

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

Факультет природничих наук  
Кафедра нафтогазової геофізики

**Карпенко Богдан Анатолійович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК  
550.8

## МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Удосконалення методики виділення порід-колекторів в геологічному розрізі

Липоводолинського родовища за результатами геофізичних досліджень

свердловин

(назва роботи)

Геофізика

(назва освітньої програми)

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

**Б. А. Карпенко**

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий  
керівник

Коваль Ярослав Миколайович, к.г.н., 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

**В. В. Федорів**

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

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

Івано-Франківськ – 2025 р

**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу**

Факультет природничих наук  
Кафедра нафтогазової геофізики  
Освітній ступінь магістр  
Спеціальність 103 «Науки про Землю»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Зав. кафедри НГГ  
доц. Федорів В. В.  
“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Карпенку Богдану Анатолійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Удосконалення методики виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин

Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович

Затверджена наказом закладу вищої освіти від «04» грудня 2025 р. №751/7.

2. Строк подання студентом роботи 18 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Завдання на магістерську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища. Спеціалізована література.

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

1) Перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів.

2) Вступ.

3) Аналіз сучасних методів та методик виділення порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин.

4) Геологічна будова Липоводолинського родовища.

5) Методи та технологія проведення геофізичних досліджень свердловин.

6) Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського родовища за стандартною методикою.

7) Підвищення достовірності виділення порід-колекторів Липоводолинського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин.

8) Висновки.

9) Перелік використаних джерел.

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

Презентація у кількості 12 слайдів

## 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.	Аналіз сучасних методів та методик виділення порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин.	03.11.2025-13.11.2025	
2.	Геологічна будова Липоводолинського родовища	14.11.2025-20.11.2025	
3	Методи та технологія проведення геофізичних досліджень свердловин.	21.11.2025-27.11.2025	
4.	Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського родовища за стандартною методикою.	28.11.2025-04.12.2025	
5.	Підвищення достовірності виділення порід-колекторів Липоводолинського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин.	05.12.2025-15.12.2025	
6.	Перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів. Вступ. Висновки. Перелік використаних джерел.	16.12.2025-18.12.2025	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

*Карпенко Б.А.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

*Коваль Я. М.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Магістерська робота на тему «Удосконалення методики виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин» складається із п'яти розділів і містить 69 сторінок, 2 таблиці, 7 рисунків та 20 літературних джерел.

Магістерська робота присвячена підвищенню достовірності виділення порід-колекторів Липоводолинського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин. У роботі виконано аналіз сучасних методів та методик інтерпретації ГДС, детально охарактеризовано геологічну будову родовища, проаналізовано петрофізичні властивості продуктивних горизонтів та проведено зіставлення якісних і кількісних ознак колекторів. Особливу увагу приділено чинникам, що призводять до недостовірності літологічного розчленування та оцінки насичення, а також запропоновано використовувати комплексне зіставлення кривих геофізичних досліджень свердловин із нормалізованими кривими каротажу для виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища. Результати дослідження дозволили виділити в геологічному розрізі Липоводолинського родовища породи-колектора та уточнити їх границі.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, породи-колектори, петрофізичні параметри, граничні значення, електричний каротаж, гамма-каротаж, акустичний каротаж, Липоводолинське родовище.

## ABSTRACT

Master's Thesis titled «Improvement of the Methodology for Identifying Reservoir Rocks in the Geological Section of the Lypovodolynske Field Based on Well Logging Data» consists of five chapters and includes 69 pages, 2 tables, 7 figures, and 20 references.

The thesis is devoted to enhancing the reliability of identifying reservoir rocks of the Lypovodolynske field using well logging data. The research includes an analysis of modern methods and techniques for well log interpretation, a detailed description of the geological structure of the field, an examination of the petrophysical properties of productive horizons, and a comparative assessment of qualitative and quantitative reservoir indicators. Particular attention is paid to the factors that lead to inaccurate lithological differentiation and saturation evaluation. The study proposes the use of an integrated comparison of well logging curves with normalized log curves to identify reservoir rocks within the geological section of the Lypovodolynske oil and gas condensate field.

The results of the research made it possible to identify reservoir rocks within the geological section of the Lypovodolynske field and refine their boundaries.

Keywords: well logging, reservoir rocks, petrophysical parameters, cut-off values, electric log, gamma-ray log, acoustic log, Lypovodolynske field.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	7
ВСТУП.....	8
1 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ТА МЕТОДИК ВИДІЛЕННЯ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	10
1.1 Роль геофізичних досліджень свердловин у виділенні порід- колекторів.....	10
1.2 Класичні якісні та кількісні методи інтерпретації ГДС.....	11
1.3. Методи виділення порід-колекторів за граничними параметрами.....	12
1.4. Регіональні петрофізичні моделі та геолого-петрофізичні критерії.....	13
1.5 Комп'ютеризована комплексна інтерпретація результатів ГДС.....	15
1.6. Методи машинного навчання для виділення колекторів.....	16
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЛИПОВОДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	18
2.1 Літолого-стратиграфічний опис родовища.....	18
2.2 Основні відомості про тектоніку родовища.....	24
2.3 Літолого-петрофізична характеристика порід- колекторів.....	24
3 МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	32

	7
3.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах.....	32
3.2 Комплекс, методика проведення та якість матеріалів геофізичних досліджень.....	35
4 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ ЛИПОВОДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА СТАНДАРТНОЮ МЕТОДИКОЮ.....	45
4.1 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин.....	45
4.2 Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського родовища.....	49
4.3 Петрофізичні моделі, що покладені в основу виділення порід-колекторів.....	56
5 ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЛИПОВОДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	60
5.1 Чинники, що призводять до недостовірного виділення порід-колекторів за базовими якісними ознаками на Липоводолинському родовищі.....	60
5.2 Новий підхід до виділення порід-колекторів Липоводолинського родовища.....	63
ВИСНОВКИ.....	67
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	68

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

АК	акустичний каротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
БК	боковий каротаж
ГК	гамма-каротаж
ГГК-Г	гамма-гамма каротаж густинний
ІК	індукційний каротаж
ІННК	імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
МБК	мікробоковий каротаж
МК	мікрокаротаж
НГК	нейтронний-гамма каротаж
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
ПЕО	питомий електричний опір
ПР	промивна рідина
СК	стандартний каротаж

$K_{п}$	коефіцієнт пористості, %
$K_{нг}$	коефіцієнт нафтогазонасичення, %
$K_{в}$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{гл}$	коефіцієнт глинистості, %
$K_{пр}$	коефіцієнт проникнення, мкм <sup>2</sup>
$\alpha_{пс}$	відносна амплітуда по ПС
$\rho$	питомий електричний опір, Омм
$\Delta T$	інтервальний час проходження пружних хвиль в породі, мкс/м
$\Delta I_{\gamma}$	подвійний різницевий параметр по ГК
$P_n$	параметр пористості
$P_n$	параметр насичення

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Ефективність пошуково-розвідувальних робіт на нафтогазових родовищах значною мірою визначається достовірністю виділення порід-колекторів та правильною оцінкою їх фільтраційно-емнісних властивостей. Незважаючи на широке застосування геофізичних досліджень свердловин (ГДС), як основного джерела інформації про геологічний розріз, у складних літолого-стратиграфічних умовах Липоводолинського родовища традиційні методики інтерпретації часто дають неоднозначні результати. На це впливають значна глинистість теригенних товщ, мінливість колекторських властивостей у межах одного горизонту, а також відмінності у параметрах промивної рідини та стані присвердловинної зони. Поєднання якісних ознак та кількісних критеріїв колектора дозволяє при стандартних умовах виділити їх в геологічному розрізі свердловин. При складних геолого-технологічних умовах дані ознаки є

малоефективними, тому з огляду на це виникає необхідність удосконалення методології виділення порід-колекторів в нетипових умовах.

**Мета і задачі дослідження.** Підвищення достовірності виділення порід-колекторів Липоводолинського родовища на основі комплексного зіставлення кривих геофізичних досліджень свердловин із нормалізованими кривими каротажу.

Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі задачі:

1. Проаналізувати сучасні методи і методики виділення порід-колекторів за результатами ГДС.

2. Узагальнити особливості геологічної та тектонічної будови Липоводолинського родовища. Проаналізувати літолого-петрофізичні параметри продуктивних горизонтів візейського ярусу.

3. Дослідити якість та інформативність застосованих методів ГДС і визначити чинники, що спричиняють недостовірність інтерпретації їх результатів.

4. Розробити удосконалений підхід для виділення порід-колекторів.

5. Оцінити ефективність запропонованої методики.

**Об'єкт досліджень.** Геологічний розріз свердловин Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища та результати їх геофізичних досліджень.

**Предмет дослідження.** Петрофізичні та геофізичні параметри порід-колекторів теригенних та карбонатних товщ візейського ярусу Липоводолинського родовища.

**Методи дослідження.** Обробка та аналіз результатів лабораторних досліджень кернавого матеріалу та промислово-геофізичних досліджень свердловин Липоводолинського родовища.

**Новизна одержаних результатів.** Для виділення порід-

колекторів в геологічному розрізі свердловин Липоводолинського родовища запропоновано використовувати зіставлення кривих геофізичних досліджень свердловин із нормалізованими кривими каротажу.

**Обсяг і структура роботи.** Магістерська робота складається зі вступу, 5 розділів, висновків, переліку використаних джерел із 20 найменувань. Повний обсяг магістерської роботи – 69 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 7 рисунками.

## **1 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ТА МЕТОДИК ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН**

### **1.1 Роль геофізичних досліджень свердловин у виділенні порід-колекторів**

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) є базовим інструментом оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів і встановлення

їх характеру насичення. На відміну від суто геологічних та лабораторних методів, каротаж забезпечує суцільний по глибині розріз, що дозволяє простежити зміну літології, пористості, глинистості та насичення по всьому стовбуру свердловини. Саме тому сучасні підходи до виділення колекторів спираються на комплекс електричних, радіоактивних, акустичних і ядерно-геофізичних методів, які фізично чутливі до ключових параметрів порового простору [1].

Класичні узагальнення О. Serra [1], G. Asquith і D. Krygowski [2] задають «канонічну» послідовність інтерпретації: отримання та корекція первинних діаграм → розрахунок ефективної пористості та об'єму глини → оцінка насичення за допомогою моделей типу Арчі → виділення продуктивних інтервалів за системою граничних значень.

Таким чином, виділення порід-колекторів за даними ГДС сьогодні – це не окремий «разовий» прийом, а цілісний петрофізичний робочий процес, що поєднує фізику вимірювань, регіональні петрофізичні моделі й формалізовані критерії колектор можливо нафтогазонасичений та колектор продуктивний.

## 1.2 Класичні якісні та кількісні методи інтерпретації ГДС

1.2.1 Якісна інтерпретація каротажних діаграм. Початковим етапом є якісна (візуальна) інтерпретація каротажних кривих, коли інтерпретатор за їх формою, амплітудою та кореляцією між різними методами виділяє проникні інтервали, глинисті товщі та можливі флюїдонасичені пласти. У працях О. Serra та G. Asquith & D. Krygowski підкреслюється, що вже на рівні огляду кривих гамма-каротажу (ГК), потенціалів самочинної поляризації (ПС), резистивиметрії, нейтронного (НК) та гамма-гамма густинного (ГГК-Г) каротажу можна попередньо локалізувати потенційні колектори й оцінити їх літологію [1, 2].

Основними якісними ознаками колектора є:

– зниження природної гамма-активності (ГК) порівняно з глинами;

- зміна форми кривої ПС та електричного опору (БКЗ, мікрозондування), характерна для проникних пластів;
- відмінні від глинистих товщ значення нейтронної та густинної пористості;
- специфічні аномалії на акустичному каротажі (зменшення інтервального часу проходження  $\Delta T$  у більш пористих породах) [1].

Перевага цього підходу – оперативність та можливість швидкого виділення перспективних інтервалів. Недоліки – суб’єктивність і залежність від досвіду інтерпретатора.

1.2.2. Кількісна петрофізична інтерпретація. Другий рівень – кількісна петрофізична інтерпретація, що полягає в числовому розрахунку пористості  $K_p$ , глинистості  $K_{gl}$ , водонасичення  $K_v$ , іноді – проникності  $K_{пр}$ , на основі каротажних даних. У класичних монографіях Serra та посібниках типу *Well-logging methods* і *Basic Well Log Analysis* описані стандартні моделі [1]:

- пористість за даними акустичного, гамма-гамма густинного та нейтронного каротажу (у тому числі комбіновані  $\phi$ -моделі);
- глинистість за ГК (з урахуванням «чистого» і «глинистого» еталонів) та спектральних методів;
- моделі електричного опору (формула Арчі для чистих пісковиків, модифіковані рівняння тощо – для глинистих колекторів).

У підсумку для кожного інтервалу розрізу формується набір петрофізичних параметрів ( $K_p$ ,  $K_{gl}$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_v$ ), який і використовується далі як основа для формального поділу «колектор/неколектор», «продуктивний/непродуктивний пласт».

### **1.3. Методи виділення порід-колекторів за граничними параметрами**

Найбільш поширена на практиці група методик – це виділення порід-колекторів за системою граничних значень петрофізичних параметрів. Для

конкретного родовища (або регіону) задаються порогові значення:

- пористості  $K_{п}^{гп}$ ;
- глинистості  $K_{гл}^{гп}$ ;
- водонасичення  $K_{в}$ ;
- іноді – проникності  $K_{пр}^{гп}$  або мобільності флюїду.

Інтервали, що задовольняють цим умовам, відносять до порід-колектора, а при додатковому врахуванні  $K_{в}$  – до нафтогазонасичених порід-колекторів.

Сучасна робота М. Zeyghani пропонує комплексну методологію визначення граничних значень, коли спочатку за кривою  $K_{п}-K_{пр}$  (керна – петрофізична модель) встановлюється  $K_{пр}^{гп}$ , потім знаходиться відповідний  $K_{п}^{гп}$ , а далі – пов'язані з ним  $K_{гл}^{гп}$  і  $K_{в}^{гп}$  за відповідними відповідних крос-плотів [3].

Yang T. для низькопроникних резервуарів показує, що вибір граничних параметрів має вирішальний вплив на встановлення типу породи – колектор/неколектор та розраховані запаси, і пропонує числовий підхід до визначення  $K_{пр}^{гп}$  та  $K_{в}^{гп}$  з урахуванням розподілу кернових даних [4].

У більш практично орієнтованих роботах (Jensen-Menke statistical method, галузеві рекомендації з підрахунку запасів) пропонується поєднувати статистичні регресії  $K_{п}-K_{пр}$  з економічно обґрунтованими критеріями мінімальної проникності, що забезпечує промислові дебіти [5].

Останніми роками з'явилися інтегровані підходи для встановлення в геологічному розрізі свердловин порід-колекторів, де граничні значення  $K_{п}$ ,  $K_{гл}$ ,  $K_{пр}$  і  $S_w$  визначаються одночасно на основі кількох методів (Winland-параметр, аналіз капілярного тиску, емпіричні криві  $K_{п}-K_{пр}$  та ін.) [6].

В роботі [7], автори запропонували використовувати параметр  $D$ , який характеризує частку дисперсної фракції, що припадає на загальний водневміст породи та чисельно дорівнює відношенню подвійного різницевого параметру за нейтронним гамма-каротажем (НГК) до подвійного різницевого параметру за гамма-каротажем (ГК). Породу відносять до

піщаних різновидів при умові, що значення параметру  $D$  є рівним або більшим за 0,5. Для розділення піщаних різновидів на колектори (пісковики з  $K_{п} \geq 7\%$ ) та не колектори (інші піщані різновиди з  $K_{п} < 7\%$ ) запропоновано порівнювати значення параметру  $D_{\text{факт}}$ , розрахованого за фактичними даними геофізичних досліджень свердловин з еталонним значенням  $D_{\text{етал}}$ , розрахованим за рівнянням залежності типу  $D=f(\Delta I_{\gamma})$ .

Перевага методів виділення порід-колекторів за граничними значеннями – прозорість і простота застосування, можливість прямого включення в підрахунок запасів. Недоліки – значна умовність вибору порогів, залежність від якості кернових даних і слабка придатність для тонкошарових, високоглинистих та тріщинуватих колекторів, де властивості змінюються на малих масштабах.

#### **1.4. Регіональні петрофізичні моделі та геолого-петрофізичні критерії**

Для коректного вибору граничних параметрів суттєву роль відіграють регіональні петрофізичні моделі, побудовані на великому масиві лабораторних та геофізичних даних.

Лисак Ю.Є., Притулка Г.Й., Кучер З.І. у статті [8] проаналізували типи цементації, діапазони пористості та проникності, глинистість і питомий опір для теригенних пісковиків та алевролітів кам'яновугільних відкладів ДДЗ. Автори показали, що тип цементації (кварцовий, глинисто-карбонатний, сидеритовий), ступінь глинистості та вторинні перетворення суттєво впливають як на  $\Phi_{\text{СВ}}$ , так і на покази ГДС, а отже – на вибір граничних значень порід-колекторів [9].

У більш пізній роботі, присвяченій петрофізичним моделям теригенних колекторів карбоніфору центральної частини ДДЗ, виконано узагальнення у вигляді типових та уніфікованих моделей, які враховують літологічні різновиди, поровий простір та флюїдонасичення [10]. Такі моделі

дозволяють:

- звузити інтервал невизначеності  $K_p$  та  $\rho_p$  для кожного типу колектора;
- обґрунтувати значення  $K_p^{ГР}$ ,  $\rho_p^{ГР}$ ,  $K_{гп}^{ГР}$  для виділення колекторів I, II, III класів за Ханінім;
- адаптувати універсальні методики до конкретних геолого-тектонічних умов ДДЗ.

Куровець І.М., Приходько О.А., Грицик І.І. у статті [11] запропонували систему, що включає типові геолого-петрофізичні розрізи, ємнісно-фільтраційні моделі та термобаричні параметри для різних нафтогазоносних комплексів України. Ці критерії фактично задають «фон» для інтерпретації логів, дозволяючи пов'язати виділені за ГДС колектори з певними фаціальними та структурними типами.

Сучасна робота Куровця І.М. [12] демонструє, як подібний підхід застосовується для західного нафтогазового регіону: виявлені основні типи колекторів (гранулярні, тріщинно-гранулярні, кавернозні) та показано, як вони по-різному проявляються в ГДС і потребують різних систем встановлення граничних значень підрахункових параметрів колектор/неколектор.

Для глибинних візейських відкладів ДДЗ (Лохвицька зона) Вижива С.М. та співавтори навели деталізовані петрофізичні параметри ( $K_p$ ,  $\rho_p$ , швидкості Р- і S-хвиль, магнітна сприйнятливість), що також можуть використовуватись як еталон при калібруванні акустичних та електричних моделей для виділення колекторів [9].

Отже, регіональні українські дослідження задають реалістичні діапазони  $K_p$ ,  $K_{пр}$ ,  $\rho_p$ ,  $K_{гп}$  для різних типів колекторів і тим самим суттєво підвищують обґрунтованість методик виділення порід-колекторів на конкретних родовищах (зокрема, у межах ДДЗ та Передкарпаття).

### **1.5 Комп'ютеризована комплексна інтерпретація результатів ГДС**

Розвиток програмних комплексів (Techlog, Interactive Petrophysics, Petrel, ін.) призвів до широкого впровадження комп'ютеризованих робочі процеси комплексної петрофізичної інтерпретації. У таких підходах:

- програмне забезпечення автоматично виправляє вплив умов свердловини та апаратурних похибок на каротажні криві для отримання коректних геофізичних параметрів пласта;
- здійснюється інверсія багатьох методів (резистивиметрії, ГК, НГК, ГГК-Г, АК) у петрофізичні параметри ( $K_p$ ,  $K_{гп}$ ,  $K_v$ , іноді мінеральний склад);
- задається система граничних значень, за допомогою якої програма автоматично виділяє непродуктивні та непродуктивні колектора;
- результати інтегруються в геологічну модель для підрахунку запасів.

Типовий приклад – інтегрована петрофізична характеристика та оцінка покладу у сучасних роботах, де за комплексом ГДС і кернових даних отримують карти пористості, проникності та водонасичення і будують карти потужності колекторів.

У навчальних матеріалах [13] детально описані напів автоматизовані сценарії: автор задає «стартові» граничні значення (наприклад,  $K_p \geq 10\%$ ,  $K_{гп} \leq 0,35$ ,  $K_v \leq 0,6$ ), програма виділяє інтервали, а далі ці значення уточнюються на основі зіставлення з випробуваннями пластів і дебітами.

Перевага комп'ютеризованих методик – здатність обробляти великі масиви даних, стандартизувати інтерпретацію та виконувати аналіз невизначеності. Обмеження – залежність результатів від якості вихідних даних ГДС і коректності заданих моделей та порогових значень.

## **1.6. Методи машинного навчання для виділення колекторів**

Найсучасніший напрям – застосування алгоритмів машинного навчання (ML) для прогнозу петрофізичних параметрів (насамперед проникності  $K_{гп}$ ) і автоматизованої класифікації інтервалів як колекторів певного класу.

У роботі [14] розроблено і порівняно декілька ML-моделей (нейронні мережі, multi-resolution graph-based clustering, Extreme Learning Machine) для прогнозу проникності за граничними параметрами петрофізичних характеристик порід-колекторів. В ній показано, що машинне навчання значно перевищує за точністю традиційні регресії  $K_p$ – $K_{пр}$ , а отримані моделі можуть використовуватись для уточнення  $K_{пр}^{ГР}$  і, відповідно, для виділення колекторів.

Talebkeikhah M. та співавтори [15] виконали порівняння Random Forest, Support Vector Machines та штучних нейронних мереж для прогнозу проникності за даними ГДС, показавши, що оптимально налаштовані ML-моделі можуть суттєво зменшити розкид між розрахованими й лабораторними значеннями  $K_{пр}$ .

Al-Mudhafar W.J. [16] запропонував підхід до інтеграції інтерпретації даних ГДС для класифікації літотипів і моделювання проникності з використанням просунутих ML-алгоритмів. На базі комплексних даних ГДС моделі виконують автоматичне віднесення інтервалів до певних фаціальних/колекторських класів і одночасно прогнозують  $K_{пр}$ , що дозволяє сформувати карту колекторів різних класів.

Оглядові робіт 2023-2025 р показують, що ML-підходи все ширше застосовуються не лише для прогнозу проникності, а й для класифікації флюїдонасичення, прогнозу відсутніх даних каротажів, оцінки пористості й тріщинуватості, а значить – стають складовою частиною сучасних методик виділення колекторів. Практично це означає, що у алгоритмі виділення колекторів з'являється новий блок:

- формування навчальної вибірки (ГДС + керн);
- навчання ML-моделей прогнозу  $K_{пр}$ ,  $K_p$ ,  $K_v$  або класу колектора;
- вибір порогів для класифікації («ML-колектор»/«ML-неколектор» чи класи I-III);
- інтеграція результатів у геологічну модель та підрахунок запасів.

## Висновок

У розділі узагальнено сучасні підходи до виділення порід-колекторів за даними ГДС, які охоплюють якісну інтерпретацію каротажних кривих, кількісні петрофізичні моделі та формалізовані методи за граничними параметрами. Показано, що геофізичні дослідження свердловин залишаються основним джерелом інформації про пористість, глинистість і насичення, а регіональні петрофізичні моделі суттєво підвищують обґрунтованість встановлення порогів  $K_{п}^{ГР}$ ,  $K_{гп}^{ГР}$  та  $K_{в}^{ГР}$ .

Відзначено, що комп'ютеризовані системи інтерпретації забезпечують стандартизований порядок дій і дозволяють виконувати інверсію даних ГДС у петрофізичні параметри, тоді як методи машинного навчання значно покращують прогноз проникності та класифікацію порід у складних геологічних умовах.

Загалом сучасні методики виділення колекторів ґрунтуються на поєднанні фізики вимірювань, регіональної петрофізики та цифрових технологій, що забезпечує підвищення точності та надійності інтерпретації.

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЛИПОВОДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА

### 2.1 Літолого-стратиграфічний опис родовища

Осадочний комплекс розрізу Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища представлений відкладами потужної товщі палеозою, мезозою та кайнозою, які з різким неузгодженням залягають на докембрійському кристалічному фундаменті [17].

Стратиграфічне розчленування розрізу свердловин родовища

проведено на основі промислово-геофізичних матеріалів із врахуванням мікрофауністичних досліджень, літологічного опису порід, а також за співставленням із розрізами сусідніх площ. Для стратиграфічного розчленування використано схеми кореляції [17].

Палеозойська ератема (PZ). В межах палеозойської ератеми фахівцями виділено девонську, кам'яновугільну та пермську системи.

Девонська система (D). На породах фундаменту залягають девонські відклади, які на Липоводолинському родовищі розкриті свердловиною 8 і представлені надсольовими породами фаменського ярусу [17].

Фаменський ярус (D<sub>3fm</sub>) – мікрофауністичний горизонт XVa представлений ефузивно-туфогенними відкладами, розкрита товщина відкладів 78 м. За описом керну відклади представлені туфами і діабазами. Туфи сірі з зеленуватим відтінком, середньої міцності, щільні, карбонатизовані. Діабазы темно-сірі з зеленуватим і буруватим відтінком, міцні, щільні з великою кількістю прожилків білого кальциту [17].

Кам'яновугільна система (C). Відклади кам'яновугільної системи на території досліджень залягають з різким кутовим і стратиграфічним неузгодженням на відкладах верхнього девону та представлені трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім [17].

Нижньокам'яновугільний відділ (C<sub>1</sub>) складений відкладами турнейського, візейського і серпуховського ярусів, кожний з яких підрозділяється на ряд мікрофауністичних горизонтів. Характерною особливістю розрізу нижнього карбону є багатократне перешарування морських, субконтинентальних і континентальних утворень [17].

Турнейський ярус (C<sub>1t</sub>) розкритий у свердловинах 5, 6, 7, 8, 10, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 35 та 37. Мікрофауністичний горизонт XV встановлено за результатами споропилкового аналізу, літолого-фаціальними ознаками, даними стратиграфічного поділу та кореляцією з розрізами південно-східної частини западини, де він детально вивчений фауністично. Відклади турнейського віку представлені головним чином темно-сірими щільними

аргілітами з прошарками пісковиків, алевролітів і рідкісними вапняками. Пісковики зазвичай сірі, кварцові, дрібно- або середньозернисті, алевроліти – темно-сірі до чорних, щільні та кварцові. Потужність турнейських відкладів становить від 14 до 72 м.

Візейський ярус ( $C_{1V}$ ), залягаючий із стратиграфічним і кутовим неузгодженням на породах турнейського ярусу, зазвичай ділиться на два під'яруси: нижній і верхній. Відклади нижньовізейського під'ярусу ( $C_{1V_1}$ ) розкрито в межах родовища всіма свердловинами [17].

Нижньовізейський під'ярус ( $C_{1V_1}$ ) виділяється в обсязі XIV і XIII мікрофауністичних горизонтів (м.ф.г.), які представлені теригенно-карбонатними відкладами. Літологічно нижньовізейські відклади умовно поділяються на теригенну (XIV м.ф.г.) та карбонатну (XIII м.ф.г.) товщі. Теригенна товща складена чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики світло-сірі, з буруватим відтінком, різнозернисті та дрібнозернисті, кварцові, слабослюдисті. Цемент глинисто-кварцовий. Присутній вугільний пил і пірит. Алевроліти від сірих до темно-сірих, міцні, щільні, слюдисті та глинисті. Аргіліти від темно-сірих до чорних, щільні, в загальному середньої міцності, слабо слюдисті, ділянками алевритисті, з включеннями органіки. В складі цієї товщі виділяється перспективний у нафтогазоносному відношенні горизонт В-26. Колекторами горизонту є пісковики сірі з буруватим відтінком, дрібнозернисті, кварцові, середньої міцності, з запахом вуглеводнів, ділянками спостерігається люмінесценція голубуватим відтінком. Карбонатна товща, так звана візейська «плита», яка виділяється на каротажних діаграмах, складена в нижній своїй частині аргілітами сірими і темно-сірими, алевритистими з прошарками алевролітів та глинистих вапняків, з лінзами кам'яного вугілля, а у верхній половині – вапняками темно-сірими та сірими, з буруватим відтінком іноді аргілітоподібними, уламково-детритовими з прошарками аргілітів від темно-сірих до чорних, іноді пісковиків сірих, кварцових, міцних і алевролітів. До карбонатної товщі приурочені горизонти В-24, В-25 з нафтовими покладами.

До покрівлі нижньовізейського під'ярусу приурочений сейсмічний горизонт відбиття  $V_{в3}$ . Розкрита товщина нижньовізейських відкладів від 190 до 252 м [17].

Відклади верхньовізейського під'ярусу ( $C_{1v2}$ ) неузгоджено залягають на нижньовізейських відкладах. До цих відкладів приурочені продуктивні горизонти В-19н, В-20, В-21, В-22. В розрізі верхньовізейського під'ярусу виділяються мікрофауністичні горизонти (м.ф.г.) XIIa, XII, XI, X [17]:

– XIIa м.ф.г. залягає безпосередньо на нижньовізейських відкладах. Представлений чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків, до яких приурочені продуктивні горизонти В-21 і В-22;

– XII м.ф.г. літологічно представлений пачками піщано-алевролітових порід і аргілітів із прошарками вапняків, з обвугленим рослинним детритом. В складі XII м.ф.г. виділяються перспективні у нафтогазоносному відношенні горизонти В-20 і В-19н;

– XI-X м.ф.г. представлені чергуванням пісковиків, аргілітів і алевролітів із прошарками вапняків.

Пісковики характеризуються сірим та світло-сірим забарвленням, подекуди з бурим відтінком, мають тонко- або грубозернисту структуру, переважно кварцовий склад із домішками кальциту та польових шпатів; часто є глинистими й місцями переходять в алевроліти. Алевроліти темно-сірі або майже чорні, здебільшого неглинисті, слюдисті, містять значну кількість рослинних решток і їхніх відбитків. Аргіліти темно-сірі, дрібнодисперсні, переважно невапняковисті, нерівномірно слюдисті, щільні, середньої міцності, шаруваті, з тонкозернистими прошарками щільних алевролітів і включеннями рослинного детриту; у нижній частині поступово переходять у пісковики. Вапняки темно-сірі, міцні, приховано кристалічні, з відбитками фауни. Верхньовізейські відклади пов'язані із сейсмічним горизонтом  $V_{в2}$ , а їхня сумарна товщина становить 550-615 м.

Серпуховський ярус ( $C_{1s}$ ). Відклади серпуховського ярусу неузгоджено

залягають на породах верхнього візе та підрозділяються на нижньосерпуховський (в межах ІХ м.ф.г.) і верхньосерпуховський (в межах VIII-V м.ф.г.) під'яруси, між якими відмічається стратиграфічне неузгодження. Серпуховські утворення представлені аргілітами сірими та темно-сірими, алевритистими, глинистими, слюдистими, вуглистими, з прошарками алевролітів і пісковиків, рідко вапняків. Пісковики більш поширені в верхній частині розрізу серпуховського ярусу [17].

Нижньосерпуховський під'ярус складений переважно однорідною, масивною глинистою товщею. Потужність серпуховських відкладів варіює від 242 до 314 м.

Середньокам'яновугільний відділ (C<sub>2</sub>) представлений теригенно-карбонатними породами башкирського та московського ярусів, які є типовими для регіону та розкриті всіма свердловинами на родовищі.

Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>). Відклади башкирського ярусу незгідно залягають на серпуховських породах і в нижній частині (C<sub>2b1</sub>) представлені глинисто-карбонатними відкладами (так звана башкирська "плита"), яка є регіональним репером і до якого приурочений сейсмічний відбиваючий горизонт Vб<sub>2</sub>. Верхня частина ярусу складена теригенними піщано-глинистими породами: аргілітами зеленувато-сірими, алевритистими, безкарбонатними, пісковиками сірими, кварцовими, різнозернистими, на глинисто-карбонатному цементі та зрідка доломітизованими вапняками. Загальна товщина відкладів башкирського ярусу від 390 до 423 м [17].

Московський ярус (C<sub>2m</sub>). Нижня частина ярусу літологічно представлена піщано-аргілітовою товщею, іноді з прошарками доломітизованих вапняків. Пісковики сірі, рихлі, різнозернисті, кварцові. Аргіліти зеленувато-сірі, алевритисті, з прошарками алевролітів, які переходять в нижній частині в пісковики сірі, кварцові, слюдисті. У верхній частині розріз складається переважно з сірих, темно-сірих, строкатих аргілітів, світло-сірих, різнозернистих пісковиків та алевролітів з

прошарками глинистих вапняків. У цій товщі виділяється прошарок вапняку М<sub>9</sub>, що є репером для всієї північно-західної частини ДДЗ. Товщина московського ярусу від 299 до 361 м [17].

Верхньокам'яновугільний відділ (С<sub>3</sub>). Представлений піщано-глинистими утвореннями товщиною 418-477 м з прошарками вапняків.

Пермська система (Р). Відклади цього віку, представлені нижнім відділом і залягають з великим кутовим і стратиграфічним неузгодженням на верхньокам'яновугільних відкладах. Пермські відклади розглядаються в об'ємі ассельського ярусу, в його склад входять нікітовська і слов'янська світи, які літологічно представлені кам'яною сіллю з перешаруванням ангідритів, доломітів, вапняків. Товщина відкладів нижньої пермі від 260 до 301 м [17].

Мезозойська ератема (МЗ). Відклади мезозойської ератеми з кутовою стратиграфічною незгідністю залягають на відкладах палеозою та представлені тріасовою, юрською та крейдовою системами [17].

Тріасова система (Т). На досліджуваній території тріасові відклади залягають на розмитій поверхні пермі, представлені нижнім і середнім відділами, які розділяються на дронівську і сребрянську світи [17].

Відклади дронівської світи (Т<sub>1dr</sub>) складені піщано-глинистою товщею, представленою строкатобарвистими глинами з прошарками світло- і зеленувато-сірих пісковиків і алевролітів. Піщана товща представлена чергуванням пісковиків і пісків сірих, різнозернистих з пластом конгломератів і рідкими прошарками піщаних глин. Товщина відкладів світи від 374 до 410 м [17].

Відклади сребрянської світи (Т<sub>1-2sr</sub>) виражені чергуванням пісків і пісковиків строкатобарвистих, різнозернистих з прошарками глин. Товщина відкладів сребрянської світи від 285 до 313 м [17].

Юрська система (J) залягає неузгоджено на тріасових глинистих відкладах і представлена породами середнього та верхнього відділів.

Середньоюрські утворення (J<sub>2</sub>), що включають байоський, батський і

келовейський яруси, у нижній частині складені пісками та пісковиками з прошарками глин, тоді як у верхній частині переважає ритмічне чергування глин із пісковиками та пісками. Потужність цих відкладів становить 87-105 м.

Верхньоюрські відклади (J<sub>3</sub>) в об'ємі оксфордського, кімериджського і титонського ярусів, представлені чергуванням пісковиків дрібнозернистих з алевролітами сірувато-зеленими та глинами сірими, слюдистими з прошарками мергелів, вапняків і доломітів. Загальна товщина верхньоюрських відкладів від 310 до 340 м [17].

Крейдова система (K). Відклади крейдової системи трансресивно залягають на юрських і представлені нижнім (K<sub>1</sub>) та верхнім (K<sub>2</sub>) відділами.

Нижньокрейдіві відклади, складені перешаруванням піщаних пачок з глинами. Піски крупнозерністі, кварцові, глинисті, темно-сірі. Глини строкаті, темно-сірі. Товщина нижньокрейдового відділу від 176 до 216 м [17].

Верхньокрейдівий відділ розділяється на сеноманський, коньяк-туронський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси.

Сеноманський ярус складений пісками кварцово-глауконітовими з прошарками мергелів і пісковиків зеленувато-сірих, дрібнозернистих. Решта ярусів представлені однорідною товщею білої крейди з мергелями світлого кольору різної щільності. Сумарна товщина відкладів верхньої крейди складає від 631 до 664 м [17].

Кайнозойська ератема (KZ). Відклади кайнозойської ератеми з стратиграфічним неузгодженням залягають на відкладах мезозою та представлені палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами [17].

Палеогенова система (P). Утворення палеогену незгідно залягають на крейдових відкладах і представлені трьома відділами в об'ємі сумської світи палеоцену (P<sub>1</sub>), канівської, бучакської, київської світ еоцену (P<sub>2</sub>) та харківської світи олігоцену (P<sub>3</sub>). Відклади представлені в нижній частині пісками сірими, зеленувато-сірими, дрібнозернистими, кварцовими,

середньозцементованими з прошарками піщаних щільних глин. У верхній та середній частинах – глинами темно-зеленими, щільними та мергелями зеленувато-сірими, щільними з прошарками пісковиків [17].

Нерозчленований комплекс неогенових (N) і четвертинних (Q) відкладів представлений сірими різнозернистими кварцово-глауконітовими пісками з прошарками щільних сірих глин. Вище залягають лесоподібні суглинки сірого та жовтувато-бурого кольору, а також ґрунтово-рослинний горизонт.

Сумарна потужність палеогенових, неогенових і четвертинних утворень становить 419-440 м.

## **2.2 Основні відомості про тектоніку родовища**

Липоводолинське родовище розташоване в північній прибортовій зоні північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини, у межах Талалаївсько-Липоводолинського структурного валу. У рельєфі кристалічного фундаменту формується Липоводолинський виступ, порушений численними розломами. В осадовому чохлі цей виступ відповідає антиклінальній зоні, до якої належать Артюхівське, Перекопівське, Анастасівське та Липоводолинське підняття.

Накопичення палеозойських відкладів неодноразово переривалося внаслідок тектонічних піднять, що відображено різкими стратиграфічними неузгодженнями у девонських, кам'яновугільних і пермських товщах. У палеозойському структурному комплексі проявлена як плікативна складчастість, так і диз'юнктивні порушення, амплітуди яких варіюють, що свідчить про блокову будову території.

Формування локальних піднять розпочалося ще в девоні і надалі розвивалося успадковано. Їхнє простягання визначалося головними розломами фундаменту та відповідає характерному для ДДЗ північно-західному напрямку.

Родовище займає східну частину структурного валу, обмежуючись на півночі сідловиною між Синівською й Роменською мульдами, а на півдні переходячи в синкліналь, що відділяє його від Глинсько-Розбишівського валу. Сучасні уявлення про геологічну будову суттєво уточнені після результатів буріння та сейсморозвідки 2011 року, які значно змінили попередні моделі.

У 2011 р. ДГП «Укргеофізика» виконало деталізаційні сейсморозвідувальні роботи МСГТ, внаслідок яких отримано оновлену структуру розривних порушень і уточнено конфігурацію позитивних форм рельєфу. Незважаючи на відносно невеликі амплітуди (до 50 м), тектоніка родовища має складний п'яктивно-скидовий характер, у межах якого виділено п'ять продуктивних блоків.

Під час побудови геологічної моделі використано структурні карти горизонтів відбиття  $V_{3^1}$  (підшва горизонту В-26),  $V_{3^2}$  (покрівля візейської карбонатної плити),  $V_{2^1}$  (підшва горизонту В-20), а також сейсмогеологічний профіль 2140. На карті горизонту  $V_{3^1}$  чітко простежуються основні поздовжні та поперечні розломи, що формують мозаїчну тектонічну будову з антиклінальними та терасоподібними елементами.

За результатами інтерпретації виділено п'ять ключових блоків:

– Блок 1 (район свердловини 9) являє собою терасу біля розлому II-II, обмежену ізогіпсою -4725 м та відокремлену від блоку 2 порушенням III-III.

– Блок 2 (свердловини 7, 27) обмежений поперечними розломами V-V і VI-VI; у його межах розташовані напівантиклінальні структури.

– Блоки 3 і 3а (свердловини 453, 6 та 35) розділені поздовжнім порушенням IV-IV, існування якого підтверджене різними гіпсометричними відмітками пластів та різним характером насичення у свердловинах 6 і 35.

– Блок 4а+4б обмежений розломом I-I та додатково розсічений малоамплітудним порушенням VII-VII; на північному заході межує з порушенням VI-VI.

Таким чином, тектонічна будова Липоводолинського родовища визначається поєднанням блокових, плікативних і скидових елементів, що значною мірою контролюють конфігурацію продуктивних горизонтів і розподіл покладів.

### **2.3 Літолого-петрофізична характеристика порід-колекторів**

Продуктивні горизонти Липоводолинського родовища приурочені до візейського ярусу, в межах якого виділено горизонти В-19н, В-20, В-21, В-22, В-24-25 та В-26. Розріз характеризується значною літологою неоднорідністю та відмінностями у фільтраційно-ємнісних властивостях порід.

Верхньовізейські горизонти переважно складені перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів з поодинокими прошарками вапняків і доломітів. Нижньовізейські продуктивні горизонти В-24-25 та В-26 представлені відповідно карбонатними товщами з прошарками теригенних порід та теригенними пачками пісковиків, алевролітів і аргілітів. Щільні непроничні породи (аргіліти, щільні вапняки, глинисті алевроліти) формують ефективні покривки та добре виділяються за матеріалами ГДС.

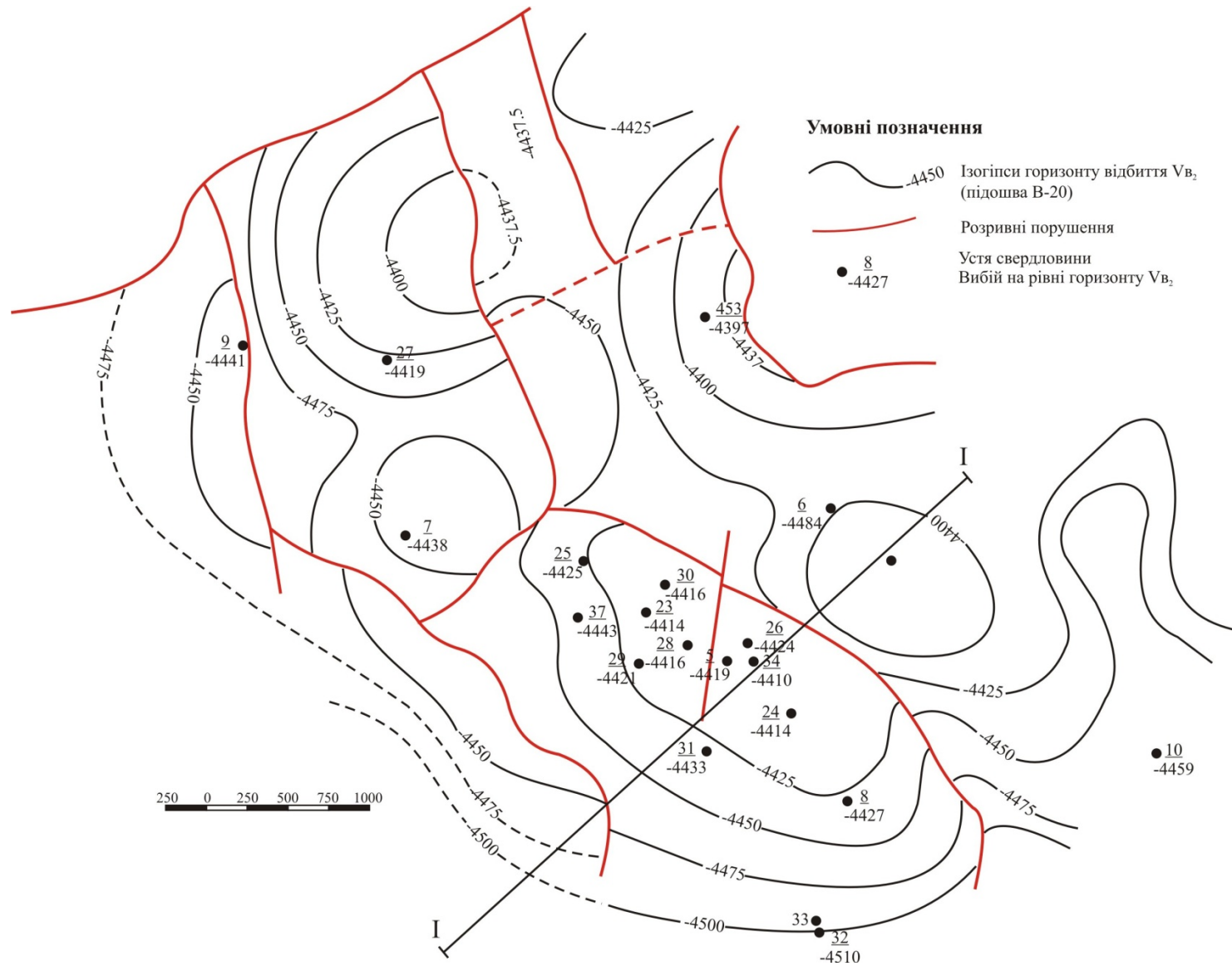


Рисунок 2.1 – Структурна карта по підшві горизонту В-20

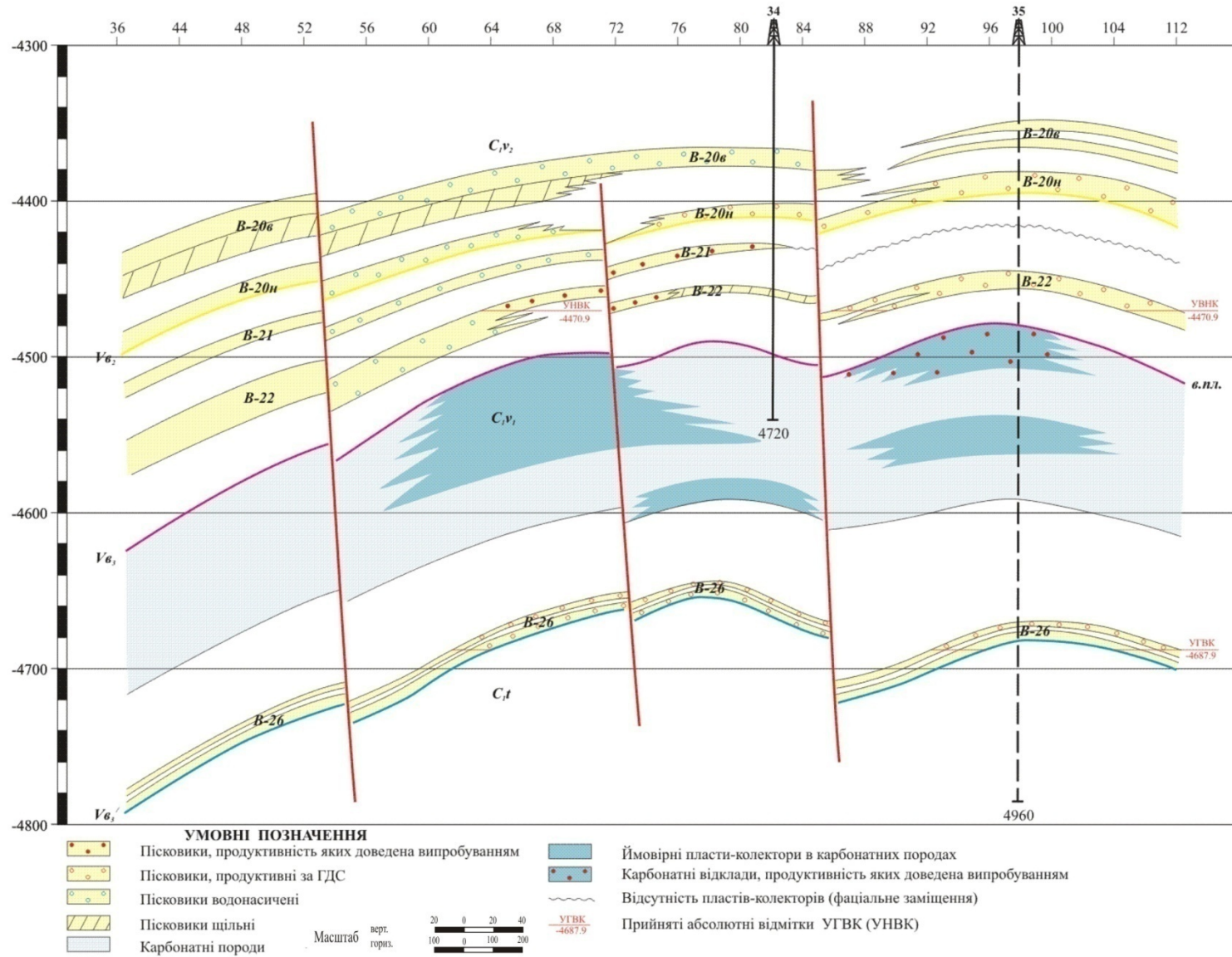


Рисунок 2.2 – Геологічний профіль по лінії I-I

Горизонт В-19н має товщину 15-40 м, складений переважно дрібнозернистими кварцовими пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів. Породи часто містять рослинний детрит, місцями відмічаються ознаки вуглеводневого насичення. Відкрита пористість колекторів змінюється в межах 9,3-21,0 %, газопроникність –  $4,44 \cdot 10^{-3}$ - $128,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Хоча раніше горизонт не розглядався як продуктивний, випробування свердловини 30 у 2012 р. підтвердило його нафтогазоносність [17].

Горизонт В-20 має широке поширення, його потужність становить 8–16 м. Літологічно він представлений одним–двома пластами кварцових пісковиків (іноді з гравелітами та рідкісними алевролітами) з добре розвиненим міжзерновим поровим простором. Кварцовий регенераційно-конформний цемент, нерівномірно розвинений карбонатний та глинистий цементи забезпечують збереження колекторських властивостей. Пористість змінюється від 7,7 % до 19,4 % (у середньому 13,6 %), газопроникність – від  $1,65 \cdot 10^{-3}$  до  $475 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (у середньому  $133 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) [17].

Горизонт В-21 (товщина 9-13 м) складений різнозернистими, слабо відсортованими пісковиками від темно-сірих до коричневих, часто з грубозернистим кварцовим матеріалом та ознаками вуглеводневого насичення, а також прошарками щільних аргілітів, алевролітів і сидеритів. Детальні петрофізичні параметри колекторів за лабораторними дослідженнями не визначалися, однак за комплексом геолого-геофізичних даних горизонт розглядається як перспективний.

Горизонт В-22 має потужність 10-28 м і складений сірими та світло-сірими кварцовими пісковиками від дрібно- до різнозернистих, місцями гравелітами. Вміст глинистого цементу невеликий (10-13 %), карбонатний цемент розвинутий слабко, що сприяє формуванню якісних колекторів. Пори переважно неправильної форми, розміром 150-

200 мкм, з'єднані каналами 3-5 мкм. Відкрита пористість становить 7,3-17 % (у середньому 12,0 %), газопроникність –  $1,6 \cdot 10^{-3}$ - $444 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, локально до  $894 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> [17].

Горизонт В-26 є одним із найпотужніших і найперспективніших, його загальна товщина досягає 31-80 м. Колекторами є сірі дрібнозернисті кварцові пісковики й алевроліти з напівокатаним, добре регенерованим уламковим матеріалом. Кварцовий регенераційний цемент неповнопорового типу та відносно невеликий вміст глинистого (4-15 %) і карбонатного (3-8 %, рідше до 17 %) цементу забезпечують високі фільтраційно-ємнісні властивості. Пористість змінюється від 8,6 % до 25,9 % (у середньому 18,1 %), середня газопроникність становить  $246,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, із максимумами до  $2163 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, що вказує на розвиток високоякісних колекторів.

Горизонт В-24-25 представлений нижньовізейськими вапняками потужністю 91-115 м. Переважають темно-сірі органогенно-детритові та дрібнокристалічні доломітизовані вапняки з включеннями бітумів і піриту. Матрична пористість низька і становить 0,2-3,75 % (у середньому 1,12 %), що вказує на переважно слабкі колекторські властивості.

## **Висновок**

Геологічна будова Липоводолинського родовища характеризується складною багатоярусною осадовою товщею палеозою, мезозою та кайнозою, що неузгоджено перекриває докембрійський кристалічний фундамент. У розрізі провідну роль у нафтогазоносності відіграють візейські відклади, в межах яких виділено продуктивні горизонти В-19н, В-20, В-21, В-22, В-24-25 та В-26, представлені переважно теригенними та карбонатними колекторами з добрими фільтраційно-ємнісними властивостями. Родовище приурочене до

Липоводолинського виступу фундаменту в межах Талалаївсько-Липоводолинського структурного валу й має мозаїчну плікативно-скидову будову з виділенням кількох продуктивних блоків, формування яких контролюється системою поздовжніх і поперечних розломів. Результати сучасних сейсморозвідувальних робіт і буріння дозволили суттєво уточнити конфігурацію структурних форм і розподіл колекторів, що створює передумови для надійнішого прогнозу поширення продуктивних горизонтів і підвищення ефективності подальших пошуково-розвідувальних робіт на родовищі.

## **3 МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН**

### **3.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах**

На Липоводолинському родовищі пробурено 23 свердловин. Під час буріння свердловин на Липоводолинському родовищі застосовано дво- і триколонні конструкції. Розбурювання свердловини почато діаметром 394 мм до глибини 1298 м. Стовбур кріплено кондуктором діаметром 324 мм. Технічну колону діаметром 245 мм спущено на глибину 3260 м. Продуктивну частину розрізу кріплено експлуатаційною колоною діаметром 146 мм [17].

Буріння та виконання геофізичних досліджень у продуктивній частині розрізу здійснювали із застосуванням промивних розчинів, що мали такі характеристики: густина 1,24-1,40 г/см<sup>3</sup>, в'язкість 30-100 с, водовіддача 4-8 см<sup>3</sup> за 30 хв, вміст піску 1-2 %, питомий електричний опір 0,06-0,28 Ом·м. Зазначені розчини обробляли хімічними реагентами для зменшення їхньої в'язкості та водовіддачі – ПУЦР, КМЦ, ГИПаН, КССБ, крохмалем та іншими. Як мастильні добавки застосовували нафту, Т-80, графіт тощо. Для підвищення густини розчину використовували барит і крейду.

Мінералізацію та питомий електричний опір пластових вод вивчено за пробами, отриманими при випробуванні водоносних об'єктів. У продуктивних горизонтах В-19, В-20, В-21 та В-22 питомий електричний опір пластової води при температурі пласта  $\rho_v^t = 0,015$  Ом·м, а в горизонті В-

26  $\rho_v^t = 0,014 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (рис. 3.1) [17].

Виміри температури для вивчення теплового поля виконано по свердловині №2 Липоводолинська (0-4000 м). Для визначення термоградієнту та геотермічної ступені нижче глибини 4000 м використано геотермограми сусідніх Анастасівського та Перекопівського родовищ по свердловинах 11 та 4 (рис. 3.2) [17].

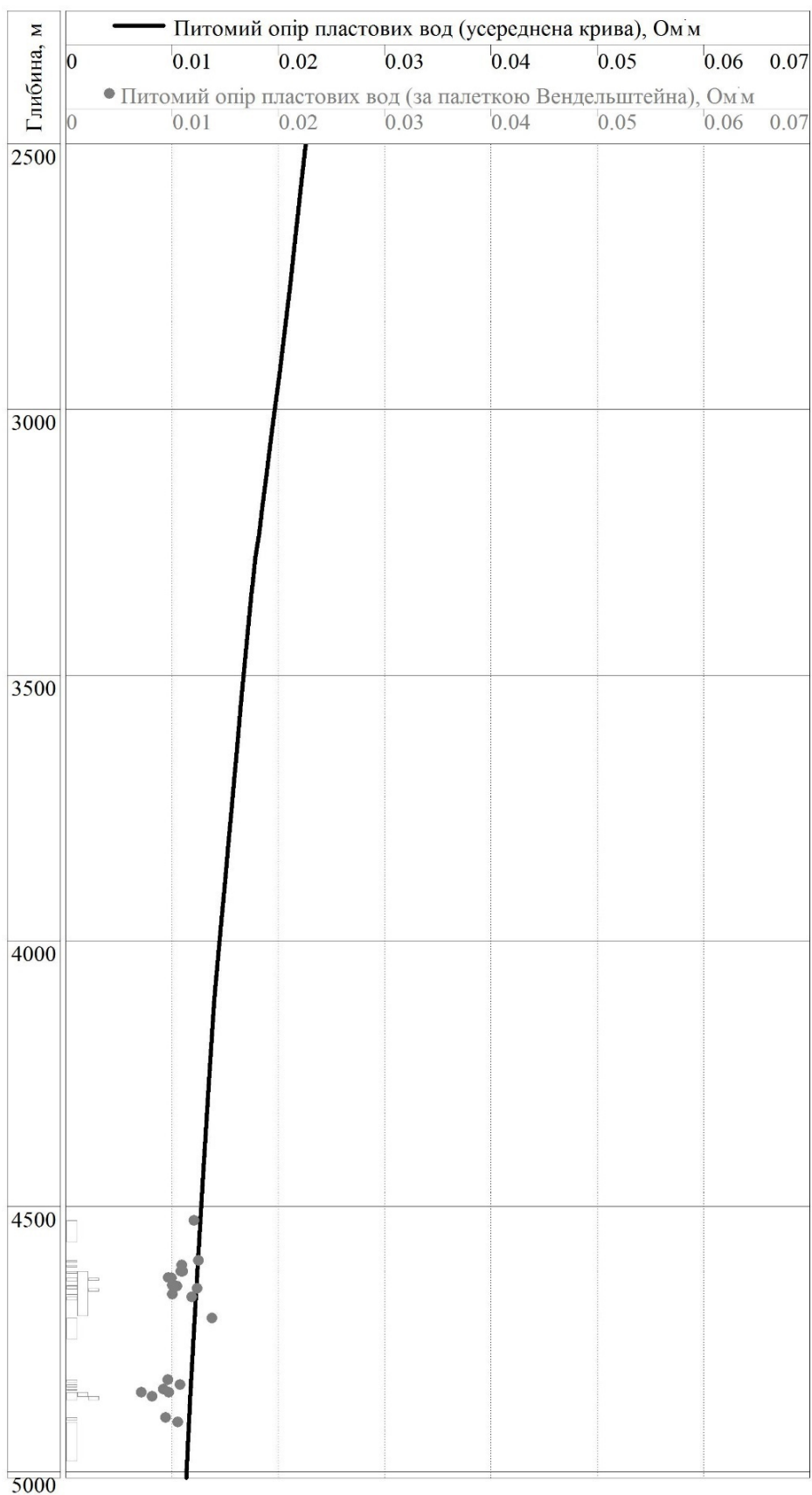


Рисунок 3.1 – Графік зміни опору пластової води з глибиною по свердловинах Липоводолинського родовища

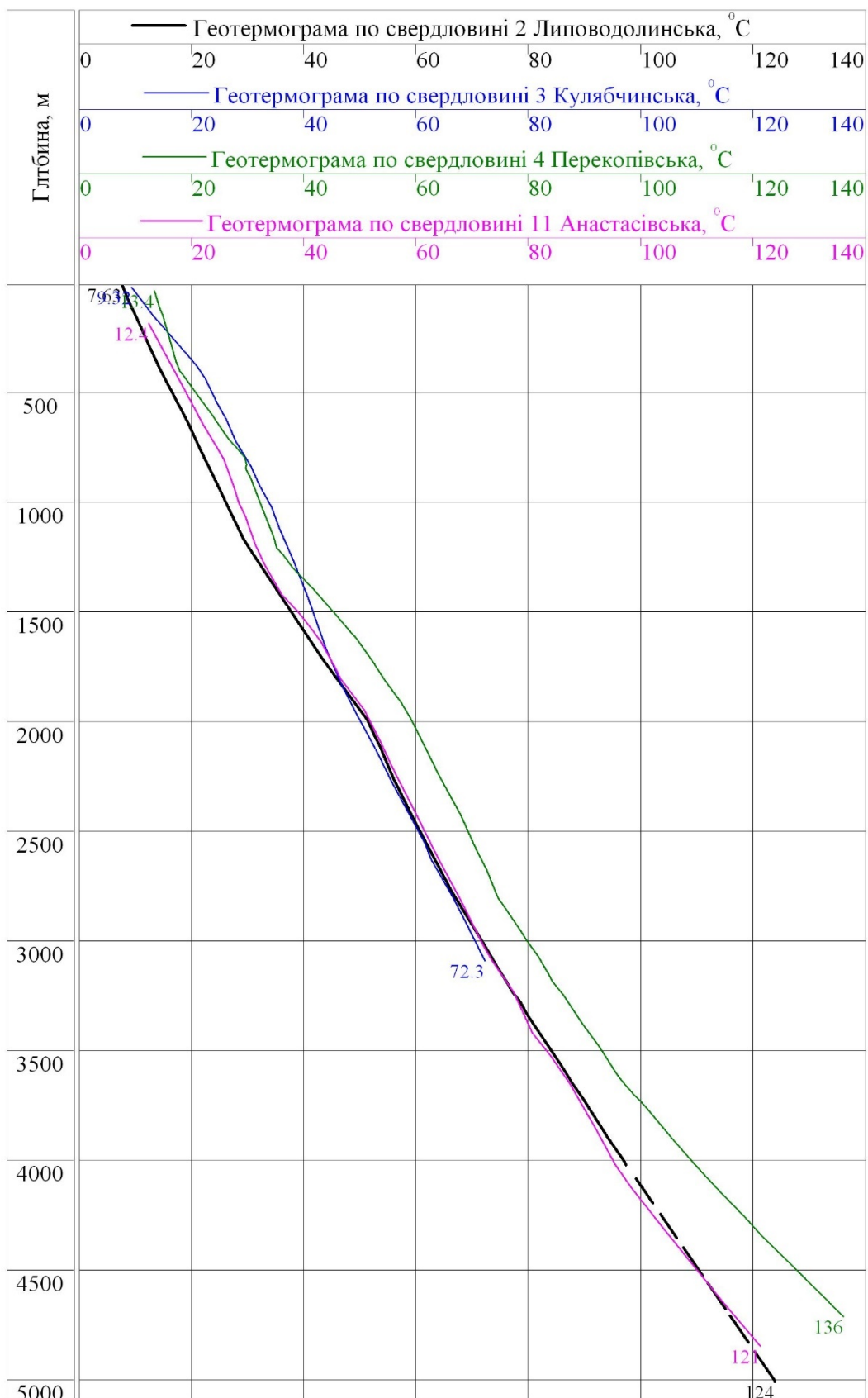


Рисунок 3.2 –Термограма по свердловинах Липоводолінського, Перекопівського, Кулябчинського та Анастасівського родовищ

### 3.2 Комплекс, методика проведення та якість матеріалів геофізичних досліджень

Геофізичні дослідження були проведені Ніжинською, Полтавською та Івано-Франківською експедиціями ГДС, а також Полтавським і Карпатським управліннями геофізичних робіт. Роботи виконували відповідно до чинних нормативних документів і методичних рекомендацій, з урахуванням призначення кожної свердловини та її геолого-геофізичних особливостей. Результативність геофізичних досліджень значною мірою визначається технологією буріння та складністю геологічної будови родовища.

Комплекс ГДС Липоводолинського родовища включав наступні методи (рис. 3.3) [17]:

1. Стандартний каротаж (СК.).
2. Бокове каротажне зондування (БКЗ).
3. Мікрокаротаж (МК).
4. Індукційний каротаж (ІК).
5. Мікробоковий каротаж (МБК).
6. Боковий каротаж (БК).
7. Кавернометрія (КВ).
8. Радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ННК-Т).
9. Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).
10. Акустичний каротаж (АК).
11. Прямі методи досліджень розрізів свердловин:
  - а) дослідження пластів випробувачами на каротажному кабелі (ВПК, ГДК);
  - б) дослідження пластів випробувачами на трубах (ВПТ).
12. Перфорація і контроль інтервалів розкриття.
13. АКЦ та ВЦК.
14. Інклінометрія.

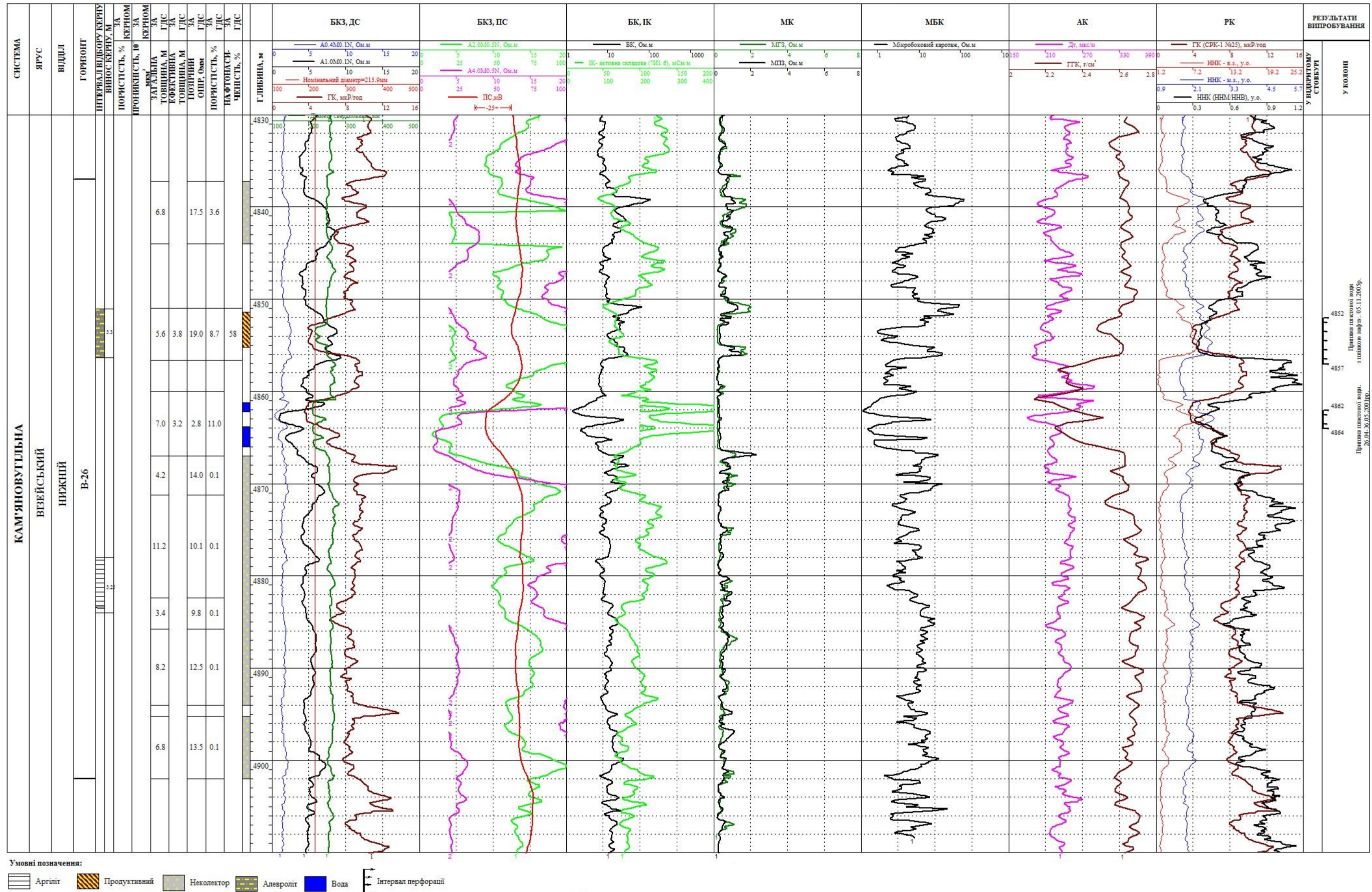


Рисунок 3.3 – Типовий комплекс методів ГДС, виконаний у свердловині №35-Липоводолинська

На основі такого комплексу виконано літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища, виділення проникних пластів, оцінку характеру насичення пластів-колекторів, визначення підрахункових параметрів для запасів нафти і газу.

Виділення порід-колекторів, визначення їх характеру насичення, питомого електричного опору та ефективної товщини колекторів виконано із використанням електричних методів каротажу (БКЗ, ІК, МК, МБК, БК), радіоактивного каротажу (ГК, НГК, ННК-Т), кавернометрії, акустичного каротажу та прямих методів (ВПК, ГДК). Пористість визначалась за даними акустичного та радіоактивного каротажів. Кількісна оцінка нафтогазонасичення порід-колекторів виконувалось за даними методом електричного каротажу.

Обов'язковий комплекс ГДС проводивсь в масштабі глибин 1:500 по всьому стовбуру свердловин, а детальний комплекс – в масштабі глибин 1:200 у перспективних інтервалах розрізу.

Усі геофізичні дослідження свердловин проводилось станціями типу АКС-Л-7, ЛКС-7-АІV-03 і ЛКС-ЮЦУІ. Тепер розглянемо кожен із методів, апаратуру та технологію їх проведення.

Стандартний каротаж виконано в усіх свердловинах родовища по всьому розрізу у масштабі глибин 1:500. Запис виконано двома зондами:

- градієнт-зондом (А2.25М0.25N);
- потенціал-зондами: N6M0.5A, N11M0.5A.

Крім цих двох зондів також при стандартному каротажі проводилась реєстрація кривої ПС в масштабі глибин 12,5 мВ/см. Результати дослідження стандартним каротажем використовувались для стратиграфічного розчленування геологічного розрізу свердловин, кореляції, а також літологічного розчленування гірських порід. Метод ПС проводивсь свердловинними приладами типу КСП, ЕК-МТ, К-3, Е-7, Е-32. Метод ПС виконувався в комплексі з стандартним каротажем, а також із зондами

бокового каротажного зондування. Виміри потенціалу ПС зводились до реєстрації різниці потенціалів між нерухомим електродом N, який знаходився біля гирла свердловини, і електродом M, який переміщувався по стовбуру свердловини. Крива ПС відображає лише зміни потенціалу ПС по свердловині, а не його абсолютне значення, тому на діаграмах ПС вказувався тільки масштаб реєстрації різниці потенціалів (мВ/см) і не вказувалась лінія відліку. В якості нульової було прийнято «лінію глин», яка проходила навпроти потужних пластів глин. Відхилення кривої ПС від «лінії глин» приймалось за амплітуду потенціалу ПС [17].

У теригенних відкладах крива ПС застосовувалася для виділення проникних піщаних пластів і визначення ступеня їх глинистості. У карбонатних товщах інформативність методу значно нижча через високий питомий електричний опір карбонатів, тому ПС дозволяє лише відмежувати глинисті різновидності від неглинистих, але не забезпечує чіткого виділення проникних інтервалів у розрізі.

На основі діаграм стандартного каротажу та кривої ПС виконували стратиграфічне й літологічне розчленування розрізу, а також визначали інтервали порід-колекторів. Бокове каротажное зондування (БКЗ) виконано апаратурою АБКТ і КСП-2 серією послідовних градієнт-зондів: А0.5М0.1N, А1.0М0.1N, А2М0.5N, А4М0.5N, А8М1N і оберненим зондом типу N0.5М2А. Масштаби запису кривих питомого електричного опору наступні: 2,5 Омм/см; 12,5 Омм/см; 62,5 Омм/см. Масштаб глибин 1:200. Паралельно з проведенням БКЗ здійснювався запис кривої ПС у масштабі 12,5 мВ/см. Отримані діаграми БКЗ застосовували для встановлення меж пластів, визначення їх питомого опору та оцінки характеру насичення [17].

Метод мікрокаротажу виконано в інтервалах глибин проведення БКЗ за допомогою апаратури типу МДО, МК-МН із одночасним записом кривих мікро-градієнт (А0.025М0.025N) і мікро-потенціал (А0.05М) зондів. Масштаб питомого електричного опору становив 0,5 Омм/см та 1 Омм/см, а масштаб глибин 1:200. Швидкість реєстрації змінювалась в межах від 1000 до 2000

м/год. У розрізах, пробурених на прісних розчинах, дані мікрокаротажу застосовували для детального літологічного розчленування та виділення пластів-колекторів. Криві МК забезпечують високу деталізацію продуктивних пісковиків, дозволяючи визначити тонкі слабопроникні прошарки, що не беруть участі у фільтрації. Це дає змогу оцінити однорідність продуктивного горизонту та уточнити його ефективні товщини.

Індукційний каротаж виконано приладами типу АІК-2; -3; -4; -5 із зондами типу 6Ф1; 8И1,4 та 7И1,6 в масштабі провідності 25, 50, 100 мСм/см у продуктивних інтервалах. При застосуванні апаратури типу АІК-5 реєструвалась активна та реактивна складові повного сигналу. У мінералізованому розчині застосування даного методу є обмежено.

Завдяки великому радіусу дослідження індукційні зонди реєструють уявний опір, який майже не залежить від глибини проникнення фільтрату бурового розчину та наближений до істинного опору пласта. Криві ІК підвищують достовірність і однозначність інтерпретації тонких пластів ( $h \leq 2,5$  м) та точніше, ніж БКЗ, визначають питомі опори водонасичених інтервалів і положення водонафтового контакту. Вплив свердловинних умов, товщини пластів, властивостей вміщуючих порід і параметрів зони проникнення компенсується шляхом використання спеціальних палеток. Нульову лінію діаграм ІК уточнювали за пластами з високими значеннями опору.

Мікробоковий каротаж виконувався апаратурою КМБК, МК-МН, МБКУ, АГАТ у масштабі глибин 1:200 зі швидкістю запису 800-2000 м/год. Масштаб кривих опору складав 2,5 Омм/см; 12,5 Омм/см; 62,5 Омм/см. Апаратуру налаштовано відповідно до прийнятих норм. Дані мікробокового каротажу використано для оцінки опору зони проникнення [17].

Результативність методів БМК та МК визначається геологічними та технологічними умовами їх проведення, а також конструктивними особливостями застосованої апаратури. На якість мікрокаротажних діаграм суттєво впливають стан стінок свердловини, надійність притискання

башмака приладу та властивості промивної рідини. Через ці чинники позитивний приріст сигналу, типовий для проникних пластів, на кривих МК може проявлятися не завжди. Крім того, конструктивні обмеження апаратури мікробокового каротажу інколи не дозволяють використовувати отримані дані для точних кількісних розрахунків, зокрема при визначенні пористості.

Боковий каротаж виконували приладами АБКТ, ТБК та Е-1 у масштабах глибин 1:200 і 1:500 зі швидкістю реєстрації кривих до 2500 м/год. Запис опорів здійснювався переважно в логарифмічному масштабі або в масштабі 2,5 Ом·м/см. Отримані діаграми БК застосовувалися для літологічного поділу розрізу, а разом з іншими методами – для уточнення меж пластів і визначення їх питомого опору за умови мінімального впливу фільтрату бурового розчину.

Кавернометрія проводилась у всіх свердловинах за допомогою приладів КСП-2, СКП-1 та СКПД. Швидкість запису становила 1000-2000 м/год, горизонтальний масштаб – 50 мм/см. Діаграми в масштабі 1:500 реєстрували по всій довжині стовбура, а 1:200 – у продуктивних інтервалах. Дані кавернометрії та профілеметрії використовували для оцінки технічного стану свердловин, визначення їх фактичного діаметра, виділення пластів-колекторів та уточнення їх ефективних товщин.

Радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ННК-Т) виконано апаратурою ДРСТ-1, СРК у модифікаціях ГК, НГК та ГК, ННК-Т. Реєстрацію РК проведено, як правило, до спуску обсадної колони. Сталу часу інтегруючого вікна вибрано згідно з технічною інструкцією. Для дослідження свердловин методом НГК використано плутоній-берилієві та полоній-берилієві джерела потужністю від  $6,9 \cdot 10^{-6}$  нейтронів/с до  $6,7 \cdot 10^7$  нейтронів/с із довжиною зонда 60 см. Індикатор ФЕУ-74. Джерело NaJ(Те) розміром кристалу 40×80 або 40×40. Криві природної радіоактивності записано в масштабі 2 мкР/см, а криві НГК – 0,2 ум. од. в 1 см. Криві двозондового нейтрон-нейтронного каротажу записано двома зондами (малим і великим) апаратурою СРК. Масштаб виводу – 0,3 ум. од./см для малого зонда та 1,5-2 ум.од./см для великого

зонда. Масштаб глибин запису кривих РК 1:500, в продуктивних розрізах 1:200. Швидкість запису кривих складала від 400 до 1000 м/год [17].

Діаграми радіоактивного каротажу дали змогу розпізнати колектори, а також проникні, глинисті та ущільнені прошарки в їхньому складі. У поєднанні з акустичним каротажем ці методи використовували для визначення пористості пластів. Еталонування обладнання виконували відповідно до вимог «Технічної інструкції з проведення геофізичних досліджень у свердловинах».

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж проведено в обсаджених свердловинах у продуктивних інтервалах апаратурою ІН-6, -7 з лічильником СНМ-18. Швидкість запису діаграм від 150 до 400 м/год. Криві ІННК реєструвалися при затримках 750, 900, 1050, 1200, 1350, 1650 мкс, масштаб інтенсивності 200, 100, 50 імп./хв/см. Діаграми ІННК використано для якісної оцінки продуктивності колекторів [17].

Акустичний каротаж виконано апаратурою СПАК-6, СПАК-2М, АК-АГАТ. Одночасно зареєстровано інтервальний час ( $\Delta T$ ), час розповсюдження пружних хвиль (криві  $T_1$ ,  $T_2$ ), амплітуди пружних хвиль (криві  $A_1$ ,  $A_2$ ) і логарифми відношень цих амплітуд (крива затухання). Масштаб запису кривої  $\Delta T$  складав 20 мкс, 25 мкс на 1 см, швидкість запису змінювалась від 600 до 1800 м/год. Дані АК, в основному, використано для визначення коефіцієнту пористості, уточнення літологічного складу порід та їх розчленування. Метрологічне забезпечення апаратури АК включає ряд вимог при налаштуванні і проведенні свердловинних вимірювань: до і після замірів зареєстровано положення «нулів» і калібрувальних сигналів; контроль масштабу виконано за реперними пластами [17].

Акустичний контроль якості цементажу (АКЦ) виконано із метою контролю за якістю цементування обсаджених колон апаратурою АКЦ-4, АКЦ-36.

Термометричні дослідження проводили для аналізу природного теплового поля, визначення температури промивної рідини вздовж стовбура

свердловини та контролю висоти підйому цементу під час кріплення (ВЦК). Реєстрацію виконували в масштабі глибин 1:500 та масштабі кривих 0,5 °С/см із використанням термометрів ТЕГ-2, ТЕГ-36, Т-5 і ТР-7.

Інклінометрію здійснювали приладами типу КІТ і КІТА з кроком вимірювання кутів та азимутів 10-25 м, а на інтервалах перекриття – 5 м. Отримані дані застосовували для контролю напрямку буріння та під час геологічних побудов.

До прямих методів дослідження розрізу належали випробування пластів на каротажному кабелі та трубах, а також перфорація обсаджених свердловин. Відбір проб проводили випробувачами типу ОПТ-7-10 для визначення характеру насичення пластів; прив'язку глибин здійснювали за діаграмами СК, ГК та кавернометрії. Під час буріння застосовували випробувачі КП-2М-146 для оцінки можливості отримання припливів флюїдів і визначення пластових тисків.

Перфорацію продуктивних інтервалів виконували перфораторами ПКО-89, ПК-80Н, ЗП2-67-150, ПК-103, ЗПК-105 із густиною прострілювання 12-20 отворів на метр. Інтервали перфорації уточнювали за кривими ГК, а контроль правильності прострілів здійснювали за записами локатора перфораційних отворів (ЛПО, ЛМ).

Газовий картаж, проведений у процесі буріння станцією АГКС-4АЦ, використовували для оперативного контролю за газонасиченими інтервалами та аналізу компонентного складу промивної рідини, що виходила зі свердловини.

Усі прилади та апаратура проходили градування відповідно до чинних нормативних документів. До роботи допускали лише обладнання, яке пройшло стандартизацію в еталонній свердловині. Еталонні значення позірною опору були затверджені геологічною службою.

Контроль якості матеріалів ГДС здійснювали систематично – шляхом порівняння даних на перекритих інтервалах та, за потреби, повторними вимірюваннями. Загалом отримані матеріали відповідають вимогам технічної

інструкції і забезпечують достатній обсяг інформації для визначення типів колекторів, ефективних товщин, пористості та ступеня нафтогазонасичення. Водночас слід зазначити, що використання полімер-калієвих бурових розчинів у низці свердловин знизило якість даних ПС і МК, а нестабільність роботи обладнання індукційного та бокового каротажу потребувала корекції кривих за результатами БКЗ. Правильність показів АК контролювали за реперними пластами, зокрема вапняками нижньовізейської «плити» [17].

У цілому якість геофізичних матеріалів оцінюється як задовільна і така, що відповідає вимогам «Технічної інструкції». Вона дозволяє виконати детальне вивчення геологічної будови Липоводолинського родовища, провести кореляцію розрізу та здійснити кількісну оцінку ємнісних параметрів – ефективних товщин, пористості та насичення, необхідних для підрахунку запасів нафти й газу.

### **Висновок**

У даному розділі представлено повний технологічний цикл проведення геофізичних досліджень свердловин на Липоводолинському родовищі – від умов буріння до виконання всього комплексу методів ГДС та контролю якості отриманих матеріалів. Свердловини бурилися за стандартизованими технологіями, із застосуванням різних типів промвних рідин, параметри яких безпосередньо впливали на формування присвердловинної зони та результати вимірювань.

Комплекс ГДС включав електричні, радіоактивні, акустичні та прямі методи досліджень, що забезпечило достовірне літологічне розчленування розрізу, виділення колекторів, оцінку їх насичення, визначення пористості, ефективних товщин та інших параметрів, необхідних для підрахунку запасів. Використання сучасної апаратури та різних масштабів запису дозволило отримати якісний матеріал, придатний як для кореляції, так і для кількісної інтерпретації.

Незважаючи на окремі технологічні обмеження (вплив полімер-калієвих розчинів на якість ПС та МК, нестабільність частини електричних методів), загальний стан матеріалів ГДС оцінюється як задовільний. Вони повністю відповідають вимогам методичних інструкцій і забезпечують достатню інформативність для геолого-геофізичної інтерпретації та побудови надійної моделі геологічної будови Липоводолинського родовища.

## 4 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ ЛИПОВОДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА СТАНДАРТНОЮ МЕТОДИКОЮ

### 4.1 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин

Літологічне розчленування порід, кореляція розрізів свердловин та побудова необхідних геологічних побудов виконані на основі матеріалів геофізичних досліджень свердловин.

Виділення літологічних різновидів за даними ГДС проведено відповідно до методики, прийнятої для теригенних і карбонатних комплексів Дніпровсько-Донецької западини.

Продуктивні інтервали Липоводолинського родовища приурочені до відкладів візейського ярусу, у межах якого встановлено горизонти В-19н, В-20, В-21, В-22, В-24-25 та В-26. Геологічний розріз характеризується чергуванням порід різного літологічного складу, що мають контрастні фізичні властивості, що дає змогу надійно виконувати кореляцію розрізів свердловин і виділяти в них колекторські пачки.

Для кореляції використано стандартні каротажні діаграми, а також дані кавернометрії, радіоактивного й акустичного каротажу. Виділені горизонти добре простежуються між свердловинами на значні відстані (рис. 4.1). У межах окремих інтервалів верхньовізейських відкладів та горизонту В-26 нижнього візею поширені один-два або більше продуктивних піщаних пластів. У горизонті В-24-25 нижньовізейського підрозділу зафіксовано декілька продуктивних карбонатних прошарків [17].

Між горизонтом залягають пачки аргілітів і вапняків, які виконують роль покриток, забезпечуючи герметичність та збереження покладів вуглеводнів.



Кореляцію розрізу виконано із використанням регіональних та локальних реперів, які стабільні в межах площі та мають чіткі геофізичні ознаки, що практично не змінюються між свердловинами. До таких орієнтирів належать вапняки башкирського ярусу середнього карбону, нижньовізейська карбонатна «плита» та аргілітові пачки.

У досліджуваному розрізі найбільш надійним корелятивам присвоєно реперні індекси  $R_1$ - $R_6$  (табл. 4.1). Це переважно глинисто-аргілітові товщі, перерви в осадонакопиченні та вапняки, які впевнено простежуються в усіх свердловинах площі [17].

Глинисто-аргілітові породи визначаються за підвищеними значеннями природної радіоактивності на кривих ГК, низькими величинами вторинної  $\gamma$ -активності на НГК, високими амплітудами на діаграмах акустичного каротажу та збільшеним діаметром стовбура свердловини внаслідок руйнування її стінок.

Піщано-алевритові ущільнені прошарки відзначаються високими питомими електричними опорами на кривих електричного каротажу, низькими показами на ГК, високими значеннями НГК, близьким до номінального діаметром свердловини за даними кавернометрії та низькими значеннями на кривих акустичного каротажу.

Вапняки, як правило, характеризуються максимальними електричними опорами на кривих БКЗ, БК та БМК, мінімальними або максимальними значеннями на радіаційних кривих (ГК і НГК відповідно), номінальним діаметром свердловини на кавернометрії, а також мінімальними показами на кривих АК та ІК.

Репери  $R_1$ ,  $R_4$  і  $R_6$  локалізуються відповідно в покрівлі горизонтів В-19н, В-22 та В-26 і представлені ущільненими алевролітовими прошарками.

Репери  $R_2$  та  $R_3$  приурочені до витриманих у межах площі глинисто-аргілітових товщ між горизонтами В-19н і В-20 та між В-20 і В-

21. Для них характерні низькі значення електричного опору, підвищені покази природної гама-активності та різке збільшення діаметра свердловини.

Таблиця 4.1 – Таблиця реперів Липоводолінського родовища

№ реп.		5	6	7	8	9	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	32(II)	34	35	37	453
R <sub>1</sub> (R <sub>B-19</sub> )	Глибина	4553,0	4550,0	4560,0	4548,0	4562,0	4544,0	4549,0	4566,0	4558,0	4543,0	4547,0	4560,0	4552,0	4568,0	4631,0	-	4546,0	4538,0	3579,0	4506,0
	Абс.відм.	-4370,9	-4369,4	-4382,4	-4375,2	-4386,1	-4365,6	-4370,1	-4376,0	-4374,8	-4366,4	-4365,5	-4380,8	-4367,6	-4384,5	-4461,4	-	-4364,1	-4348,4	-3381,7	-4331,6
R <sub>2</sub> (R <sub>B-20</sub> )	Глибина	4558,0	4574,0	4598,0	4587,0	4602,0	4577,0	4580,0	4600,0	4595,0	4582,0	4579,0	4591,0	4583,0	4596,0	4662,0	-	4577,0	4565,0	4610,0	4537,0
	Абс.відм.	-4375,9	-4393,4	-4420,4	-4414,1	-4426,1	-4398,6	-4401,1	-4409,9	-4411,8	-4405,4	-4397,5	-4411,7	-4398,5	-4412,4	-4492,4	-	-4395,1	-4375,4	-4412,6	-4362,5
R <sub>3</sub> (R <sub>B-21</sub> )	Глибина	4617,0	4607,0	4632,0	4610,0	4638,0	4603,0	4605,0	4629,0	4622,0	4616,0	4607,0	4617,0	4610,0	4622,0	4695,0	-	4606,0	4603,0	4639,0	4568,0
	Абс.відм.	-4434,8	-4426,3	-4454,3	-4437,0	-4462,0	-4424,6	-4426,1	-4438,9	-4438,8	-4439,4	-4425,5	-4437,8	-4425,5	-4438,4	4525,4	-	-4424,1	-4413,4	-4441,6	-4393,5
R <sub>4</sub> (R <sub>B-22</sub> )	Глибина	4648,0	4631,0	4671,0	4640,0	4684,0	4632,0	4637,0	4657,0	4651,0	4648,0	4641,0	4652,0	4639,0	4653,0	-	4728,0	4633,0	4631,0	4674,0	4608,0
	Абс.відм.	-4465,7	-4450,3	-4493,2	-4466,9	-4508,0	-4453,6	-4458,0	-4466,9	-4467,8	-4471,4	-4459,5	-4472,7	-4454,5	-4469,4	-	-4558,4	-4451,0	-4441,4	-4476,6	-4433,5
R <sub>5</sub> (R <sub>B-24-25</sub> )	Глибина	4689,0	4680,0	4690,0	4675,0	4711,0	4672,0	4669,0	4698,0	4695,0	4703,0	4679,0	4686,0	4679,0	4687,0	-	4765,0	4672,0	4667,0	4707,0	4659,0
	Абс.відм.	-4506,7	-4499,2	-4512,2	-4501,8	-4534,9	-4493,6	-4490,0	-4507,8	-4511,8	-4526,4	-4497,5	-4506,7	-4494,5	-4503,3	-	-4595,4	-4490,0	-4477,3	-4509,6	-4484,4
R <sub>6</sub> (R <sub>B-26</sub> )	Глибина	4843,0	4870,0	4850,0	4847,0	4867,0	4835,0	4833,0	4865,0	4847,0	4864,0	4834,0	4850,0	-	-	-	-	-	4843,0	4835,0	4849,0
	Абс.відм.	-4660,4	-4688,9	-4671,7	-4673,4	-4690,7	-4656,5	-4653,9	-4674,6	-4663,8	-4687,4	-4652,4	-4670,6	-	-	-	-	-	-4653,3	-4637,5	-4674,2

Репер  $R_5$  розташований у покрівлі горизонту В-24-25 та представлений вапняком і характеризує покрівлю нижньовізейської карбонатної «плити». Вона завдяки своїм постійним характеристикам та поширенню служить регіональним репером.

#### **4.2 Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського родовища**

Виділення продуктивних колекторів та визначення їх ефективних товщин виконано на основі сукупності прямих і непрямих якісних ознак, а також кількісних критеріїв, установлених за результатами комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

У межах родовища виділено два основні типи теригенних колекторів – пісковики та алевроліти, пов'язані з продуктивними горизонтами візейського ярусу, а також карбонатні колектори нижньовізейської карбонатної «плити».

За матеріалами промислово-геофізичних досліджень порові колектори визначалися шляхом аналізу прямих якісних ознак, повторних вимірювань та за допомогою непрямих кількісних критеріїв. Прояв якісних ознак на кривих ГДС зумовлений проникненням фільтрату промивної рідини в пласти, що з часом спричиняє формування (або руйнування) зони проникнення.

У свердловинах Липоводолинського родовища, пробурених на водних промивних системах із низькою водовіддачею та невеликим надлишковим тиском на пласт, прямими ознаками проникних інтервалів є:

- зменшення діаметра стовбура на кавернометрії відносно номінального;
- перевищення показів мікро-потенціал зонда над мікро-градієнт при їх низьких абсолютних значеннях;
- наявність радіального градієнта питомого опору на діаграмах електрометодів з різним радіусом дослідження (БКЗ, БК, МБК, ІК);
- від'ємна аномалія ПС у випадку  $\rho_c > \rho_v$  та  $P_{гід} > P_{пл}$ ;

– зниження значень гамма-каротажу в межах неглинистих та малоглинистих порід-колекторів;

– середні значення вторинної  $\gamma$ -активності на НГК.

Останні дві ознаки використовуються як допоміжні. Як відомо, у кварцових пісковиках і алевролітах інтенсивність ГК визначається переважно глинистістю: низькі значення характерні як для карбонатизованих щільних порід, так і для пластів-колекторів. Цю неоднозначність компенсовано комплексним підходом до інтерпретації матеріалів ГДС.

У обсаджених свердловинах на етапі розформування зони проникнення як додатковий метод розподілу порід на колектори й неколектори застосовано імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) у різних режимах затримки. Крім того, при виділенні колекторів враховано результати випробування пластів, дані досліджень у колоні, а також лабораторні вимірювання на взірцях керну.

Ефективність використання окремих якісних ознак для визначення пластів-колекторів на Липоводолинському родовищі залежить від низки факторів [17, 18]:

1. Наявність глинистої чи шламової кірки.

Її фіксують за даними кавернометрії або профілеметрії за рахунок зменшення фактичного діаметра свердловини відносно номінального. Товщина глинистої кірки ( $h_{гк}$ ) визначається властивостями промивної рідини: чим більшою є її водовіддача, тим масивніша кірка утворюється.

Водночас відсутність кірки за наявності інших ознак проникності не є підставою для віднесення породи до неколекторів, оскільки це може бути наслідком припинення фільтрації промивної рідини в пласт під дією технологічних факторів.

2. Додатні прирости питомого електричного опору на кривих мікрокаротажу (МК). Перевищення показів мікропотенціального зонда над мікроградієнтним є надійним індикатором порових колекторів – настільки, наскільки достовірною є сама ознака наявності кірки, що спричиняє ці

прирости.

До порід-колекторів Липоводолинського родовища належать породи, в яких опори за даними МК не перевищують питомий опір промивної рідини ( $\rho_c$ ) більш ніж у 5 разів. За більших значень додатні прирости можуть також проявлятися у непроникних породах.

Помилкове виділення порід-колекторів на Липоводолинському родовищі можливе:

- у тонких непроникних прошарках, якщо башмак мікрозонда нещільно прилягає до стінки свердловини;
- при дуже товстій кірці, коли обидва зонди досліджують лише її;
- при бурінні на технічній воді за умов відсутності кірок;
- за умови сильно розчленованих кривих МК;
- у свердловинах, пробурених на мінералізованих промивних рідинах ( $\rho_c < 0,2$  Омм), коли прирости відсутні.

### 3. Радіальний градієнт питомого електричного опору.

У породах-колекторах Липоводолинського родовища він формується внаслідок появи зони проникнення, питомий електричний опір якої ( $\rho_{зп}$ ) відрізняється від питомого електричного опору незміненої частини пласта ( $\rho_{п}$ ). Наявність радіального градієнта встановлюється шляхом порівняння показів однотипних зондів з різними глибинностями дослідження (БКЗ, багатозондові установки БК та ІК) або за комплексом БМК-БК-ІК.

Для колекторів, товщина яких перевищує довжину зонда, отримують криві зондування трьох типів:

- підвищуюче проникнення ( $\rho_{зп} > \rho_{п}$ ) – характерне для водонасичених колекторів, де питомий електричний опір пластової води нижчий за опір фільтрату, а також для зон підвищеної водонасиченості (перехідні зони, алевроліти, пісковики з глинистим або польвошпатовим цементом);
- двошарові криві зондування – свідчать про нейтральне проникнення ( $\rho_{зп} \approx \rho_{п}$ ) або про невелику глибину проникнення, що не виходить за межі зони дослідження відповідним зондом;

– понижуюче проникнення ( $\rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{п}}$ ) – зустрічається рідше, характерне для сильно газонасичених колекторів з  $K_{\text{нг}} > 80 \%$ , пробурених на промивних рідинах зі співставимим опором ( $\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$ ).

За результатами бокового каротажного зондування достовірно визначають радіальний градієнт опору в однорідних пластах товщиною понад 6-8 м; інколи – 4-6 м.

У тонших пластах (1,5-4 м) проникнення встановлюють за результатами коротких градієнт-зондів ( $A_0 = 0,45$  і  $1,05$  м), потенціал-зонда БКЗ та стандартних БК/ІК із приведенням кривих до форми палеток бокового каротажного зондування.

У порівнянні з комплексом БКЗ-БК-МБК-ІК, сфокусовані зонди БК дозволяють достовірно виділяти породи-колектори меншої товщини (0,4 м і більше), що особливо важливо в умовах різко мінливої будови геологічного розрізу. Якщо ці криві зареєстровано або перераховано в одному масштабі, то породи-колектори визначаються за розбіжністю показів зондів різної глибинності, тоді як у непроникних породах їх значення збігаються.

4. Аномалії потенціалу самовільної поляризації (ПС) є достовірним індикатором високопористих теригенних колекторів із підвищеною глинистістю на Липоводолинському родовищі. Ефективність виділення малопористих колекторів за цією ознакою значно знижується, оскільки параметр  $\eta_{\text{гл}}$  доволі швидко наближається до одиниці навіть за незначного вмісту глинистих частинок.

У карбонатних товщах Липоводолинського родовища ПС відображає насамперед кількість глинистих домішок у поровому просторі, тому його ефективність є обмеженою. Чіткі аномалії ПС зазвичай фіксуються лише у випадку карбонатних колекторів за умови  $K_{\text{п}} \gg K_{\text{гл}}$ , тобто за низької глинистості ( $K_{\text{гл}} < 15-20 \%$ ). Навпаки, значення ПС, близькі до лінії глин, можуть спостерігатися навіть за малої кількості глинистих частинок, якщо  $K_{\text{п}}$  є дуже низьким або співставимим з  $K_{\text{гл}}$ .

5. Дані гамма-каротажу (ГК) виконують допоміжну роль при виділенні

порід-колекторів на Липоводолинському родовищі. Низькі значення ГК характерні для неглинистих і слабкоглинистих порід, серед яких потенційними колекторами є пористі кварцові пісковики та карбонатні породи. Водночас і малопористі різновиди цих порід також демонструють низькі покази ГК.

Н Липоводолинському родовищі високі значення гамма-каротажу, близькі до рівня вміщуючих глинистих порід, можливі як у глинах і аргілітах, так і напроти деяких пластів-колекторів. У кварцових пісковиках, алевролітах та більшості карбонатних порід величини ГК є пропорційними глинистості.

Надійність якісних ознак залежить від технічних та технологічних умов буріння. На практиці колектори не завжди демонструють виражені позитивні прирости на МК, наявність кірки на кавернограмах чи від'ємні аномалії ПС. У зв'язку з цим під час виділення пластів-колекторів на Липоводолинському родовищі застосовано кількісні критерії, що ґрунтуються на таких положеннях [17]:

- порові колектори мають відмінні від вміщуючих порід фільтраційно-емнісні характеристики та відповідні геофізичні параметри;
- існують граничні (кондиційні) значення пористості та проникності, які розмежовують породи на колектори та неколектори.

Поряд із якісними ознаками при встановленні ефективних товщин використано й кількісні параметри, які відповідають межі «колектор – неколектор». Основним таким показником є коефіцієнт пористості. Теригенні пласти з пористістю нижчою за граничне значення  $K_{п}^{гп} = 7,2 \%$  віднесено до некондиційних.

При встановленні ефективних товщин враховано найбільш інформативні геофізичні параметри:  $\Delta T$ ,  $d_c/d_n$ ,  $\alpha_{пс}$ ,  $\Delta I_\gamma$ .

Граничні значення акустичного інтервального часу:

- $\Delta T_{гп} = 204$  мкс/м для горизонтів В-19 – В-22;
- $\Delta T_{гп} = 203$  мкс/м для горизонту В-26,

використано для виділення щільних різновидів.

Для карбонатних колекторів Липоводолинського родовища прийнято граничну пористість  $K_{п}^{гп} = 5,0 \%$ , а значення  $\Delta T_{гп} = 182$  мкс/м застосовано для вапняків горизонтів В-24-25.

Оцінювання характеру насичення пластів-колекторів передбачає їх розподіл на водонасичені та продуктивні. Визначення порових продуктивних колекторів на Липоводолинському нафтогазоконденсатному родовищі здійснювалось шляхом співставлення вимірних питомих електричних опорів пластів  $\rho_{п}$  або опорів промитої зони із розрахованими значеннями  $\rho_{вп}$ , що відповідають умові 100 % водонасиченості. Розрахунок виконується за формулою  $\rho_{вп} = \rho_{п} \cdot \rho_{в}$ . Якщо  $\rho_{п} > \rho_{вп}$ , пласт містить нафту чи газ; при  $\rho_{п} \approx \rho_{вп}$  пласт вважається водонасиченим. Порода може забезпечувати промислові припливи вуглеводнів лише за умови, що її водонасиченість  $K_{в}$  є нижчою від граничного значення  $K_{в}^{гп}$ , при якому фазова проникність нафти чи газу стає не меншою, ніж фазова проникність води. Безводні припливи отримують у випадках, коли виконується нерівність  $\rho_{п} > \rho_{п}^{гп} > \rho_{п}^{кп}$ .

Ефективність виділення колекторів та визначення їх ефективних товщин на Липоводолинському родовищі за якісними ознаками значною мірою залежить від технологічних та геологічних чинників: величини репресії на пласт, властивостей промивної рідини, інтервалу часу між розбурюванням і дослідженням, а також ефективної товщини колектора. У розрізах, пробурених на рівноважних системах із низькою водовіддачею промивної рідини, ця ефективність зменшується через незначний об'єм фільтрату, що проник у пласт, і відповідно – слабо виражене або відсутнє проникнення. У високопроникних пластах прямі ознаки проникнення зникають з часом у свердловинах, що буряться тривалий період, внаслідок кольматації пор просторово дрібнодисперсним матеріалом. Породи з гіршими колекторськими властивостями кольматуються повільніше, тому їх ознаки проникності довше зберігаються.

З огляду на це, при виділенні пластів-колекторів та визначенні їх

ефективних товщин було враховано всі фактори, що впливають на якісні показники, окремо для кожної свердловини. Виділення та промислова оцінка колекторів Липоводолинського родовища здійснювалися комплексним аналізом матеріалів БКЗ, ПС, МК та МБК, кавернометрії, акустичного й радіоактивного каротажу, а також лабораторних даних за керном.

Питомий електричний опір порід Липоводолинського родовища змінюється в широкому діапазоні залежно від літології, густини, пористості і типу флюїдовмісту. Водонесні теригенні колектори характеризуються питомим електричним опором 0,2-15,9 Ом, тоді як продуктивні – 5,9-228 Ом, залежно від пористості, мінерального складу та насичення. Для карбонатних пластів питомий електричний опір водонесних різновидів становить 22,8-26,2 Ом, а продуктивних – 65,5-434 Ом. Врахування пористості й глинистості дозволяє чітко розмежувати їх за характером насичення та визначити положення контактів «вуглеводні-вода». Випробування пластів (ВПК, перфорація) суттєво підвищують достовірність такої інтерпретації.

Ефективну товщину породи-колектора Липоводолинського родовища визначено як еквівалент вертикальної товщини, що дорівнює різниці між загальною потужністю пласта і сумарною товщиною прошарків неколекторів. З ефективних товщин виключені глинисті та щільні породи, які добре вирізняються за ГК, НГК, АК. Щільні інтервали впевнено встановлено за матеріалами АК, БК і МБК. За даними мікрокаротажу ефективні товщини продуктивних пластів чітко не визначаються, а кавернометрія не завжди фіксує зменшення діаметра навпроти колекторів.

Виділення ефективних товщин здійснювали у два етапи [17]:

1. Первинне виділення всіх можливих пластів-колекторів за матеріалами ГДС;
2. Вилучення інтервалів, параметри яких не досягають граничних значень геофізичних та геологічних параметрів.

Глинисті породи виключено з ефективних товщин за даними ГК,

кавернометрії та мікрометодів; їх приналежність до неколекторів додатково підтверджено ІННК. Залучено також дані керн та результати випробувань (ВПК, ВПТ).

Карбонатні колектори нижньовізейської карбонатної «плити» Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища за якісними ознаками виділено менш упевнено. На кавернограмах вони здебільшого мають номінальний або дещо збільшений діаметр свердловини; прирости на МК реєструються рідко; аномалії ПС – слабо виражені. На АК у межах таких пластів спостерігається невелике збільшення  $\Delta T$ . Найбільш інформативними для їх виділення виявилися діаграми НГК, де проникні різновиди характеризуються зниженими значеннями вторинної  $\gamma$ -активності, не пов'язаними з глинистістю. На боковому каротажі проникні прошарки виділяються зниженим позірним опором. При визначенні їх ефективних товщин використано дані АК, НГК, БК,  $\Delta I_\gamma$ , кавернометрії і результати випробувань у колоні.

Застосування комплексу геофізичних методів із різною фізичною природою дозволило підвищити достовірність кінцевих результатів. Оброблення та інтерпретація матеріалів виконані графо-аналітичним методом із використанням ЕОМ.

#### **4.3 Петрофізичні моделі, що покладені в основу виділення порід-колекторів**

Продуктивні горизонти Липоводолинського родовища пов'язані з відкладами візейського ярусу. Їх геологічний розріз представлений чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів та вапняків.

Узагальнення та аналіз результатів лабораторних досліджень і матеріалів геофізичних досліджень дали змогу отримати петрофізичні залежності типу «кern-кern» та «кern-геофізика». Обробка даних виконувалася із застосуванням ймовірно-статистичних методів, що

забезпечило підвищення точності та об'єктивності інтерпретації.

Для оцінки глинистості використано залежність між об'ємною глинистістю  $K_{\text{гл}}$  та подвійним різницеvim параметром  $\Delta I_{\gamma}$ , встановлену в попередніх дослідженнях для Перекопівського, Кулябчинського та Липоводолинського родовищ (табл. 4.2).

Пористість за матеріалами акустичного каротажу визначено за формулою середнього часу  $K_{\text{п}} = f(\Delta T, \Delta T_{\text{ск}}, \Delta T_{\text{р}})$ , а в інтервалах з глинистістю понад 8 % – за залежністю  $K_{\text{п}} = f(\Delta T, \Delta T_{\text{ск}}, \Delta T_{\text{р}}, K_{\text{гл}})$ . Коефіцієнт пористості за даними нейтронного каротажу отримано з урахуванням зв'язку між  $K_{\text{п}}$  та показами НК з необхідними поправками на геолого-технічні умови реєстрації  $I_{\text{нк}}$  і  $I_{\text{пг}}$ , а також на глинистість (табл. 4.2).

Абсолютну проникність і залишкову водонасиченість визначено за статистичними залежностями вигляду  $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$  та  $K_{\text{зв}} = f(K_{\text{п}})$ . Усі петрофізичні залежності розраховано окремо для верхньовізейських і нижньовізейських відкладів (табл. 4.2).

Карбонатні колектори горизонту В-24-25 (нижньовізейська карбонатна плита) розглянуті окремо; їх параметри визначено згідно з методикою, апробованою під час підрахунку запасів Ярошівського, Бережівського та Кампанського родовищ [19].

Вапняки нижньовізейської плити слугують регіональним маркером для кореляції та добре виділяються на каротажних діаграмах. Колекторські різновиди відзначаються зниженими значеннями вторинного гамма-випромінювання за діаграмами НГК, що не пов'язане з глинистістю. На кривих інтервального часу спостерігається деяке збільшення  $\Delta T$ .

Пористість вапняків визначено за даними акустичного та нейтронного каротажу. Загальну пористість отримано за показами НК, чутливими до сумарного водневмісту, літології, щільності та частки нерозчинного залишку. Акустичний каротаж оброблено з використанням рівняння середнього часу.

Питомий електричний опір пластів розраховано за методикою комплексної обробки даних БКЗ, БК і ІК. Для кожного пласта значення

питомого електричного опору додатково визначено на ЕОМ за спеціалізованою програмою «Геопошук».

Розмежування продуктивних і водоносних пластів здійснено на основі питомого електричного опору з урахуванням пористості та глинистості. Значну роль відіграли результати промислових випробувань (перфорація) і випробувань пластів на кабелі (ВПК).

Дослідження параметрів колекторів у модельованих пластових умовах виконано в УкрДГРІ на модернізованій чотирикамерній установці. За їх результатами у попередньому звіті з підрахунку запасів Липоводолинського родовища отримано базові петрофізичні залежності: параметра пористості від коефіцієнта пористості  $P_n = f(K_n)$  та параметра насичення від коефіцієнта водонасичення  $P_n = f(K_v)$  для обох – верхньовізейських і нижньовізейських – типів колекторів (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Основні рівняння, що описують взаємозв'язки геофізичних, петрофізичних та геологічних параметрів порід-колекторів Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища

<b>Верхньовізейські відклади</b>
$K_{гл} = 0,51 \Delta I_\gamma + 0,0335$
$K_n^{ак} = ((\Delta T - 166)/(604 - 166)) - 0,22 \cdot (K_{гл} - 0,08) = K_n - 0,22 \cdot (K_{гл} - 0,08)$
$K_n = (-8,72 + 53,1 \cdot I_{ny}^{-1} + 5,11 \cdot I_{ny}^{-2})/100$
$K_n = K_n^{нгк} - 0,25(K_{гл} - 0,08) - 1,52K_n(K_{гл} - 0,08) - 0,383(K_{гл} - 0,08)^2$
$K_n = (-8,2 + 75,4 \cdot (I_{ннк-м}/I_{ннк-в}) - 1,25 \cdot (I_{ннк-м}/I_{ннк-в})^2)$
$lgK_{пр.} = 6,977 lgK_n - 5,825$
$lgP_n = 3,6109 - 1,7630 \cdot lgK_v$
$lg P_n = 3,5019 - 1,5346 \cdot lgK_n$
<b>Нижньовізейські відклади</b>
$K_n^{ак} = ((\Delta T - 166)/(590 - 166)) - 0,22 \cdot (K_{гл} - 0,08) = K_n - 0,22 \cdot (K_{гл} - 0,08)$
$lgK_{пр.} = 5,336 lgK_n - 4,494$
$lgP_n = 3,6763 - 1,8490 \cdot lgK_v$
$lg P_n = 3,8531 - 1,8979 \cdot lgK_n$
$K_n = (-8,72 + 53,1 \cdot I_{ny}^{-1} + 5,11 \cdot I_{ny}^{-2})/100$
$K_n = K_n^{нгк} - 0,3(K_{гл} - 0,08) - K_n(K_{гл} - 0,08) - 0,3(K_{гл} - 0,08)^2$
$K_n = (-8,2 + 75,4 \cdot (I_{ннк-м}/I_{ннк-в}) - 1,25 \cdot (I_{ннк-м}/I_{ннк-в})^2)$

## Висновок

У даному розділі на основі стандартної методики комплексної інтерпретації матеріалів ГДС виконано кореляцію та літологічне розчленування розрізів свердловин Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища, виділено опорні реperi та встановлено будову продуктивних горизонтів візейських відкладів. Показано, що продуктивні товщі пов'язані з теригенними (пісковики, алевроліти) та карбонатними колекторами нижньовізейської плити, які надійно ідентифікуються за комплексом електричних, радіоактивних, акустичних і кавернометричних параметрів. Виділення пластів-колекторів та їх ефективних товщин здійснено з урахуванням як прямих і непрямих якісних ознак проникності, так і кількісних граничних значень пористості, проникності та акустичного інтервального часу для теригенних і карбонатних порід. Оцінка характеру насичення (водонасичені / продуктивні пласти) базується на зіставленні питомих електричних опорів з розрахунковими значеннями для 100 % водонасиченості, з урахуванням пористості та глинистості, а також даних промислових випробувань. Сформовані петрофізичні моделі верхньо- та нижньовізейських колекторів забезпечують підвищення достовірності виділення продуктивних інтервалів і створюють основу для подальшої геолого-промислової оцінки запасів родовища.

## **5 ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЛИПОВОДОЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН**

### **5.1 Чинники, що призводять до недостовірною виділення порід-колекторів за базовими якісними ознаками на Липоводолинському родовищі**

Виділення порід-колекторів у геологічному розрізі Липоводолинського родовища ґрунтується на комплексі якісних та кількісних ознак, що відображають фізичні властивості порід та особливості їх флюїдовмісту. Проте ефективність використання базових якісних індикаторів залежить від низки геологічних, технологічних та методичних факторів, які можуть суттєво спотворювати інтерпретацію та знижувати достовірність результатів. Нижче узагальнено основні чинники, що призводять до помилкового або неповного виділення колекторів у продуктивних горизонтах Липоводолинського родовища.

5.1.1 Вплив глинистої та шламової кірки. Одним із ключових чинників, що визначає достовірність якісних ознак, є стан стінок свердловини та формування глинистої або шламової кірки. Її товщина та характер залежать від водовіддачі та властивостей промивальної рідини. Масивні кірки викликають заниження фактичного діаметра свердловини на кавернограмі та формують додатні прирости на кривих мікрокаротажу (МК).

Відсутність кірки не завжди свідчить про відсутність колектора, оскільки вона може бути наслідком припинення фільтрації ПР у пласт, зумовленого технологічними факторами. Надмірна товщина кірки, навпаки, призводить до того, що зонди МК досліджують лише кірку, а не породу, що суттєво знижує інформативність ознаки.

5.1.2 Обмеження та похибки мікрокаротажу. Покази мікрокаротажу є одними з основних якісних ознак порового колектора, однак їх інформативність істотно залежить від умов буріння. Позитивні прирости опору можуть фіксуватися і в неколекторах, якщо питомий опір порід значно перевищує опір промивальної рідини.

До типових помилок належать:

- виділення тонких непроникних прошарків як колекторів при неповному приляганні башмака зонда;
- відсутність приростів при дуже товстій кірці;
- відсутність приростів при бурінні на технічній воді або мінералізованих промивних системах ( $\rho_c < 0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ );
- хаотичність кривих МК у розчленованих або кавернозних розрізах.

Такі фактори формують неправильні уявлення про пористість та проникність порід.

5.1.3 Недостатня вираженість радіального градієнта електричного опору. Радіальний градієнт питомого опору контролюється наявністю зони проникнення фільтрату промивальної рідини. У тонких пластах (1,5-4 м) він часто не реєструється, оскільки глибина дослідження стандартних зондів не виходить за межі зони проникнення.

Додаткові помилки виникають у випадках:

- нейтрального проникнення ( $\rho_{зп} \approx \rho_{п}$ ), яке часто інтерпретується як його повна відсутність;
- понижувального проникнення у сильно газонасичених пластах, що трактується як низька проникність;
- низької водовіддачі промивної рідини, через що проникнення практично не формується.

У результаті знижується достовірність виділення колекторів у мінливих за складом пластах.

5.1.4 Обмежена інформативність потенціалу самовільної поляризації (ПС). Потенціали самочинної поляризації є надійним індикатором лише у високопористих теригенних породах із підвищеним вмістом глинистих частинок. За умов низькопористих порід параметр  $\eta_{\text{гл}}$  швидко наближається до одиниці навіть за малої глинистості, що робить ПС неінформативним.

У карбонатних породах ПС відображає переважно вміст глинистого матеріалу, а не пористість, тому його ефективність є низькою. Навіть за мінімального вмісту глини потенціали можуть зливатися з лінією глин, що викликає помилкове віднесення порід до неколекторів.

5.1.5 Неоднозначність інтерпретації гамма-каротажу. Гамма-каротаж є допоміжною ознакою і не може використовуватися як самостійний критерій виділення колекторів через його неоднозначність:

- низькі значення ГК характерні як для пористих колекторів, так і для щільних карбонатизованих порід;
- високі значення ГК можуть відображати глинистість як материнських порід, так і глинисті домішки в колекторах;
- у кварцових пісковиках та алевролітах ГК пропорційний глинистості, однак пористість при цьому може бути вкрай низькою.

Тому якісні висновки за ГК потребують підтвердження іншими методами.

5.1.6 Технологічні фактори буріння. Важливим чинником є режим буріння та властивості промивної рідини. У свердловинах, пробурених на рівноважних системах із низькою водовіддачею, об'єм фільтрату, що потрапляє у пласт, є незначним. Це призводить до слабо вираженої зони проникнення або її повної відсутності.

У високопроникних пластах ознаки проникнення з часом зникають унаслідок кольматації пор глинистим матеріалом. Породи з низькою

проникністю кольматуються повільніше, що створює розбіжності у прояві якісних ознак навіть у межах одного горизонту.

5.1.7 Літологічна мінливість розрізу. Геологічний розріз Липоводолинського родовища характеризується різко мінливою літологією, що істотно ускладнює реєстрацію якісних ознак. У тонких прошарках (<0,4-1 м) електричні та радіоактивні параметри змішуються, що знижує точність ідентифікації колекторів. Контрастність фізичних властивостей між сусідніми пачками спричиняє інтерференцію сигналів на кривих ГДС.

Карбонатні колектори характеризуються низькою вираженістю якісних ознак:

- кірка формуються слабо або не формуються взагалі;
- прирости МК реєструються рідко;
- аномалії ПС слабкі або відсутні;
- $\Delta T$  змінюється незначно навіть у колекторських різновидах.

Тому їх достовірне виділення можливе лише на основі кількісних критеріїв та комплексної інтерпретації ГДС, а також на основі впровадження нових методик або удосконалення існуючих.

## **5.2 Новий підхід до виділення порід-колекторів Липоводолинського родовища**

Аналіз методик з виділення порід-колекторів в геологічному розрізі нафтогазових свердловин, а також дієвості якісних та кількісних ознак наявності порід-колекторів в геологічному розрізі свердловин Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища показав, що кожна з методик та ознак окремо самі по собі не забезпечує достатньої ефективності виділення порід-колекторів і визначення їх фільтраційно-ємнісних параметрів.

Комбінація результатів досліджень фільтраційно-ємнісних

властивостей на зразках керну, акустичних досліджень, електричних та радіоактивних методів дозволяє більш впевнено виділяти інтервали високо- та низькопористих колекторів. Розраховані коефіцієнти пористості за різними геофізичними методами дещо відрізняються між собою і залежать від типу ємності колектора.

З метою підвищення достовірності виділення порід-колекторів у геологічному розрізі візейських відкладів Липоводолинського родовища було запропоновано підхід, що передбачає зіставлення базових каротажних кривих із їх нормалізованими та масштабованими аналогами. Зокрема виконано порівняння [20]:

- кривої гамма-каротажу (ГК) з нормалізованою та масштабованою кривою акустичного каротажу (АК) по ГК;
- кривої бокового каротажу (БК) з нормалізованою та масштабованою кривою нейтрон-гамма-каротажу (НГК) по БК;
- кривої імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) з нормалізованою та масштабованою кривою НГК по ІННК;
- кривої БК з нормалізованою та масштабованою кривою ІННК по БК.

У межах запропонованого підходу інтервали, де значення нормалізованої та масштабованої кривої перевищують значення відповідної базової каротажної кривої, інтерпретуються як такі, що характеризуються ознаками потенційної проникності.

На прикладі свердловини №26-Липоводолинська, за допомогою автоматизованої системи обробки даних ГДС «Геопошук», було побудовано відповідний планшет (рис. 5.1). За результатами зіставлення ГК з нормалізованою та масштабованою кривою АК по ГК виділено чотири інтервали в карбонатній частині розрізу (4745,6-4756,0 м; 4756,5-4761,2 м; 4779,6-4784,0 м; 4784,8-4785,8 м) та два інтервали в теригенній частині (4850,5-4855,0 м; 4857,3-4863,2 м). Два додаткові

інтервали (4809-4840 м) характеризуються аномаліями, однак їх виділення є недостовірним через вплив кавернозності стовбура свердловини.

Зіставлення кривої БК із нормалізованою та масштабованою кривою НГК по БК дозволило виділити три карбонатні інтервали (4758,0-4760,7 м; 4779,4-4783,8 м; 4784,6-4786,6 м) та чотири теригенні (4821,5-4832,5 м; 4842,1-4846,3 м; 4847,6-4848,3 м; 4850,5-4854,2 м).

При порівнянні ІННК із нормалізованою та масштабованою кривою НГК по ІННК у карбонатній частині розрізу виокремлено три інтервали (4741,8-4754,2 м; 4779,3-4782,8 м; 4784,3-4786,0 м). Додаткове зіставлення БК з нормалізованою та масштабованою кривою ІННК по БК дозволило виділити чотири карбонатні та один теригенний інтервал.



Отримані результати свідчать про те, що інтервали з ознаками колекторів, виділені за різними наборами зіставлень (ГК-АК, БК-НГК, ІННК-НГК, БК-ІННК), частково відрізняються між собою. Це, ймовірно, пов'язано зі структурно-літологічною мінливістю порід та можливим поєднанням декількох типів пористості в карбонатній частині розрізу. Водночас загальна відповідність виділених інтервалів результатам геолого-економічної оцінки підтверджує обґрунтованість застосованої методики. Додатковим доказом достовірності інтерпретації є отримані під час вторинного розкриття пластифікаційні припливи нафти та газу зі свердловини №26-Липоводолинська.

### **Висновок**

У результаті аналізу встановлено, що базові якісні ознаки проникних порід на Липоводолинському родовищі суттєво залежать від технологічних умов буріння, властивостей промивальних рідин та літологічної мінливості розрізу, що часто призводить до недостовірного виділення колекторів. Запропонований підхід зіставлення базових та нормалізованих каротажних кривих дозволив підвищити точність ідентифікації проникних інтервалів і підтвердив свою ефективність на прикладі свердловини №26. Виявлені інтервали корелюють із даними випробувань пластів, що підтверджує достовірність застосованої методики та доцільність її подальшого використання.

## ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведено комплексне дослідження методів виділення порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин Липоводолинського родовища. Результати досліджень показали, що традиційні інтерпретаційні підходи мають обмеження у зв'язку із заглинизованістю порід-колекторів, складною структурою порового простору, полімінеральним складом скелету та цементуючого матеріалу тощо. Також встановлено регіональні особливості петрофізичних параметрів продуктивних горизонтів візейського ярусу та визначено чинники, що знижують достовірність якісного літологічного розчленування геологічного розрізу свердловин Липоводолинського родовища.

Запропонований новий підхід, що базується на основі комплексного зіставлення кривих геофізичних досліджень свердловин із нормалізованими кривими каротажу дозволить суттєво підвищити точність виділення колекторів і забезпечити більш надійну оцінку їх фільтраційно-ємнісних властивостей. Отримані результати можуть бути використані для оптимізації підрахунку запасів, уточнення геологічної моделі та підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт у межах родовища.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Serra O. Fundamentals of Well-Log Interpretation. Vol. 1-2. Amsterdam: Elsevier, 1984-1986. (Developments in Petroleum Science, Vol. 15A-15B).
2. Asquith G., Krygowski D. Basic Well Log Analysis. 2nd ed. Tulsa: AAPG, 2004. (AAPG Methods in Exploration, No. 16).
3. Zeyghami M., Taghizadeh M.S. A comprehensive methodology for reservoir cut-off determination. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2023. 13(2). 1-23 p.
4. Yang T. et al. Determining permeability cut-off values for net pay study of. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. volume 13. 1551-1573 p.
5. Omar Mazen Derder. Net Pay Estimates Utilizing the Jensen-Menke Statistical Method. Technical report / article (PDF). 2024. 1-24 p.
6. 11. Li L. et al. Integrated net pay cut-off evaluation workflow for tight sandstone reservoirs: a case study of the Linxing gas field, Ordos Basin. Frontiers in Earth Science. 2025. Volume 13. 1-14 p.
7. Коваль Я. М., Федак І. О., Федорів В. В., Яремак Р. Т. Виділення порід-колекторів у геологічному розрізі стрийських відкладів Верхньомасловецького родовища. Нафтогазова енергетика. Івано-Франківськ, 2024. 1(41). С. 29-37.
8. Лисак Ю.Є., Притулка Г.Й., Кучер З.І. Петрофізична характеристика теригенних порід-колекторів кам'яновугільних відкладів Дніпровсько-Донецької западини. Геодинаміка, 2013. 2(15). 376-378 с.
9. Вижва С. А., Онищук В. І., Онищук І. І., Орлюк М. І., Друкаренко В. В., Рева М. В., Шабатура О. В. Петрофізичні параметри порід візейського ярусу (Лохвицька зона Дніпровсько-Донецької западини) Геофизический журнал No 4, т. 41, 2019с. 145-160.

10. Лисак Ю.Є., Шпот Ю.А., Шира А.І., Кучер З.І., Куровець І.М. Петрофізичні моделі теригенних резервуарів кам'яновугільних відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Геологія та геохімія горючих корисних копалин. 2019. № 1 (178), 63-73 с.

11. Куровець І.М., Приходько О.А., Грицик І.І., Геолого-петрофізичні критерії пошуку родовищ вуглеводнів. Геоденаліка. 2013. 2(15). с. 373-375.

12. Куровець І.М., Кучер Р.-Д. А., Лисак Ю.Є., Мельничук С.П., Михальчук С.О., Чепусенко П.С. Основні типи порід-колекторів та їх петрофізичні властивості західного нафтогазоносного регіону України. Геофізичний журнал. 2025. 47(2). 241-244 с.

13. [Well-logging methods. Навчальний конспект \(PDF\), Univ. of Miskolc:](#)

14. Davari M.A., Senemari S., Alimoradi A., Safavi S.J. Permeability prediction from log data using machine learning methods. Journal of Petroleum Geomechanics. 2024. Vol. 7(3). 1-17 p.

15. Talebkeikhah M., Sadeghtabaghi Z., Shabani M. A Comparison of Machine Learning Approaches for Prediction of Permeability using Well Log Data in the Hydrocarbon Reservoirs. Journal of Human, Earth, and Future. 2021. Vol. 2(2). P. 82-99.

16. Al-Mudhafar W.J. Integrating well log interpretations for lithofacies classification and permeability modeling through advanced machine learning algorithms. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2017 Volume 7, p. 1023-1033.

17. Геолого-економічна оцінка запасів Липоводолинського нафтогазоконденсатного родовища в Сумській області звіт НДР за наряд-замовленням №210632 / НДПІ ПАТ "Укрнафта"; Відп. вик. Винник М.М. Івано-Франківськ. 2016.

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

19. Геологічна будова і підрахунок запасів нафти Ярошівського і

Північно-Ярошівського родовищ: звіт; відп. вик. Поліщук М.Б. Чернігів, 1982.

20. Коваль Я. М., Федак І. О., Федорів В. В. Магістерська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 49 с.

### **БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА**

Тема магістерської роботи: «Удосконалення методики виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Липоводолинського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин».

Пояснювальна записка до магістерської роботи містить 69 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація магістерської роботи в обсязі 12 слайдів.