розчленування виявленого розрізу:

- 0 - 1182 м – K<sub>2st</sub> – стрийська світа, верхній відділ крейдяної системи;
- 1182-1362 м – P<sub>3ml</sub> – менілітові відклади, олігоценний відділ палеогенової системи;
- 1362-вибій м – P<sub>2bs</sub> – бистрицькі відклади, олігоценний відділ палеогенової системи.

Таблиця 4.1 – Конструкція свердловини №102-Верхньомасловецька

Діаметр долота, мм	До глибини, м	Діаметр колони, мм	До глибини, м
311,15	307	426	42,5
215,9	1422	245	306,7

Відповідно до геолого-технологічного нряду (ГТН) у свердловині виконані методи електричного каротажу (БКЗ, БК, ІК, МК), а також РК, інклінометрії, термометрії, профілетрії у відкритому стовбурі. Дослідження БМК не виконувалися по технічних причинах. На якість виконання методу акустичного каротажу вплинули складові компоненти полімерного безглинистого бурового розчину, зокрема при підйомі приладу АКВ під час реєстрації відбулося налипання розчину на випромінювачі і приймачі звукового сигналу, внаслідок чого швидкість проходження хвилі спотворена. Обробці підлягає тільки інтервал 1200-1418 м. При інтерпретації для оцінки пористості пластів-колекторів використовувався метод ННК.

Свердловина пробурена з ускладненнями технічного порядку, які вплинули на якість геофізичних досліджень. При вибої 1277 м в свердловині відбулося поглинання полімерного безглинистого бурового розчину. З метою ліквідації поглинання буровий розчин оброблявся хімічними реагентами з добавками барокарпа, крейди, тирси, товченої шкірки горіха в межах 50-200 кг на 1 м<sup>3</sup> з досягненням питомої ваги  $\gamma=1,14-1,16$  г/см<sup>3</sup>. При подальшому бурінні до проектної глибини спостерігалось проникнення фільтрату бурового розчину в продуктивні пласти-колектори менілітових відкладів, що підтверджується даними виконаних досліджень профілетрії-кавернометрії

(колоподібне звуження діаметру стовбура свердловини з глибини 1230 м до 1420 м, а також в пластах-колекторах стрийських відкладів), що вплинуло на якість проведення геофізичних методів: МК, АК, ГК, НГК, термометрії.

Згідно ГТН відмічено порушення інтервальності виконання досліджень ГДС. Проектні глибини 750 м, 1150 м, 1422 м, а фактично комплекс ГДС виконаний при глибині 1420 м.

Використовуючи автоматизовану систему обробки та інтерпретації даних ГДС «Геопошук» згідно правил, викладених у розділі 2 мною в геологічному розрізі свердловини №102-Верхньомасловецька було виділено 69 потенційних пластів-колекторів (табл. 4.2). В наступному відповідно до теоретичних засад, викладених у розділі 3 мною за допомогою АС «Геопошук» визначено питомий електричний опір виділених пластів та питомий опір електричний опір зони проникнення цих пластів (табл. 4.2). Літологічна характеристика виділених пластів. крім методів БКЗ, БК та ІК, також визначалась за даними інших методів (МК, АК, ГК, НГК, ННК-Т) (рис. 4.2). Характер насичення виділених пластів-колекторів встановлювався на основі порівняння їх питомого електричного опору із опором зони проникнення. Щільні, непроникні пласти характеризуються двошаровими кривими зондування (рис. 4.3), водоносні пласти-колектори характеризуються тришаровими кривими зондування із підвищуючим проникнення фільтрата бурового розчину в пласт ( $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_{п}$ ) (рис. 4.4), нафтонасичені – понижуючим проникненням фільтрата бурового розчину в пласт ( $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_{п}$ ) (рис. 4.5). В загальному в геологічному розрізі виділено 15 щільних пластів, 6 пластів із невстановлених характером насичення, 2 нафтоводонасичених, 15 водонасичених та 31 нафтонасичений.

Питомий електричний опір нафтонасичених пластів-колекторів змінювався в межах від 8,4 Ом до 49,8 Ом, а питомий електричний опір зони проникнення – від 1,6 Ом до 13,1 Ом.

Таблиця 4.2 – Результатів комплексної обробки даних електричного каротажу по свердловині №102-Верхньомасловецька

№ п/п	Глибина залягання покр, м	Глибина залягання підош, м	h, м	$\rho_c$ , Омм	$d_c$ , мм	$\rho_{зп}^{БКЗ}$ Омм	$\rho_{п}^{БКЗ}$ Омм	$\rho_{п}^{БК}$ Омм	$\rho_{п}^{ІК}$ Омм	$\rho_{п}^{приймає}$ Омм	$\Delta T$ , мкс/м	$I_\gamma$ , мкР/год	$I_{пу}$ , ум.од	$I_{п^{вз}}$ , ум.од.	$I_{п^{мз}}$ , ум.,од.	Літологія	Насичення
1	601,0	602,6	1,6	0,15	213,2			20,0	16,5	20,0		5,3	1,7	7,9	2,0	Алевроліт піщанистий	Щільний
2	605,2	611,2	6,0	0,15	214,8		19,3	17,8	20,0	19,3		5,3	1,5	5,0	1,8	Алевроліт піщанистий	Щільний
3	614,8	616,6	1,8	0,15	211,5			17,8	18,9	17,8		5,5	1,8	8,0	2,1	Алевроліт піщанистий	Щільний
4	639,6	640,8	1,2	0,15	209,9			35,9	25,6	25,6		5,0	2,1	10,2	2,4	Алевроліт піщанистий	Щільний
5	654,0	656,8	2,8	0,15	213,8			22,4	25,1	22,4		5,3	1,8	7,7	2,1	Пісковик алевролітистий	Можливо нафтонасичений
6	660,6	664,2	3,6	0,15	215,6		19,9	20,0	20,0	19,9		6,2	1,5	5,5	1,9	Алевроліт піщанистий	Щільний
7	664,2	669,4	5,2	0,15	215,3		17,5	14,1	17,0	17,5		6,4	1,6	5,2	1,9	Алевроліт піщанистий	Щільний
8	678,0	684,8	6,8	0,15	213,0		24,0	28,2	31,1	24,0		5,1	1,7	7,6	2,1	Пісковик алевролітистий	Можливо нафтонасичений
9	698,8	709,2	10,4	0,15	214,2		17,4	20,0	18,0	17,4		5,3	1,6	6,3	1,9	Пісковик глинистий	Можливо нафтонасичений
10	710,6	724,6	14,0	0,15	207,9	12,4	25,2	25,1	26,4	25,2		4,1	2,0	8,1	2,2	Пісковик алевролітистий	Нафтонасичений
11	726,0	727,4	1,4	0,15	225,0			15,0	16,4	15,0		5,5	1,9	8,2	2,2	Пісковик глинистий	Нафтоводонасичений
12	756,4	760,8	4,4	0,15	211,8	6,1	27,0	20,0	39,9	27,0		4,1	1,9	8,4	2,2	Пісковик	Нафтонасичений
13	764,6	768,8	4,2	0,15	210,0	7,6	28,2	28,2	46,3	28,2		3,5	2,1	10,5	2,4	Пісковик	Нафтонасичений
14	769,8	773,8	4,0	0,15	213,7	9,5	29,9	22,4	28,2	29,9		4,1	1,7	6,5	2,0	Пісковик	Нафтонасичений
15	774,6	779,4	4,8	0,15	207,8	7,4	35,9	24,1	35,5	35,9		4,1	1,9	7,8	2,2	Пісковик	Нафтонасичений
16	783,2	787,2	4,0	0,15	216,9	6,5	27,9	31,6	66,2	27,9		3,4	2,0	8,4	2,3	Пісковик	Нафтонасичений
17	787,2	790,8	3,6	0,15	210,8	8,4	31,5	20,0	28,0	31,5		3,6	1,7	7,2	2,1	Пісковик	Нафтонасичений
18	791,8	805,0	13,2	0,15	213,2	7,8	31,4	22,4	31,9	31,4		4,2	1,7	7,0	2,1	Пісковик	Нафтонасичений
19	805,8	821,0	15,2	0,15	212,3	5,6	47,2	39,8	56,2	47,2		3,9	1,9	8,7	2,2	Пісковик	Нафтонасичений
20	821,0	824,8	3,8	0,15	213,2	6,5	36,1	21,6	37,9	36,1		4,8	1,6	5,8	2,0	Пісковик	Нафтонасичений
21	824,8	828,0	3,2	0,15	209,2	4,2	16,4	13,0	13,6	16,4		5,9	1,3	4,7	1,7	Пісковик алевролітистий	Нафтонасичений
22	831,4	839,6	8,2	0,15	212,3	5,7	33,6	28,2	34,7	33,6		3,6	2,0	8,9	2,3	Пісковик	Нафтонасичений
23	842,6	851,8	9,2	0,15	213,2	4,9	23,3	22,4	24,2	23,3		4,5	1,6	6,5	2,0	Пісковик	Нафтонасичений
24	853,2	860,8	7,6	0,15	213,4	6,8	24,8	22,4	29,6	24,8		4,3	1,6	6,5	2,0	Пісковик	Нафтонасичений
25	862,2	870,0	7,8	0,15	210,3	7,9	38,8	31,6	43,0	38,8		3,5	1,8	7,9	2,2	Пісковик	Нафтонасичений
26	879,0	884,8	5,8	0,15	206,7	8,2	16,9	11,0	21,7	16,9		2,7	1,8	7,4	2,2	Пісковик	Нафтоводонасичений
27	897,0	901,6	4,6	0,15	210,9	14,3	12,1	9,0	14,7	12,1		2,5	1,9	7,4	2,2	Пісковик	Водонасичений
28	904,4	910,4	6,0	0,15	206,7	6,3	34,5	28,2	31,5	34,5		4,2	1,7	7,3	2,1	Пісковик	Нафтонасичений
29	914,0	915,6	1,6	0,15	210,4			10,5	11,9	10,5		4,0	1,9	8,6	2,3	Пісковик	Водонасичений
30	920,8	922,8	2,0	0,15	206,0	12,4	4,3	4,7		4,3		2,4	1,7	5,4	2,0	Пісковик	Водонасичений
31	922,8	930,6	7,8	0,15	211,8	13,8	10,4	7,8	20,0	10,4		2,2	1,8	7,2	2,2	Пісковик	Водонасичений
32	931,2	952,6	21,4	0,15	206,8	14,2	10,2	7,8	11,0	10,2		3,8	1,7	6,0	2,0	Пісковик	Водонасичений
33	959,0	961,4	2,4	0,15	211,9			8,0	10,1	8,0		3,6	1,8	7,0	2,1	Пісковик	Водонасичений
34	961,4	964,8	3,4	0,15	208,1	11,3	9,5	5,1	10,0	9,5		3,5	1,6	6,2	2,0	Пісковик	Водонасичений
35	964,8	970,0	5,2	0,15	208,0	6,4	4,9	5,1	8,8	4,9		3,2	1,9	8,0	2,2	Пісковик	Водонасичений
36	972,0	973,2	1,2	0,15	204,5			5,2	8,2	5,2		3,2	1,8	7,0	2,3	Пісковик	Водонасичений
37	974,2	976,8	2,6	0,15	205,6			8,9	10,3	8,9		2,9	2,1	10,2	2,3	Пісковик ущільнений	Щільний
38	976,8	980,8	4,0	0,15	206,1	7,8	6,2	3,9	6,6	6,2		2,7	1,8	6,7	2,1	Пісковик	Водонасичений
39	980,8	983,8	3,0	0,15	205,9			13,5	39,2	13,5		2,3	2,3	11,2	2,5	Пісковик ущільнений	Щільний
40	983,8	989,6	5,8	0,15	205,0	11,2	7,9	3,6	4,7	7,9		3,0	1,8	6,0	2,0	Пісковик	Водонасичений
41	989,6	993,8	4,2	0,15	204,1	4,3	2,7	2,2	2,2	2,7		2,7	1,7	5,7	2,0	Пісковик	Водонасичений
42	996,0	997,4	1,4	0,15	208,1	2,1	11,0	13,0	27,2	11,0		4,9	1,6	7,0	2,1	Пісковик	Нафтонасичений
43	1002,0	1004,8	2,8	0,15	204,3	6,7	4,2	4,8	7,3	4,3		3,7	1,6	6,9	2,1	Пісковик алевролітистий	Водонасичений
44	1004,8	1010,8	6,0	0,15	207,9	2,3	16,8	10,8	17,7	16,8		5,1	1,6	6,4	2,0	Пісковик алевролітистий	Нафтонасичений

№ п/п	Глибина залягання покр, м	Глибина залягання підощ, м	h, м	$\rho_c$ , Омм	$d_c$ , мм	$\rho_{зп}^{БКЗ}$ Омм	$\rho_{п}^{БКЗ}$ Омм	$\rho_{п}^{БК}$ Омм	$\rho_{п}^{ІК}$ Омм	$\rho_{п}^{прийняте}$ Омм	$\Delta T$ , мкс/м	$I_{\gamma}$ , мкР/год	$I_{пу}$ , ум.од	$I_{п}^{вз}$ , ум.од.	$I_{п}^{мз}$ , ум.,од.	Літологія	Насичення
45	1017,0	1019,0	2,0	0,15	211,6			7,9	10,7	7,9		7,6	1,2	4,3	1,7	Алевроліт	Щільний
46	1055,2	1065,8	10,6	0,15	205,9		14,9	17,2		14,9		6,3	1,6	5,2	1,9	Алевроліт	Щільний
47	1081,8	1107,0	25,2	0,15	210,7		19,2	17,8	17,8	19,2		6,6	1,5	4,8	1,8	Алевроліт	Щільний
48	1115,0	1116,2	1,2	0,15	203,0			20,0	30,7	20,0		5,1	1,8	8,4	2,4	Пісковик глинистий	Щільний
49	1118,4	1120,0	1,6	0,15	200,1			25,1	32,8	25,1		4,0	2,0	8,5	2,3	Пісковик алевролітистий	Можливо нафтонасичений
50	1120,0	1122,2	2,2	0,15	200,5			31,4	78,8	31,4		3,8	2,5	13,0	2,7	Пісковик алевролітистий	Щільний
51	1123,8	1131,2	7,4	0,15	203,7		41,6	31,6	31,6	31,6		4,7	2,3	8,7	2,2	Пісковик ущільнений	Можливо нафтонасичений
52	1140,0	1142,2	2,2	0,15	206,8	8,7	26,8	32,0	18,9	26,8		6,2	1,6	6,3	2,0	Пісковик глинистий	Нафтонасичений
53	1161,2	1163,8	2,6	0,15	204,0	12,3	29,2	39,8	44,7	29,2		4,6	2,3	11,7	2,5	Пісковик глинистий	Нафтонасичений
54	1168,0	1173,6	5,6	0,15	206,7	2,7	32,4	25,1	44,7	25,1		5,6	1,5	6,4	2,0	Пісковик глинистий	Нафтонасичений
55	1178,6	1181,8	3,2	0,15	197,8		33,8	18,4	31,6	18,4		4,7	2,5	12,3	2,6	Пісковик ущільнений	Щільний
56	1193,0	1208,6	15,6	0,15	199,7		13,9	10,7	28,2	10,7	306,6	7,1	1,5	4,5	1,7	Пісковик глинистий	Можливо нафтонасичений
57	1260,8	1270,4	9,6	0,15	189,8	5,6	32,0	20,0	30,5	20,0	321,2	7,9	1,3	3,9	1,7	Пісковик глинистий	Нафтонасичений
58	1271,0	1279,0	8,0	0,15	185,2	3,2	23,0	13,1	21,3	13,1	264,6	3,3	1,7	5,8	2,0	Пісковик	Нафтонасичений
59	1280,4	1282,0	1,6	0,15	186,5	2,8	8,4	8,9	12,5	8,4	249,3	4,9	1,5	5,0	1,9	Пісковик	Нафтонасичений
60	1285,0	1295,8	10,8	0,15	186,5	1,7	43,4	34,7	45,9	43,4	269,3	3,5	1,8	7,3	2,2	Пісковик	Нафтонасичений
61	1296,6	1299,6	3,0	0,15	185,8	6,2	14,0	14,1	11,3	14,0	282,5	7,2	1,4	4,7	1,9	Пісковик глинистий	Нафтонасичений
62	1303,6	1304,6	1,0	0,15	172,4	7,2	13,2	14,1	13,4	13,2	308,0	7,0	1,6	7,3	2,2	Пісковик глинистий	Нафтонасичений
63	1311,8	1317,4	5,6	0,15	185,6	13,1	26,4	22,4	28,2	26,4	290,6	8,9	1,3	3,5	1,6	Пісковик глинистий	Нафтонасичений
64	1320,0	1327,0	7,0	0,15	184,8	1,6	49,8	35,8	79,4	49,8	266,9	5,1	1,6	5,6	2,0	Пісковик алевролітистий	Нафтонасичений
65	1328,4	1330,4	2,0	0,15	181,0	4,7	12,4	14,1	19,5	12,4	275,3	4,4	1,8	7,3	2,2	Пісковик	Нафтонасичений
66	1340,0	1341,4	1,4	0,15	171,0			6,0	9,3	6,0	315,0	6,7	1,5	4,8	1,9	Пісковик глинистий	Щільний
67	1342,6	1361,8	19,2	0,15	174,9	6,5	22,0	11,2	50,0	22,0	275,5	3,0	1,8	7,3	2,2	Пісковик	Нафтонасичений
68	1408,2	1411,0	2,8	0,15	158,8	8,1	3,1	2,9	3,5	3,1	266,9	3,7	1,9	7,5	2,3	Пісковик	Водонасичений
69	1413,6	1415,2	1,6	0,15	159,8	9,6	5,1	5,3	4,8	5,1	229,5	5,4	1,9	9,4	2,4	Пісковик алевролітистий	Водонасичений

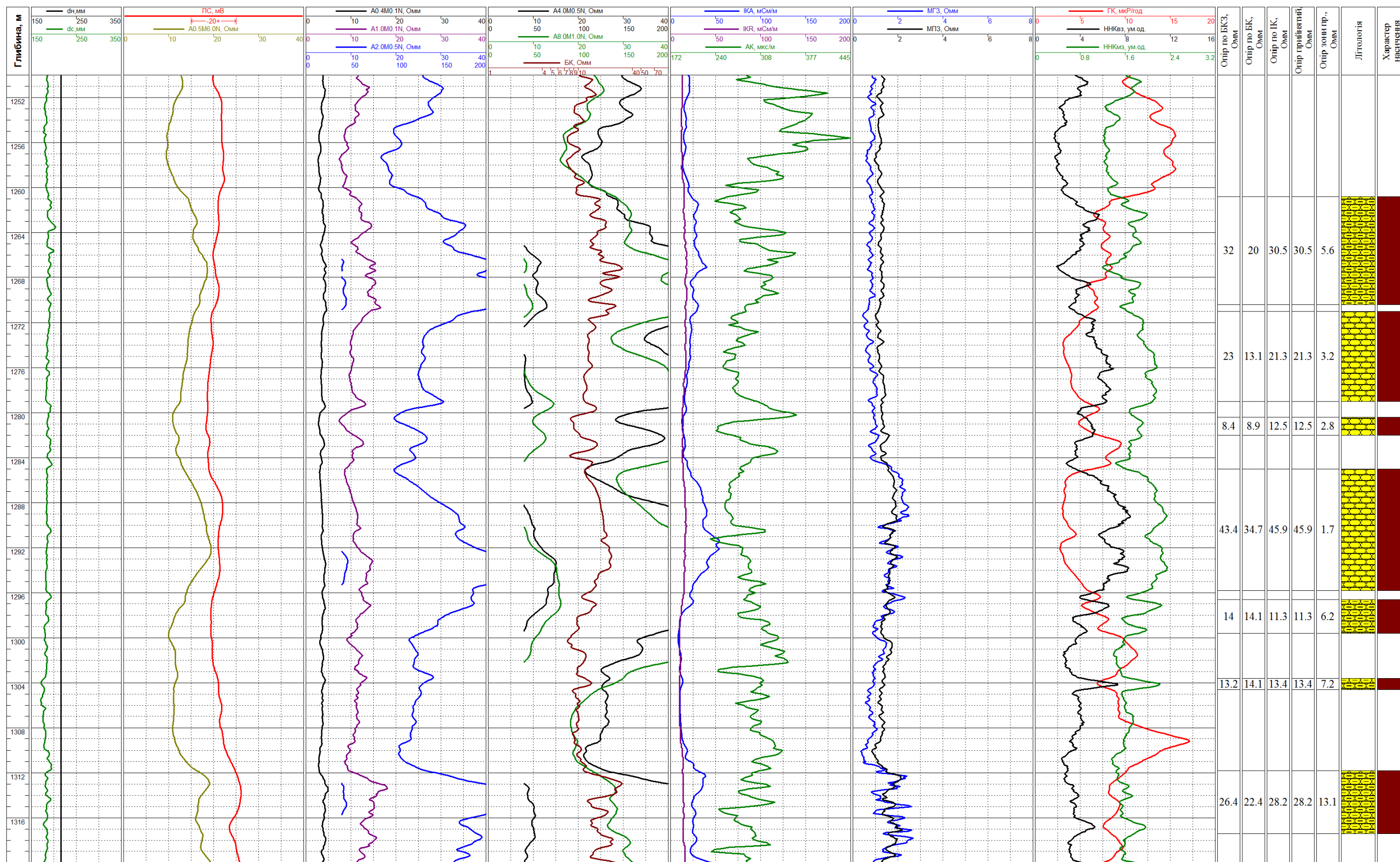


Рисунок 4.2 – Фрагмент планшета комплексу методів ГДС виконаних у св. №102-Верхньомасловецька (інт.1320-1420 м)

### Свердловина 102// Верхньомасловецька

Прошарок №46 h=10.6 м (1055.2-1065.8 м) Dc=0.206 м Rc=0.150 Омм

Ім'я	L 1/2	Відлік Ry	Rnp	Leф	Rп	Зонд	%(Ry)%(Rnp)
GZ1	0.45	3.74 3.74	15.13	0.45	14.9	A0.4M0.1N	298% 2%
GZ2	1.05	11.22 11.22	11.94	1.05	14.9	A1M0.1N	33% 25%
GZ3	2.25	25.95 25.95	15.49	2.25	14.9	A2M0.5N	43% 4%
GZ4	4.25	28.09 28.09	14.8	4.25	14.9	A4M0.5N	47% 1%
GZ5	8.5	20.26 20.26	14.51	8.5	14.9	A8M1N	26% 3%
PZ	0.5	12.57 19.51	19.51	0.5	21.82	N6M0.5A	24% 24%
БК	1.2	14.72 16.85	16.85	1.45	17.25	БК-3	12% 12%
ІКА	1.2	16.31 58.47	58.47	1.83		6Ф1	

#### РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:

Проникнення відсутнє

(2-слоєне середовище)

Питомий опір прошарку Rп: 14.90 Омм

Питомий опір прошарку за ІК: -

Питомий опір прошарку за БК: 17.25 Омм

Питомий опір прошарку за БКЗ: 14.90 Омм

Середня відносна похибка: 19%

Розраховано методом мінімізації

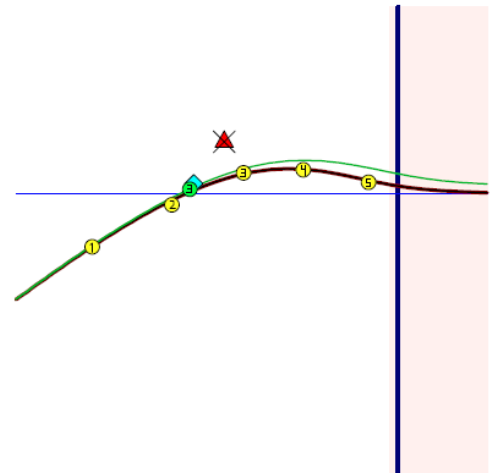


Рисунок 4.3 – Приклад фактичної кривої зондування, отриманої при комплексній інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК у щільному пласті-алевроліті

### Свердловина 102// Верхньомасловецька

Прошарок №30 h=2.0 м (920.8-922.8 м) Dc=0.206 м Rc=0.150 Омм

Ім'я	L 1/2	Відлік Ry	Rnp	Leф	Rп	Зонд	%(Ry)%(Rnp)
GZ1	0.45	2.593 2.593	4.948	0.45	1.072	A0.4M0.1N	26% 142%
GZ2	1.05	5.599 5.599	4.287	1.05	4.287	A1M0.1N	63% 43%
GZ3	2.25	13.43 13.43	7.761	2.25	13.43	A2M0.5N	
GZ4	4.25	14.47 14.47	8.77	4.25	14.47	A4M0.5N	
GZ5	8.5	15.64 15.64	11.87	8.5	15.64	A8M1N	
PZ	0.5	8.393 12.27	12.27	0.5	12.18	N6M0.5A	35% 5%
БК	1.2	5.833 6.831	6.831	1.4	4.703	БК-3	18% 29%
ІКА	1.2	12.09 79.41	79.41	2.63		6Ф1	

#### РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:

Відносна діаметр зони Dзп/Dc: 3.2

Питомий опір зони Rзп: 12.39 Омм

Питомий опір прошарку Rп: 4.29 Омм

Питомий опір прошарку за ІК: -

Питомий опір прошарку за БК: 4.70 Омм

Питомий опір прошарку за БКЗ: 4.29 Омм

Середня відносна похибка: 7%

Розраховано методом мінімізації

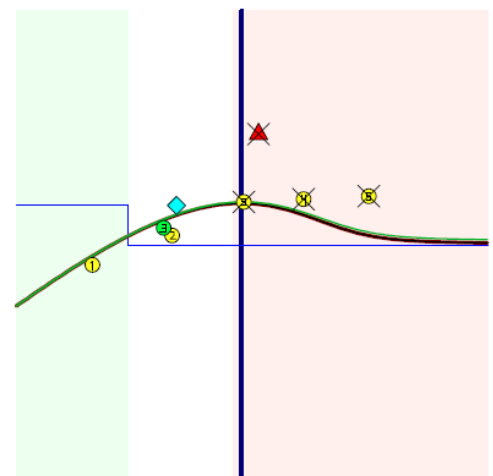


Рисунок 4.4 – Приклад фактичної кривої зондування, отриманої при комплексній інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК у водонасиченому пласті-пісковіку

**Свердловина 102//  
Верхньомасловецька**

Прошарок №60 Песчаник h=10.8 м (1285.0–1295.8 м) Dc=0.187 м Rc=0.150 Омм

Ім'я	L 1/2	Відлік	Ry	Rпр	Leф	Rп	Зонд	%(Ry)%(Rпр)
GZ1	0.45	3.49	3.49	7.383	0.45	43.41	A0.4M0.1N	16% 23%
GZ2	1.05	10.83	10.83	9.476	1.05	43.41	A1M0.1N	4% 82%
GZ3	2.25	34.43	34.43	20.4	2.25	43.41	A2M0.5N	6% 29%
GZ4	4.25	58.09	58.09	27.69	4.25	43.41	A4M0.5N	3% 18%
GZ5	8.5	76.36	76.36	39.11	8.5	43.41	A8M1N	1% 4%
PZ	0.5	18.52	29.97	29.97	0.5	77.45	N6M0.5A	32% 67%
БК	1.2	19.47	21.72	21.72	1.45	34.72	БК-3	27% 3%
ІКА	1.2	42.92	21.56	21.56	3.54	45.82	6Ф1	2% 44%

**РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:**

Відносн. діаметр зони Dзп/Dc: 3.9  
 Питомий опір зони Rзп: 1.97 Омм  
 Питомий опір прошарку Rп: 43.41 Омм  
 Питомий опір прошарку за ІКА: 45.82 Омм  
 Питомий опір прошарку за БК: 34.72 Омм  
 Питомий опір прошарку за БКЗ: 43.41 Омм  
 Середня відносна похибка: 11%

Розраховано методом мінімізації

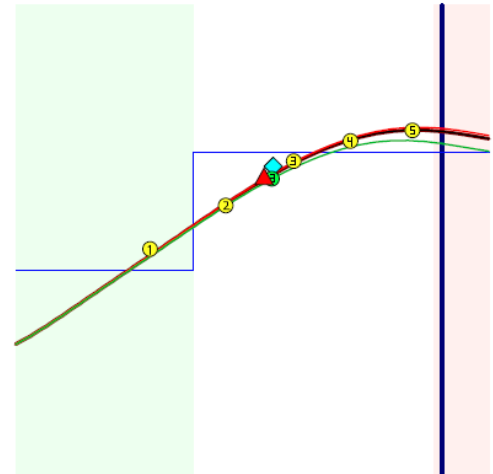


Рисунок 4.5 – Приклад фактичної кривої зондування, отриманої при комплексній інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК у нафтонасиченому пласті-пісковнику

## Висновок

За допомогою АС «Геопошук» у свердловині №103-Верхньомасловецька було виділено кілька перспективних колекторів. Встановлено різний характер насичення пластів: водо-, нафти- та газонасичені зони. Результати можуть бути використані для уточнення геологічної моделі площі та проектування подальших робіт (випробування, освоєння).

## ВИСНОВКИ

Для досягнення поставленої в бакалаврській роботі мети мною було вирішено наступні завдання:

- подано методику встановлення границь пластів та зняття характерних значень геофізичних параметрів із кривих БКЗ, БК та ІК;
- подано методику комплексної обробки та інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК за допомогою АС «Геопошук»;
- визначено питомий електричний опір пластів-колекторів Верхньомасловецького нафтового родовища і зони проникнення шляхом співставлення вимірних значень уявного питомого опору з палеточними значеннями за допомогою АС «Геопошук»;
- за даними питомого електричного опору пластів-колекторів та питомого електричного опору зони проникнення фільтрату бурового розчину в пласти встановлено характер насичення пластів-колекторів Верхньомасловецького нафтового родовища.

**ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА**

1. Коваль, Я. М. Обробка і інтерпретація даних ГДС : конспект лекцій. Ч.2/ Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 105 с.
2. Красножон М. Д., Косаченко В. Д., Тульчинський В. Г. [та ін.]. Методичне керівництво по вивченню комп'ютеризованої технології "Геопошук": навчальний посібник для студентів спеціальностей за напрямом "Геологія". Івано-Франківськ: Факел ІФНТУНГ, 2003. 102 с.
3. Красножон М. Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням компютерної технології "Геопошук". М. Д. Красножон, В. Д. Косаченко. Монографія. К.: УкрДГРІ, 2007. 254 с.
4. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин : навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
5. Красножон М. Д. Методика та комп'ютеризована технологія комплексної інтерпретації електрокаратажу на нафтогазових свердловинах. Київ, вид. УкрДГРІ. 2001 р. 83 с.
6. Геолого-економічна оцінка запасів нафти і газу Верхньомасловецького родовища: звіт про НДР (заключний) ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта»; кер. Ю. Л. Мончак. Івано-Франківськ, 2005 р. 296 с.
7. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

## БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Комплексна обробка даних електричного каротажу в АС «Геопошук» з метою визначення характеру насичення порід-колекторів Верхньомасловецького нафтового родовища».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 54 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 14 слайдів.

---

Віталій ЛУТЧИН