

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Пилипів Назар Ярославович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.8

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Комплексування результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень
свердловин з метою пошуку перспективних газonosних об'єктів на

Пилипівському родовищі

(назва роботи)

Геофізика

(назва освітньої програми)

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

Н. Я. Пилипів

(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

С. Є. Розловська

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

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

Івано-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**

Пилипіву Назару Ярославовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Комплексування результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин з метою пошуку перспективних газonosних об'єктів на Пилипівському родовищі

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 Пилипівського газового 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 сучасного стану досліджень та теоретичні основи виділення порід-колекторів.
- 4) Характеристика геологічної будови Пилипівського родовища.
- 5) Аналіз методів дослідження свердловин Пилипівського родовища з метою пошуку вуглеводнів.
- 6) Виділення та характеристика порід-колекторів у геологічному розрізі Пилипівського родовища за результатами геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин.
- 7) Практичне значення результатів досліджень.
- 8) Висновки.
- 9) Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Презентація у кількості 16 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.	<i>Аналіз сучасного стану досліджень та теоретичні основи виділення порід-колекторів.</i>	03.11.2025-13.11.2025	
2.	<i>Характеристика геологічної будови Пилипівського родовища.</i>	14.11.2025-20.11.2025	
3	Аналіз методів дослідження свердловин Пилипівського родовища з метою пошуку <i>Вуглеводнів.</i>	21.11.2025-27.11.2025	
4.	Виділення та характеристика порід-колекторів у геологічному розрізі Пилипівського родовища за результатами геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин.	28.11.2025-04.12.2025	
5.	Практичне значення результатів досліджень.	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)

Пилипів Н. Я.

(прізвище та ініціали)

Коваль Я. М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота на тему «Комплексування результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин з метою пошуку перспективних газonosних об'єктів на Пилипівському родовищі» складається із п'яти розділів і містить 64 сторінки, 2 таблиці, 8 рисунків та 11 літературних джерела.

Магістерська робота присвячена комплексуванню результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин з метою пошуку перспективних газonosних об'єктів на Пилипівському родовищі. На основі інтерпретації матеріалів гамма-, акустичного, електричного та нейтронного каротажів у поєднанні з геолого-технологічними даними виконано деталізацію літолого-стратиграфічної будови розрізу, виділення порід-колекторів та визначення їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей. Розроблено рекомендації щодо удосконалення методики геофізичних досліджень і використання отриманих даних при геологічному моделюванні та підрахунку запасів.

Результати досліджень мають практичне значення для уточнення геологічної моделі баденських відкладів Передкарпатського прогину та оцінки перспектив промислової газonosності Пилипівського родовища.

Ключові слова: Пилипівське родовище, баденські відклади, геофізичні дослідження свердловин, газовий каротаж, геолого-технологічні дослідження, виділення, породи-колектори.

ANNOTATION

The master's thesis entitled «Integration of Geophysical and Geological-Technological Well Survey Results for the Purpose of Identifying Prospective Gas-Bearing Targets in the Pylypivske Field» consists of five chapters and includes 64 pages, 2 tables, 8 figures, and 11 references.

The thesis focuses on integrating the results of geophysical and geological-technological well investigations to identify promising gas-bearing intervals in the Pylypivske field. Based on the interpretation of gamma-ray, acoustic, electrical, and neutron well logging data in combination with geological-technological information, a detailed analysis of the lithological and stratigraphic structure of the section was carried out, along with the identification of reservoir rocks and the determination of their filtration-capacity properties. Recommendations were developed to improve the methodology of geophysical surveys and to use the obtained data for geological modeling and reserve estimation.

The research results have practical significance for refining the geological model of the Badenian deposits of the Precarpathian Foredeep and for assessing the prospects of industrial gas potential within the Pylypivske field.

Keywords: Pylypivske field, Badenian deposits, geophysical well surveys, gas logging, geological-technological studies, identification, reservoir rocks.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	6
ВСТУП.....	7
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ.....	9
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	13
2.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу.....	13
2.2 Основні відомості про тектоніку родовища.....	20
2.3 Газоносність.....	22
3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА З МЕТОЮ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ.....	25
3.1 Геофізичні методи дослідження свердловин Пилипівського родовища.....	25
3.2 Газовий каротаж свердловин.....	30
3.3 Геолого-технологічні дослідження розрізів свердловин.....	33
4 ВИДІЛЕННЯ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ТА ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	38
4.1 Умови проведення досліджень в свердловинах	38
4.2 Критерії виділення порід-колекторів за комплексом даних ГДС.....	40
4.3 Петрофізичні моделі, покладені в основу виділення колекторів і визначення пористості продуктивних пластів.....	45
4.4 Комплексна інтерпретація результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловини №21-Пилипи	48
5 ПРАКТИЧНЕ ЗНАЧЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	56
5.1 Рекомендації щодо вдосконалення геолого-геофізичних досліджень у межах родовища.....	56
5.2 Використання результатів при геологічному моделюванні та підрахунку запасів.....	56
5.3 Перспективи подальшого пошуку та розвідки колекторів баденського комплексу.....	57
5.4 Економічна та виробнича значущість отриманих результатів	58
5.5 Оцінка перспектив ресурсів вуглеводнів нерозкритої частини розрізу.....	58
ВИСНОВКИ.....	62
ПЕРЕЛІК ВИКОРИТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	63

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

АК	акустичний каротаж
БК	боковий каротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
БМК	боковий мікрокаротаж
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГК	гамма-каротаж
ГКГ	газовий каротаж
ГТД	геолого-технологічні дослідження
ЕК	електричний каротаж
ІННК	імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
ДС	діаметр свердловини
МБК	боковий мікрокаротаж
МК	мікрокаротаж
ФЄВ	фільтраційно-ємнісні властивості
НГК	нейтронний гамма-каротаж
ННК	нейтрон-нейтронний каротаж
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
ПР	промивальна рідина
$K_{гл}$	коефіцієнт об'ємної глинистості, %
$K_{п}$	коефіцієнт пористості, %
$K_{г}$	коефіцієнт газонасичення, %
$K_{в}$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{пр}$	коефіцієнт проникнення, мкм ²
P_n	параметр пористості
P_n	параметр насичення
ΔТ	інтервальний час розповсюдження повздожної хвилі, мкс/м

ΔI_{γ} подвійний різницевий параметри за даними ГК

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку нафтогазової геофізики характеризується широким застосуванням комплексних методів вивчення геологічних розрізів свердловин, що поєднують дані геофізичних та геолого-технологічних досліджень. Такий підхід забезпечує більш повне уявлення про фільтраційно-ємнісні властивості порід, типи флюїдів і структуру колекторів. Пилипівське газове родовище є одним із перспективних об'єктів Передкарпатського прогину, де газоносність пов'язана з баденськими відкладами міоценового віку. Необхідність поглибленого аналізу геофізичних матеріалів зумовлена складною літологічною мінливістю, фаціальними переходами і неоднорідністю колекторів, що ускладнює виділення продуктивних горизонтів. Магістерська робота спрямована на створення комплексної моделі, яка узгоджує результати геофізичних спостережень та геолого-технологічного контролю для виявлення нових перспективних зон газоносності.

Мета роботи. Мета роботи полягає у підвищенні достовірності виділення газоносних колекторів у межах Пилипівського родовища шляхом комплексування результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин.

Для досягнення мети необхідно розв'язати наступні задачі:

- проаналізувати геологічну будову Пилипівського газового родовища;
- встановити критерії виділення порід-колекторів за комплексом методів ГДС;
- обґрунтувати петрофізичні моделі, що покладені в основу виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів;
- визначити перспективні інтервали для подальшого випробування та оцінки промислової газоносності свердловини №21-Пилипи за результатами геофізичних та геолого-технологічних досліджень;

– розробити рекомендації щодо вдосконалення комплексу методів досліджень свердловин і використання їх результатів при геологічному моделюванні та підрахунку запасів газу Пилипівського родовища.

Об’єкт дослідження. Пласти-колектори баденських відкладів (горизонт Б-1, Б-2, Б-3).

Предмет дослідження. Геофізичні та геолого-технологічні параметри свердловин, що визначають літологічну будову, колекторські властивості та газоносність баденських відкладів.

Методи дослідження. Інтерпретації даних геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин.

Новизна одержаних результатів. Проведено комплексування результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин Пилипівського родовища, виділено пласти-колектори та надано рекомендації щодо підвищення достовірності отриманих результатів.

Обсяг і структура роботи. Магістерська робота складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел із 11 найменувань. Повний обсяг магістерської роботи – 64 сторінки друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 8 рисунками.

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Виділення порід-колекторів у геологічному розрізі є одним із ключових етапів геолого-геофізичних досліджень родовищ вуглеводнів. Колектори визначають не лише ємнісні властивості продуктивних товщ, але й контролюють закономірності фільтраційно-ємнісних параметрів, гідродинамічні умови та ефективність розробки родовищ [1].

Продуктивні горизонти, що формують колектори, можуть мати різну природу: пісковики високої пористості, тріщинуваті алевроліти, навіть ущільнені глинисті прошарки з локальною проникністю. Кожен з цих типів вимагає окремої методики визначення границь колектора та оцінки його властивостей.

Проблема виділення порід-колекторів набуває особливого значення у складнопобудованих розрізах Передкарпатського прогину, де в межах баденських відкладів спостерігається висока літологічна мінливість і фаціальна неоднорідність [2]. В умовах змінної пористості, локальних зон цементації та неоднорідного газонасичення, просторове прогнозування колекторів ускладнюється.

Сучасні дослідження підкреслюють необхідність комплексного підходу, який поєднує результати геофізичних, геохімічних і геолого-технологічних методів, що дозволяє отримати максимально достовірну характеристику продуктивних горизонтів. Крім того, інтеграція різнотипних даних є ключовою для побудови надійних геологічних моделей родовищ, підрахунку запасів та прогнозу ефективності розробки.

Комплексування різнотипних методів дозволяє отримати більш повну і достовірну інформацію про літологічний склад, ступінь пористості, насиченість флюїдами та структурні особливості продуктивних товщ.

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС), такі як:

– гамма-каротаж (ГК);

- нейтрон-нейтронний каротаж (ННК);
- акустичний каротаж (АК);
- електричний каротаж (ЕК);

дають можливість кількісно оцінити фізичні параметри гірських порід [3]. Наприклад, гамма-каротаж дозволяє розмежувати пісковики та глини, нейтрон-нейтронний каротаж оцінює пористість та водонасиченість, а акустичні методи виявляють тріщинуватість і анізотропію колекторів.

Геохімічні методи, зокрема:

- аналіз складу пластових вод та газів;
- визначення мінералізації порових флюїдів;
- ізотопний аналіз вуглеводнів;

дозволяють встановити генетичний тип колектора та ступінь його насичення вуглеводнями [4]. Вони доповнюють геофізичні дані, особливо коли фізичні параметри порід є неоднорідними.

Геолого-технологічні дослідження, що проводяться під час буріння та випробування свердловин, забезпечують інформацію про продуктивність пластів, дебіти газу та нафти, падіння тиску, температуру та інші індикатори. Ці дані підтверджують або уточнюють результати каротажних вимірювань, дозволяючи робити надійні висновки щодо ефективності колекторів.

Комбінування даних усіх трьох груп методів дозволяє отримати цілісну характеристику колекторів, що є основою для підрахунку запасів та побудови геологічних моделей. Сучасна геологія нафти і газу активно використовує цифрові технології інтерпретації даних. Найбільш актуальні напрямки:

1. 3D-моделювання геологічних об'єктів – побудова тривимірних моделей продуктивних горизонтів із врахуванням літології, тріщинуватості та колекторських властивостей.

2. Машинне навчання та штучний інтелект – аналіз великого обсягу геофізичних та геохімічних даних для виділення закономірностей у колекторських параметрах [5].

3. Цифрова інтеграція ГДС, петрофізичних і геохімічних даних –

підвищує точність визначення меж колекторів, особливо у складнобудованих розрізах.

На прикладі Передкарпатського прогину показано, що комплексування методів дозволяє підвищити достовірність оцінки параметрів колекторів на 15-20 % порівняно з окремими методами [6]. Для Пилипівського родовища це особливо важливо, оскільки колектори характеризуються низькою проникністю, частою зміною літологічних фацій та неоднорідною газонасиченістю.

Пилипівське газове родовище розташоване в межах Івано-Франківської області та приурочене до центральної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Продуктивними є відклади середнього міоцену (баденський ярус), представлені пісковиками, алевролітами та глинами [7].

Характеристика колекторів Пилипівського родовища:

- тип колекторів – переважно порово-тріщинний;
- ефективна товщина – 2-15 м;
- пористість – 8-16 %;
- проникність – 0,01-0,1 мД;
- газонасичені горизонти – Б-1, Б-2, Б-3;
- спостерігаються локальні зміни колекторських властивостей, що ускладнює просторову кореляцію між свердловинами.

Ця неоднорідність колекторів вимагає використання комплексного підходу для їх надійного виділення та оцінки потенційної продуктивності. Незважаючи на наявність свердловин, ступінь вивченості продуктивних горизонтів родовища залишається нерівномірною. Відсутність узагальненої моделі літолого-фаціальної будови ускладнює виділення меж колекторів та визначення їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей.

Основні проблеми:

1. Літологічна мінливість та фаціальна неоднорідність баденського комплексу;
2. Низька проникність окремих пластів;

3. Неоднорідна газонасиченість та локальні зміни товщ колекторів;
4. Відсутність комплексних інтегрованих методик для точного виділення колекторів.

Висновок

1. Виділення порід-колекторів у геологічному розрізі є ключовим етапом геолого-геофізичних досліджень родовищ вуглеводнів, оскільки колектори визначають ємнісні властивості продуктивних товщ, закономірності фільтраційно-ємнісних параметрів, гідродинамічні умови та ефективність розробки.

2. У складнопобудованих розрізах, зокрема в баденських відкладах Передкарпатського прогину, висока літологічна мінливість і фаціальна неоднорідність потребують застосування комплексного підходу для достовірного виділення колекторів.

3. Комплексування геофізичних, геохімічних та геолого-технологічних досліджень дозволяє отримати цілісну характеристику про колектори та підвищує точність оцінки їхніх властивостей.

4. Сучасні тенденції включають використання цифрових технологій, 3D-моделювання та машинного навчання, що дозволяє інтегрувати різномірні дані та підвищити достовірність визначення границь продуктивних горизонтів до 15-20 %.

5. Для Пилипівського газового родовища характерні порово-тріщинні колектори з ефективною товщиною 2-15 м, пористістю 8-16 %, проникністю 0,01-0,1 мД та неоднорідною газонасиченістю. Це обумовлює необхідність розробки комплексної методики аналізу геофізичних, геохімічних та геолого-технологічних даних для точного виділення колекторів і побудови надійної геологічної моделі родовища.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА

Пилипівське газове родовище розташоване в Коломийському районі Івано-Франківської області. Воно приурочене до Івано-Франківської підзони Зовнішньої (Більче-Волицької) зони Передкарпатського прогину. Структурні особливості газових покладів Пилипівського родовища пов'язані з палеогеоморфологією донеогенової поверхні.

2.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу

За даними буріння, а також геологічної зйомки встановлено, що в будові Пилипівського родовища приймають участь породи палеозою, мезозою, кайнозою (рис. 2.1, 2.2).

Палеозойська група (PZ)

Палеозойська частина розрізу представлена переважно теригенними породами. Вона найбільш повно розкрита свердловинами за межами родовища. Так в параметричній свердловині 1-Загайпіль, що знаходиться на схід від родовища, розкрита товща палеозою, яка представлена кембрійськими, ордовікськими, силурійськими і нижньодевонськими відкладами, має потужність понад 3000 м. Аналогічна товщина передбачається і в межах родовища [7].

Мезозойська група (MZ)

Відклади мезозойського віку залягають на розмитій поверхні палеозойських порід і представлені утвореннями юрської та крейдової систем. Вони мають значне поширення на території району, за винятком центральної частини Коломийської ерозійної долини, де ці породи відсутні.

Юрська система (J). Верхній відділ (Jз)

Юрські відклади розкриті структурно-пошуковими і розвідувальними свердловинами на площах Косів, Коршів-Іспас, Богородчани-Парище, Рожнів-Іспас, Красноільськ, Ковалівка-Черешенька, Дебеславці, Пилипи і, згідно зі стратиграфічною схемою В.М. Утробіна відносяться до верхнього відділу (рава-руської і нижнівської світ). Нижня частина рава-руської світи представлена теригенними породами: аргілітами, алевролітами, пісковиками. Аргіліти коричневі, червонуваті, темно-сірі з зеленуватим відтінком, слабовапнисті, тонкослюдисті, щільні, середньої міцності. Пісковики і алевроліти, коричневого кольору, невапнисті, середньої міцності. Теригенні утворення вверх по розрізу замінюються вапняками, доломітами, мергелями, ангідритами. Вапняки світло-коричневі, іноді строкаті, середньої міцності. Доломіти бурувато-корочневі, іноді строкаті, середньої міцності. Аргіліти світло-сірі, щільні, міцні. Товщина, рава-руської світи в свердловині 84-Коршів-Іспас – 150 м. На лагунних строкатих відкладах рава-руської світи згідно залягають карбонатні породи нижнівської світи. Це криптокристалічні, органогенні, оолітові, псевдоолітові різновидності вапняків. Вапняки світло-сірі, коричнево-сірі, міцні. Товщина нижнівської світи, як і рава-руської, збільшується в напрямку захід-південний захід і досягає 200 м [7].

Крейдова система (К)

Юрські відклади незгідно перекриваються крейдовими відкладами.

Нижній відділ (К₁)

Нижньокрейдові відклади розкриті у свердловині №3-Пилипи. Керновий матеріал із цього інтервалу не відбирався, однак за результатами ГДС встановлено, що вони представлені пісковиками. Пісковики мають сіре забарвлення, дрібнозернисту структуру, кварцовий склад, слабку слюдистість, вапнисту цементацію,

характеризуються високою міцністю та місцями проявами тріщинуватості. Потужність шару становить 10-50 м.

Верхній відділ (K₂)

Верхньокрейдові відклади розкриті свердловинами як у межах Пилипівського родовища, так і на прилеглих площах. Безпосередньо на території родовища верхньокрейдовий розріз представлений відкладами сеноманського, туронського, коньякського та сантонського ярусів.

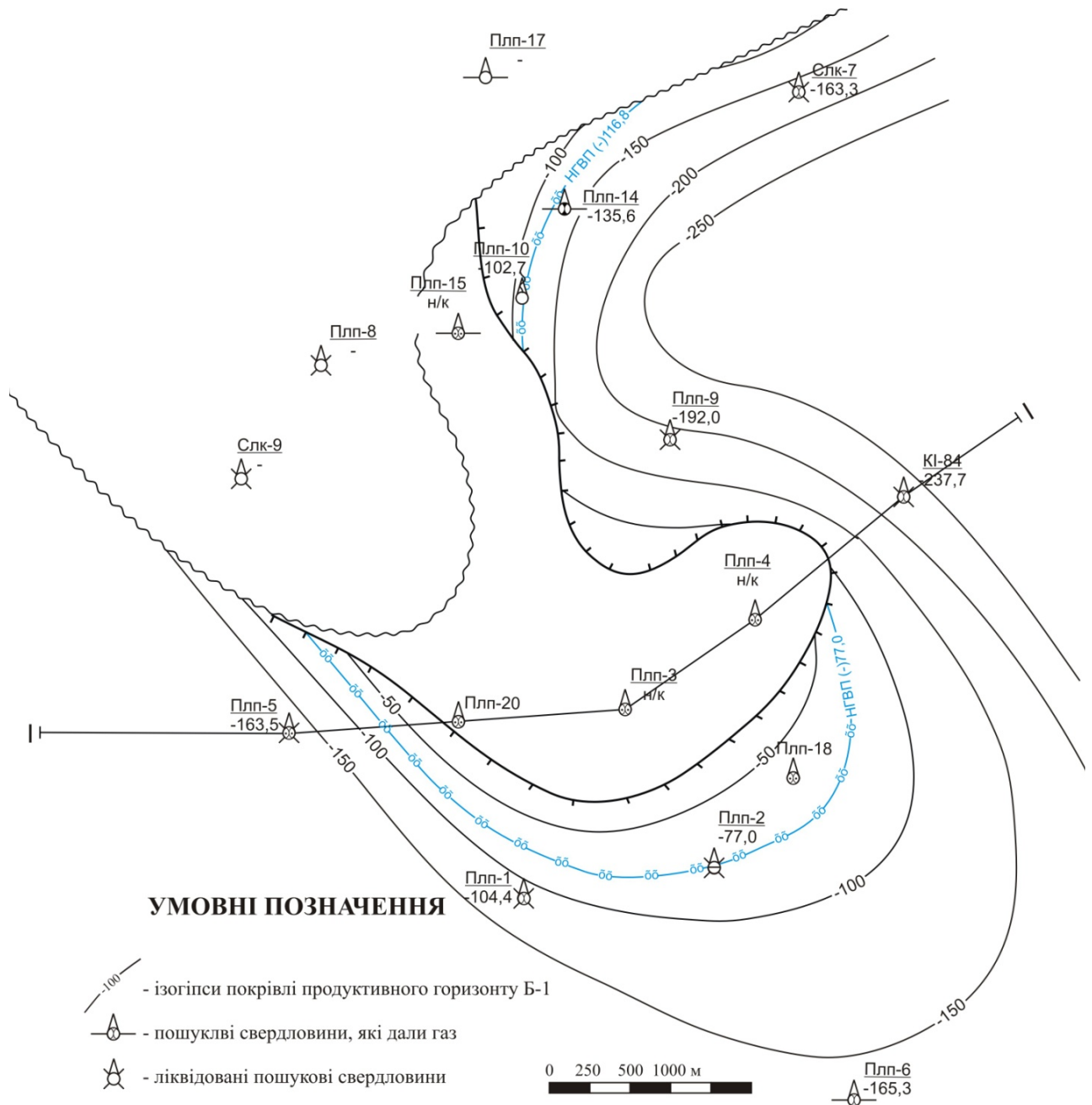


Рисунок 2.1 – Структурна карта підосви продуктивного горизонту Б-1

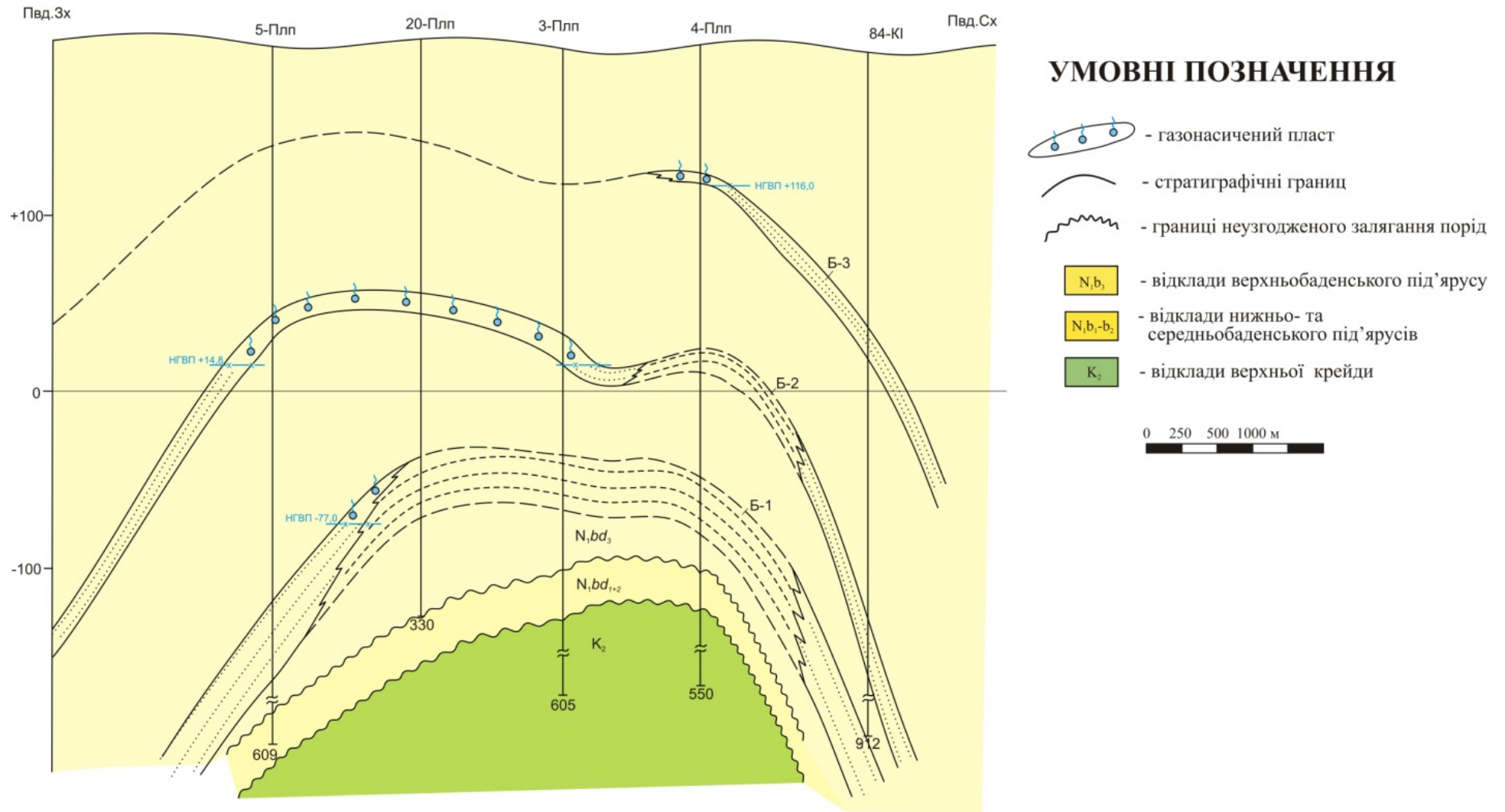


Рисунок 2.2 – Геологічний розріз по лінії I-I

Сеноманські відклади в нижній частині розрізу складені переважно пісковиками, які у напрямку до покрівлі поступово переходять у вапняки з прошарками мергелів.

Відклади туронського ярусу залягають згідно на сеноманських породах і представлені відносно однорідною товщею вапняків.

Над ними узгоджено залягають вапняки коньякського ярусу, що відрізняються від туронських більшою глинистістю та меншою кількістю органогенних залишків.

Вище згідно залягають відклади сантонського ярусу, які літологічно представлені досить однорідною товщею мергелів сірих, зеленувато-сірих, щільних, часто піскуватих. На Пилипівському родовищі товщина верхньокрейдових відкладів досягає 120 м [7].

Кайнозойська група (KZ).

Відклади кайнозойської групи з різкою кутовою і стратиграфічною неузгодженістю перекривають глибоко еродовані відклади верхньої крейди і верхньої юри. Вони представлені породами міоценового віку.

Неогенова система (N). Міоцен (N₁). Карпатій (N₁kr)

Відклади карпатію розкриті свердловинами: 1-, 4-, 10- і 17-Пилипи та 84-Коршів-Іспас. Вони залягають в нижній частині міоцену і представлені пачкою теригених порід, в складі якої переважають глауконітові різнозернисті пісковики. Пісковики асоціюють з прошарками темно-сірих алевролітів і глин, які нагадують ґрунти, що лежать між фауністично визначеними верхньокрейдяними і нижньобаденськими відкладами. Пісковики сірі з зеленуватим і буруватим відтінком, дрібно- і середньозернисті, пористі, кварцові і глауконітові з карбонатним і карбонатно - глинистим цементом, слабозцементовані. Алевроліти сірі, темно-сірі з легким зеленуватим або буруватим відтінком, кварцові. Товщина її змінюється від 0 до 40 м [7].

Баденій (N₁bd)

Баденський ярус представляють баранівські верстви, тираська і косівська світи.

Баранівські верстви не утворюють суцільного покриву і характеризуються різноманітністю літологічного складу. Вони встановлені у найбільш понижених частинах розмиті мезозойської поверхні і представлені гравелітами або конгломератами, які переходять в зеленувато-сірі пісковики, а ще вище по розрізу – мергелі і вапняки бурувато- або зеленувато-сірі піскуваті, щільні. Товщина баранівських верств коливається в межах від 5 до 30 м [7].

Карбонатно-теригенні відклади баранівських верств в верх по розрізу перекриваються гіпсоангідритами тираської світи і галогенними утвореннями породами гіпсоангідритового горизонту розкриті свердловинами 22-, 29-Коршів-Іспас, які мають обмежене розповсюдження (занурена частина Коломийської палеодолини). Товщина тираської світи – 25-40 м.

На ангідритах тираської світи, а місцями безпосередньо на розмитій поверхні мезозою, залягають відклади косівської світи. Границя між ними різка. Там, де косівська світа залягає на породах мезозойського віку в її підшві, як правило, присутній шар базального конгломерату. Нижня частина (5-15 м) косівської світи представлена сірими вапнистими глинами і аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків, пелітових туфів туфітів. Вона характеризується низькими опорами електрокаротажних діаграм [7].

Середня частина світи представлена піщано-глинистою товщею. Вміст піщано-алевролітового матеріалу збільшується на периферійній частині палевисочини. З нею пов'язані верхньобаденські продуктивні горизонти Б-1, Б-2, Б-3 (рис. 2.3). Горизонти представлені пачками, складеними пісковиками і алевролітами з підпорядкованими прошарками глин. Пісковики ясно-сірі, дрібнозернисті, кварцеві і

олігоміктові, вапнисті, часто слабозцементовані. Товщини горизонтів досягають декількох десятків метрів, між ними знаходяться пачки 40-70 м переважно глинистих порід, які їх розділяють. Слід відмітити, що в низах цієї частини світи зустрічається туфогенний матеріал (туфіти, бентонітові глини) [7].

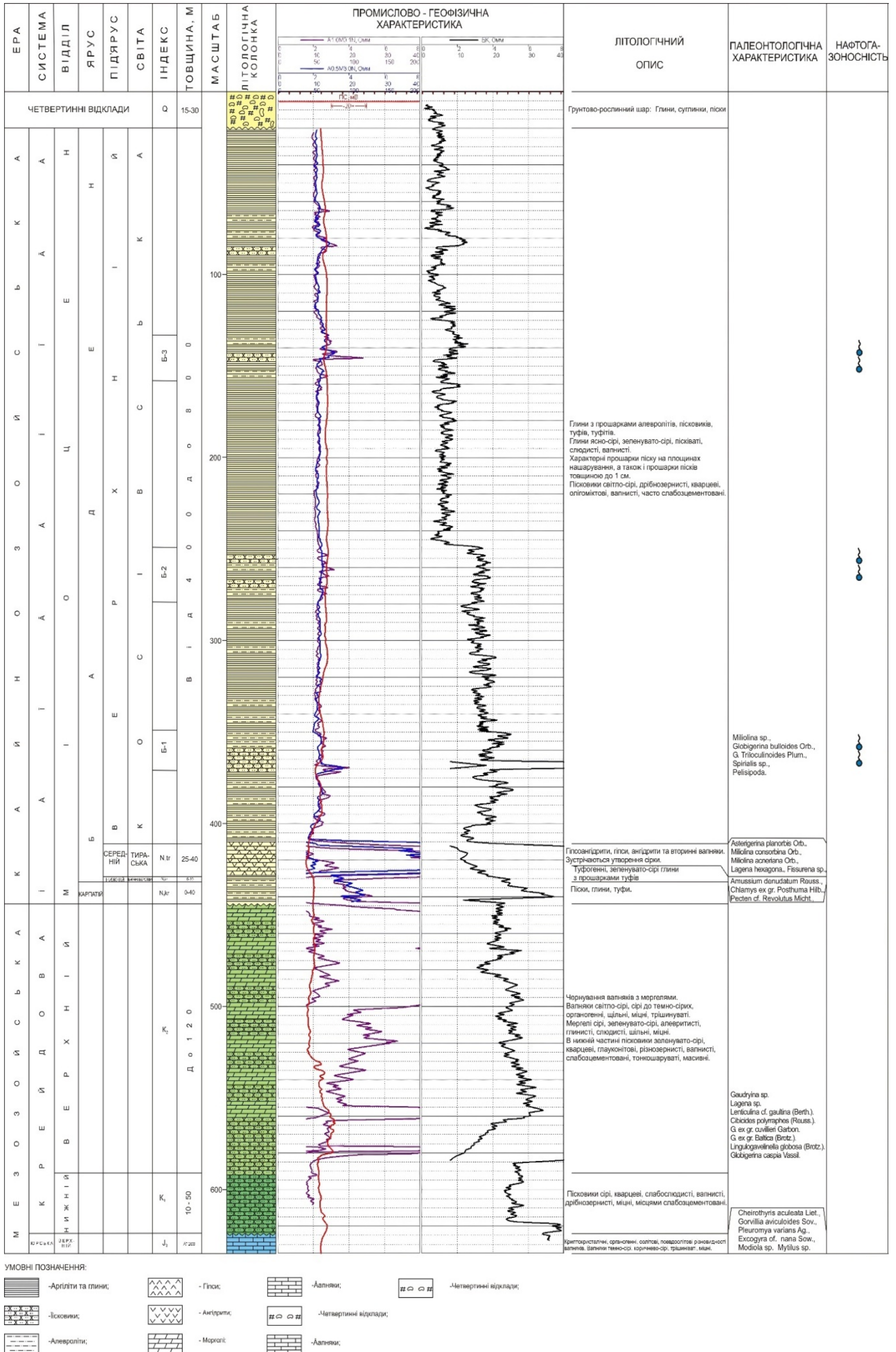


Рисунок 2.3 – Зведений геолого-геофізичний розріз Пилипівського родовища

Верхня частина розрізу світи в межах палеодолин і весь її розріз в склепінній частині структурного носа переважно глинистий. Глини сірі і зеленувато-сірі, піскуваті, слюдисті, вапнисті. Для неї характерні присипки піску на площинах нашарування, а також гнізда, лінзочки і прошарки пісків товщиною до 1 см. Товщина відкладів косівської світи в межах родовища складає від 400 м до 800 м [7].

Антропоген (Q)

Антропоген представлений алювіальними та делювіально-еоловими відкладами товщиною від 15 до 30 м.

2.2 Основні відомості про тектоніку родовища

Родовище розташоване в межах Івано-Франківської підзони Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, який має двочленну будову — основу та осадовий чохол. У структурі його фундаменту в районі родовища беруть участь два головні структурні яруси: палеозойський та мезозойський.

Перший структурний ярус представлений девонськими і силурійськими відкладами, зім'ятими у складки з кутами 30-85° (свердловини 8-, 22-, 30-, 32-, 84-Коршів-Іспас), які насунуті на моноклінально залягаючі (під кутами до 5°), майже одновікові, відклади палеозою. Останні занурюються у південно-західному напрямку. Границя насуву проходить на схід від ліцензійної ділянки, приблизно, між свердловинами 8- і 68-Коршів-Іспас, 58-Коршів-Іспас і 12-Коршів та 28- і 22-Коршів-Іспас, тобто в районі населених пунктів Черемхів, Коршів, Цинява, Матеїв. Це порушення ототожнюється з Рава-Руським розломом, а зім'яті у складки палеозойські відклади відповідають Рава-Руській складчастій зоні [7].

Другий, мезозойський, структурний ярус поділяється на два під'яруси: нижній, представлений Стрийським юрським прогином, і

верхній, представлений Львівським крейдовим прогином. Між ними існує стратиграфічне і азимутальне неузгодження. Перший під'ярус характеризується північно-західним простяганням, другий - майже субмеридіональним. У Івано-Франківській підзоні мезозойський структурний ярус характеризується загальним моноклінальним падінням порід у західному напрямку, яке ускладнено флексурами і малоамплітудними структурами. На території Пилипівської ліцензійної ділянки мезозойські відклади утворюють пологу антикліналь з амплітудою (в перетині: свердловин 32-Коршів-Іспас і 28-Коршів-Іспас) до 70 м по покрівлі сеноманських відкладів. Її вісь занурюється у південно східному напрямку. Нахил складає біля 8 м на 1 км, крила занурюються під кутами 4-8° [7].

Родовище знаходиться в межах Коломийської височини. Височина на заході примикає до зони Калуського розлому. На півночі і півдні її обмежують ліві притоки Коломийської долини, а на сході обмежує сама долина. Поверхня височини знаходиться на абсолютних відмітках від (+)4 м до (-)200 м. Ширина її по ізогіпсі (-)200 м біля 7 км, протяжність - 18 км. Вона в плані має форму майже рівнобічної трапеції з фестончатими краями, яка основою примикає до розлому. Уяву про будову її частини дає структурна карта підосви косівської світи верхнього бадену. Вододільна частина височини плоска, схили достатньо круті до 10-20°. В межах її найбільш припіднятої частини знаходиться м. Коломия. Фестончатість країв палеовисочин пов'язана з наявністю невеликих палеоврізів, частина з яких пов'язана з Коломийською палеорікою. На північному заході один з таких палеоврізів відокремлює цю палеовисочину від Слобідко-Ліснянської палеовисочини. На південному сході Коломийську палеовисочину перетинає палеовріз в районі свердловини 17-Пилипи. Раніше він за сейсмічними роботами інтерпретувався як безамплітудне порушення

("Яблунівський скид"). Цей палеовріз відокремлює південно-східну частину Коломийської палеовисочини, в межах якої знаходиться Пилипівське газове родовище. Можливо її треба називати Пилипівська палеовисочина. Вона трохи нижча ніж Коломийська, її поверхня знаходиться на відмітках (-)70÷(-)200 м. По ізогіпсі (-)200 м її ширина – 3 км, довжина – 5 км [7].

Пилипівська структура огортання за своєю морфологією нагадує рельєф еродованої поверхні мезозойсько-палеозойського фундаменту. Цю особливість чітко відображає структурна карта підшви верхньобаденських відкладів.

Структура має форму структурного носу, який поступово занурюється південно-східному і залишається між свердловинами 2-Пилипи і 6-Пилипи. Ширина її в районі перетину свердловини 17-Пилипи по ізогіпсі (-)200 м 5 км, а в перетині свердловин 8- Пилипи і 9-Слк – 2,5 км. Довжина структурного носу від першого перетину до місця його замикання складає 7 км. Структурний ніс ускладнений двома невеликими малоамплітудними (до 5 м) структурами 2х0,5 км в районі свердловини 9-Слк і 1,5х 0,7 км в районі свердловини 3- Пилипи. Крила структурного носу занурюються під кутами 15-20° тоді як склепіння його майже горизонтальне. Продуктивні піщані горизонти на північ від Пилипівської структури огортання піднімаються і в межах Коломийської палеовисочини виклинюються, спочатку нижні, потім і верхні (район свердловини 33-КІ). Перший горизонт відсутній вже в свердловинах 8-Пилипи, 17- Пилипи і 9-Слк. На структурних картах продуктивних горизонтів чітко відображення має Пилипівська палеовисочина. Так на структурній карті горизонту Б-1 структура повторює форму структурного носу в склепінній частині продуктивний горизонт чи відсутній чи представлений глинами і тільки на його крилах і в районі замикання він представлений колекторами. По ізогіпсі (-)100 м в першому перетині

понад 5 км, у другому біля 3 км [7].

2.3 Газоносність

Основні продуктивні горизонти з яких отримані промислові припливи газу на Пилипівському родовищі приурочені до піщано-глинистої верхньобаденської товщі. В її розрізі на даний час в межах родовища виділяється 3 продуктивні горизонти (Б-1, Б-2, Б-3). Промислова газоносність трьох продуктивних горизонтів доведена результатами досліджень структурно-пошукових свердловин (1-, 2-, 3-, 4-, 5-, 10-Пилипи). Крім того газоносність родовища доведена результатами промислово-геофізичних заключень Коршів-Іспаських, Слобідка-Коломийських структурно-пошукових свердловин та сіркопошукових свердловин Шевченківського родовища сірки. В багатьох з них при бурінні відмічались інтенсивні газопрояви [7].

Основні продуктивні горизонти, з яких отримані промислові припливи газу в межах Коломийської системи палеоврізів, до якої приурочене Пилипівське газове родовище і з якими в подальшому прогноуються значні перспективи на обширній ділянці, приурочені до піщано-глинистої товщі. В її розрізі на даний час виділяється 5 продуктивних горизонтів (Б-1, Б-2, Б-3, Б-4 і Б-5), їхня промислова газоносність доведена результатами досліджень свердловин на Гуцулівському, Дебеславецькому, Черемхів-Струпківському, Шереметівському, Красноільському та інших родовищах. Газоносність значної території прогноується на основі промислово-геофізичних даних, отриманих із Коршів-Іспаських, Вербовець-Джурівських, Джурів-Новоселицьких та інших свердловинах, а також у сіркопошукових свердловинах. Крім того відмічені сприятливі структурні форми за результатами сейсмозвідувальних робіт [7].

В межах Пилипівського родовища відкрито 3 поклади газу приурочені до нижньої частини верхньобаденського теригенного комплексу, які зосереджені на Пилипівському піднятті успадкованому від морфоструктури еродованої поверхні донеогенового фундаменту. Це пластові, склепінні поклади, ускладнені літологічним заміщеннями, а в північній частині стратиграфічним неузгодженням (продуктивний горизонт Б-1). Вони знаходяться на глибинах 140-360 м. Породи-колектори – піски, пісковики і алевроліти з пористістю від 15,5% до 32,5%. Середні значення пористості за даними ГДС – в межах 20-25%. Породи-покришки – глини і аргіліти, доля яких в розрізі зростає від нижньої до верхньої частини продуктивної товщі. В цілому поклади характеризуються досить складною будовою, як і є складним палеоландшафт донеогенової поверхні, яку успадковує верхньобаденська площа та умови седиментації у верхньобаденський час, обумовлені пульсуючим опусканням Зовнішньої зони прогину та підніманням Карпат, які скоріш за все, були на той час основним джерелом теригенного матеріалу на південно-східній частині прогину, де і знаходиться Пилипівське родовище [7].

Висновок

1. Пилипівське газове родовище розташоване на Пилипівській палеовисочині в межах Івано-Франківської підзони Передкарпатського прогину. Його будова визначається палеогеоморфологією донеогенової поверхні та тектонічними порушеннями.

2. Розріз родовища складається з палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладів. Продуктивні горизонти (Б-1, Б-2, Б-3) залягають у верхньобаденському теригенному комплексі і представлені пісками, пісковиками та алевролітами з пористістю 15,5-32,5%.

3. Тектонічна будова характеризується антиклінальними носами, малоамплітудними структурами та стратиграфічними неузгодженнями, що обумовлює локальні зміни товщини колекторів і їх виклинювання.

4. Газоносність родовища підтверджена бурінням і промислово-геофізичними дослідженнями. Основні горизонти зосереджені на структурних носах та палеоврізах.

5. Складна будова та фаціальна мінливість продуктивних товщ вимагають комплексного підходу для виділення порід-колекторів із використанням геофізичних, геохімічних та геолого-технологічних методів.

3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА З МЕТОЮ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ

Пошук покладів вуглеводнів у геологічному розрізі Пилипівського газового родовища потребує застосування комплексу методів, що дозволяють достовірно оцінити ємнісно-фільтраційні властивості міоценових порід, визначити їх насичення та прогнозувати перспективні зони накопичення газу. Геологічна будова цієї території характеризується значною фаціальною та літологічною мінливістю, чергуванням пісковиків, алевролітів і глин, що зумовлює необхідність комплексного підходу до інтерпретації даних різної природи.

Комплексування геофізичних та геолого-технологічних методів забезпечує достовірне виділення порід-колекторів та повноцінну оцінку їх колекторських властивостей. Геофізика створює базу кількісних параметрів, а геолого-технологічні методи дають змогу верифікувати результати на практиці. Такий інтегрований підхід підвищує достовірність виділення

колекторів, дозволяє прогнозувати нові перспективні газonosні інтервали і мінімізує геологічні ризики при пошуках покладів вуглеводнів.

3.1 Геофізичні методи дослідження свердловин Пилипівського родовища

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловини та забезпеченість апаратурою, у свердловинах Пилипівського газового родовища проведені такі методи:

- стандартний електрокаротаж;
- бокове каротаже зондування (БКЗ);
- боковий мікрокаротаж (БМК);
- боковий каротаж (БК);
- індукційний каротаж (ІК);
- радіоактивний каротаж (РК) у різних модифікаціях: гама-каротаж (ГК), нейтронний гама-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронний каротаж (ННК), імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК);
- акустичний каротаж (АК);
- термометрія свердловин.

Роботи за контролем технічного стану стовбура свердловини, обсадної колони і розкриттям колекторів проводилося методами:

- кавернометрія і профілеметрія;
- акустична цементометрія;
- гама-гама каротаж;
- термометрія з метою виявлення висоти цементного кільця за колоною;
- інклінометрія;
- перфорація і прострілювально-вибухові роботи.

Також виконувалися методи з метою вивчення технічного стану

колони і визначення інтервалів перфорації, а також визначення зон перетоків пластової води поза колоною і вивчення характеру насичення колекторів випробувачами на трубах і встановлення дебітів окремих об'єктів у розрізах свердловин.

Стандартний каротаж. Стандартний каротаж проводився за допомогою апаратури типу ЕК-2 та ІК-3 у модифікації з використанням градієнтного та потенціал-зонда, із одночасною реєстрацією кривої самочинної поляризації (ПС). Розміри зонда становили: для потенціал-зонда – АМ = 0,5 м (N6.0M0.5A), для градієнт-зонда – А0 = 2,25 м (A2.0M0.5N). Під час досліджень застосовувався крок квантування 0,2 м. Горизонтальний масштаб запису складав 5 Ом·м/см, масштаб кривої ПС – 5, 10 або 12,5 мВ/см, залежно від мінералізації промивальної рідини. Масштаб глибин – 1:500.

Бокове каротажне зондування (БКЗ). Проводилось апаратурою ЕК-2, ІК-3 у розрізі, перспективному на поклади вуглеводнів, градієнт-зондами: А0.4M0.1N, А1.0M0.1N, А2.0M0.5N, А4.0M0.5N і А8.0M1.0N. Крива ПС записувалась під час окремого спуску приладу. Крок квантування – 0,2 м. Горизонтальний масштаб запису кривих градієнт-зондів – 1 Ом·м/см з перекриттям в інших масштабах (1:5) в інтервалах з підвищеним опором в газоносних пластах, масштаб глибин 1:200. Методом БКЗ охоплені продуктивні інтервали в усіх свердловинах [7].

Боковий мікрокаротаж (БМК). Дослідження проводилися за допомогою апаратури типу «АГАТ» з метою виділення проникних пластів, визначення питомого опору промитої зони та оцінки залишкової газонасиченості. Паралельно з реєстрацією кривої бокового мікрокаротажу (БМК) апаратура «АГАТ» здійснювала вимірювання мікрокаверноміром для врахування впливу глинистої кірки на результати. Запис кривої БМК виконувався в цифровому форматі з кроком квантування 0,2 м; горизонтальний масштаб запису мав

логарифмічний характер, при цьому швидкість запису становила 1000 м/год.

Боковий каротаж (БК). Проводився триелектродним зондом БК-3 апаратурою типу Е-2 з метою визначення питомого опору пластів і коефіцієнта збільшення опору. Криві БК реєструвались в цифровій формі з кроком квантування 0,2 м. На діаграму виводились в масштабі глибин 1:200, масштаб кривих позірного опору – логарифмічний. Криві БК виводились на діаграми спільно з кривими БМК, що давало можливість виділяти в розрізі окремі прошарки і проводити оцінку характеру насичення колекторів, особливо в розрізі горизонту Б-1. Швидкість запису кривих – 1800 м/год [7].

Індукційний каротаж (ІК). Проводився апаратурою АІК-5 (зонд 7И1.6) з метою визначення питомого опору низькоомних пластів-колекторів. Цифрова реєстрація здійснювалась з кроком квантування 0,2 м. Зображення кривих на діаграмах здійснювалось як в одиницях провідності (мСім/м), так і в одиницях питомого опору (Омм). Швидкість запису не перевищувала 1000-1200 м/год. На діаграмах виводились криві активної і реактивної складової електропровідностей. Запис кривих електропровідності здійснювався в лінійному масштабі (25 мСім/м/см), крім того на діаграмі зображувався умовний опір в логарифмічному масштабі, масштаб глибин 1:200 [7].

Гамма-каротаж. Проводився в усіх свердловинах з метою уточнення літологічної характеристики, оцінки глинистості пластів, а також для взаємної ув'язки за глибиною вимірювань в закріпленій колоною свердловині з вимірюваннями у відкритому стовбурі свердловини. Запис кривих ГК здійснювався апаратурою СРК-1, одиниці вимірювання гама-поля: мкр/год (1 мкр/год/см). Швидкість запису в свердловині не перевищувала 800 м/год. Криві ГК виводилися на діаграмах в масштабах глибин 1:500, 1:200 [7].

Нейтронний-гама-каротаж. Застосовувався для літологічного розчленування розрізу. Метод НГК проводився у відкритому стовбурі свердловин з кроком квантування 0,2 м. За фізичну одиницю приймалась умовна одиниця. Виконувався метод апаратурою СРК-1, довжина зонда 60 см. Швидкість запису 800 м/год. Масштаб кривої запису – 0,1-0,2 у.о./см. Криві НГК реєструвались одночасно з кривою ГК, виводилися в масштабі глибин 1:500 і 1:200. В якості джерела нейтронів застосовувалась суміш полонія з берилієм [7].

Нейтрон-нейтронний каротаж. Дослідження проводилося з метою літологічного розчленування розрізу та виділення газоносних пластів у свердловинах. Метод реалізовувався за допомогою однозондової апаратури з довжиною зонда 0,2 м. Як джерело нейтронів використовувався ізотоп ^{90}Po із потужністю випромінювання близько $5,16 \times 10^7$ н/с. Крок квантування під час запису становив 0,2 м, стала часу для каналів нейтронного гамма-каротажу (НГК) та нейтронного нейтронного каротажу (ННК) – 1,5 с, а швидкість переміщення приладу під час вимірювань – до 800 м/год.

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. Застосовувався для виявлення в розрізі свердловин газоносних пластів і відбивки газоводяного контакту (ГВК). Вимірювання проводились, як правило, в закріплених колоною свердловинах. Застосовувалась апаратура ІГН-7. Криві реєструвались з кроком квантування 0,2 м і сталою величиною вікна (200 мкс) на таких затримках: 600, 900, 1200, 1500 і 1800 мкс. Застосовувались великі та малі зонди. Додатково реєструвалась інтегральна крива. Одиниці вимірювання – імп/хв. Швидкість переміщення приладу – до 200-300 м/год [7].

Акустичний каротаж. Проводився у свердловинах з метою розчленування геологічного розрізу, виділення газонасичених і водонасичених колекторів, оцінки їх пористості. Реєструвались криві

часу ($t_1, t_2, \Delta t$) і амплітудні криві (A_1, A_1, α_n) з кроком квантування 0,2 м апаратурою СПАК-8 з зондом В₁0.4В₂1.2П або СПАК-6 з зондом В₁0.4В₂1.6П. Швидкість запису – 1000-1200 м/год. Криві часу t_1 і t_2 реєструвались в масштабах 50 мкс/см; крива Δt – 20-25 мкс/м/см; амплітудні криві A_1, A_1 – 200 мВ/см, α_n – 40 дБ/см [7].

Акустичний контроль цементування. Проводився з допомогою апаратури АКЦ-4, розмір зонда В1,6П. Якість цементування оцінювалась за трьома параметрами: амплітудою поздовжньої хвилі по колоні A_k , мВ; амплітудою по породі A_p , мВ і часом пробігу поздовжньої хвилі по колоні або по породі, t_p , мкс. Крок квантування становив 0,5 м, швидкість запису – 1000 м/год, масштаб глибин 1:500 [7].

Гамма-гамма каротаж для оцінки якості цементування колони виконувався приладом СРК-1 з застосуванням джерела гама-квантів Со-60. Криві ГГК записувалися з кроком квантування 0,5 м, масштаб запису 100 у.о./см, масштаб глибин 1:500, швидкість запису – 800 м/год.

Термометрія свердловин. Проводилась в нестабілізованому тепловому режимі для визначення температури в стовбурі свердловини, а також з метою визначення працюючих пластів. Вимірювання температури в свердловинах проводилось з допомогою електронних термометрів Т-5, ТЕГ-60. Масштаб запису – 0,25°С/см, швидкість запису – 1200-1500 м/год. Запис проводився як при спуску, так і при підйомі приладу [7].

Оцінка технічного стану свердловин. Дослідження проводилися з метою вивчення геометрії стовбура свердловини та об'єму затрубного простору (профілометрія та кавернометрія), а також оцінки якості цементного кільця.

Вимірювання профілю свердловини виконувалися приладами СКПД-3 із кроком квантування 0,5 м. Контроль стану цементного кільця здійснювався за результатами вимірювань, отриманих за допомогою

каліброваної апаратури типу АКЦ-4 та СРК-1.

Інклінометрія. Проводилась з метою вимірювання zenітних кутів нахилу стовбура свердловини і азимуту її напрямку. Крок вимірювань кутів і азимутів становив 25 м, інколи 10 м, на перекритті – 5 м. Визначались такі параметри: дирекційний кут, зміщення, абсолютна глибина і видовження стовбура внаслідок кривизни. Застосовувались прилади типу КІТА.

Розкриття пластів-колекторів закріплених колоною проводилось з допомогою перфораторів. Застосовувались перфоратори ПКС-80, кількість отворів на один погонний метр – 18 шт. Інтервали перфорації визначались з допомогою магнітного локатора муфт. Прив'язка інтервалів перфорації проводилась свердловинним приладом ПЗП-1 (апаратура ПЗПТ) [7].

Геофізичні дослідження розрізів свердловин виконувалися відповідно до вимог чинних технічних інструкцій у межах інтервалів, визначених геолого-технічними нарядами (ГТН).

3.2 Газовий каротаж свердловин

Газовий каротаж (ГКГ) – це метод геолого-технологічних досліджень, який полягає у реєстрації вмісту вуглеводневих газів у промивальній рідині або в буровому повітрі під час буріння свердловини.

Мета газового каротажу – виявлення газоносних інтервалів, оцінка складу газів і ступеня газонасичення пластів, а також оперативний контроль за геологічними умовами буріння.

На Пилипівському газовому родовищі, розташованому в межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, газовий каротаж є одним із найважливіших елементів комплексу геолого-технологічних спостережень.

Поклади родовищ Більче-Волицької зони приурочені в основному до міоценових теригенних відкладів (нижній-верхній баден, нижній сармат), що

відзначаються чергуванням пісковиків, алевролітів і глин, різким фаціальним переходом і високою мінливістю пористості. Саме тому безперервний газовий контроль під час буріння є критично важливим для достовірного виділення колекторів.

Суть методу полягає у безперервному відборі проб газу, який виділяється з промивальної рідини, і аналізі концентрацій метану (C_1), етану (C_2), пропану (C_3) та важчих фракцій (C_4 - C_5) у потоці бурового шламу.

Газовий каротаж може виконуватися двома способами:

1. Періодичний газовий каротаж – проби відбирають через певні інтервали (зазвичай кожні 5-10 м буріння).

2. Безперервний (автоматичний) газовий каротаж – аналіз газового складу проводиться у реальному часі за допомогою газоаналізаторів.

Система газового контролю включає:

- пристрій для виділення газу з бурового розчину (газовідділювач);
- газопровідну лінію для подачі проби в лабораторний блок;
- газоаналізатори, що визначають вміст CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 та їх суму;
- реєструючий прилад, який фіксує зміну газового складу у вигляді кривої газового каротажу.

Результати газового каротажу подаються у вигляді діаграми газового фону по глибині свердловини.

Основні параметри, які аналізуються це є:

- загальний газовий фон (вміст усіх компонентів у промивальній рідині);
- піки газопроявів – локальні підвищення концентрацій CH_4 або сумарних C_1 - C_5 ;
- відносний склад вуглеводнів (співвідношення C_1/C_{2+3} , індекс сухості);
- порівняння газового сигналу з даними механічного та фільтраційного каротажу.

Піки на кривій газового каротажу зазвичай збігаються з інтервалами розкриття пористих або тріщинуватих пластів, що підтверджується зміною

механічної швидкості буріння, зниженням густини розчину або появою газу в циркуляційній системі.

У випадку Пилипівського родовища, де поклади газу залягають у пісковиках із нерівномірною цементацією, газові аномалії є ключовими індикаторами колекторів і допомагають уточнити стратиграфічну прив'язку газоносних горизонтів.

На території Більче-Волицької зони спостерігається значна газонасиченість міоценових товщ біогенного походження, тому при бурінні свердловин на Пилипівському родовищі основна увага приділяється реєстрації метанових піків і контролю «сухості» газу.

Типові особливості:

- переважає метан (C_1) з незначною домішкою важких вуглеводнів (C_2 - $C_5 \leq 3-5 \%$);
- сумарна газоємність промивальної рідини в газоносних інтервалах становить 0,1-0,5 л/л;
- індекс сухості ($C_1/(C_2+C_3) > 90$), що підтверджує біогенне походження газу;
- при розкритті продуктивних пісковиків спостерігаються миттєві газові сплески та зменшення механічного опору буріння;
- у глинистих або водонасичених зонах концентрація газів стабільно низька.

Під час буріння свердловин №1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 14 – Пилипи зафіксовано чітку кореляцію між підвищенням газового фону та даними гамма-каротажу, акустичного- і електричного каротажу, що дозволило уточнити потужність і глибину газоносних горизонтів.

Таким чином, газовий каротаж на Пилипівському родовищі є основним оперативним інструментом виділення колекторів, який дозволяє:

- своєчасно виявити продуктивні пласти;
- контролювати характер газопроявів під час буріння;
- оцінити газоносність і перспективність розкритих товщ.

Результати газового каротажу обов'язково зіставляються з даними геофізичних методів (ЕК, ГК, НГК, АК), каротажу за шламом та випробувань пластів, що дозволяє отримати повну картину насичення розрізу.

У випадку розбіжностей дані газового каротажу допомагають:

- виявити зони прихованої газонасиченості, які не проявляються на електричних або нейтронних кривих;
- підтвердити газовий характер аномалій резистивності;
- скоригувати границі перфорацій і випробувань.

Таким чином, газовий каротаж є критично важливою складовою комплексу досліджень свердловин Пилипівського родовища, забезпечуючи оперативну діагностику колекторів, контроль за безпекою буріння та підвищення ефективності пошуків вуглеводнів у міоценових товщах.

3.3 Геолого-технологічні дослідження розрізів свердловин

Геолого-технологічні дослідження (ГТД) є невід'ємною складовою комплексу робіт, спрямованих на вивчення геологічного розрізу свердловини, уточнення колекторських властивостей порід і визначення перспективних інтервалів, які можуть містити вуглеводні. Їх особливістю є поєднання геологічних спостережень із безпосереднім контролем технологічних параметрів буріння, що забезпечує отримання оперативної інформації під час розкриття пластів.

До основних видів геолого-технологічних досліджень належать: каротаж за шламом, фільтраційний каротаж, механічний каротаж і контроль за параметрами режиму буріння. Кожен із цих методів виконує специфічну функцію в комплексі, а їх поєднання забезпечує цілісне уявлення про фізико-геологічний стан гірських порід у процесі проходки свердловини.

Каротаж за шламом – це метод, що полягає у систематичному відборі, описі та лабораторному аналізі вибурених порід (шламів), які виносяться промивальною рідиною на поверхню.

Основне завдання цього методу – літологічна, стратиграфічна та колекторська характеристика розкритих товщ.

Під час аналізу шламу визначають:

- гранулометричний і мінералогічний склад порід (пісок, алеврит, глина, карбонати, органічні рештки);
- вміст органічної речовини, наявність бітумінозності, вуглеводневих плям, газових виділень;
- ступінь пористості (за характером мікроскопічної будови);
- наявність нафтових або газових проявів.

Отримані дані дозволяють уточнити межі стратиграфічних горизонтів, виділити колекторські інтервали, оцінити умови осадо накопичення та зіставити результати з геофізичними кривими.

На Пилипівському родовищі, де міоценові відклади відзначаються значною літологічною строкатістю, каротаж за шламом є важливим етапом ідентифікації колекторів у баденських та сарматських пісковиках.

Фільтраційний каротаж полягає у реєстрації різниці об'ємів промивальної рідини на вході у свердловину і на виході із свердловини. Якщо у розрізі свердловини наявні поглинаючі інтервали, об'єм рідини на виході із свердловини зменшується, а при появі припливу пластової продукції у стовбур свердловини – зростає. Його суть полягає у спостереженні за зміною тиску, витрати промивальної рідини або рівня в свердловині під час стабілізованого буріння або короткочасних зупинок циркуляції.

Основні завдання фільтраційного каротажу:

- встановлення зон поглинання промивальної рідини – індикаторів підвищеної проникності;
- виявлення припливів газу чи рідини в процесі буріння;
- оцінка гідродинамічних характеристик пластів (коефіцієнт фільтрації, пластовий тиск, тип флюїду);
- контроль герметичності цементації після розкриття продуктивного горизонту.

На практиці результати фільтраційного каротажу поєднують із показами електричних і акустичних каротажів, що дозволяє більш достовірно визначати газоносні інтервали в міоценових відкладах Пилипівського родовища.

Механічний каротаж базується на реєстрації механічної швидкості проходки і питомого навантаження на долото, що відображають буримість гірських порід.

Цей метод є простим, але інформативним показником фізико-механічних властивостей розкритих товщ.

Зміна швидкості буріння часто корелює з:

- щільністю та міцністю порід;
- ступенем цементації;
- пористістю (висока швидкість буріння – ознака більш пористих і менш щільних порід);
- наявністю газу або рідини в порах.

Побудова кривої механічного каротажу дає змогу виділяти інтервали підвищеної буримості, які часто збігаються з колекторами.

На Пилипівському родовищі механічний каротаж має важливе значення для оперативного прогнозу зон газонасичення ще на стадії буріння, особливо в умовах мінливих піщано-глинистих фацій.

Контроль за параметрами буріння є постійним процесом, який дозволяє оцінювати взаємодію бурового інструменту з породою і вчасно фіксувати аномалії, пов'язані з розкриттям колекторів або газоносних зон**.

Під контролем перебувають такі параметри:

- вага на долоті;
- частота обертання;
- момент на роторі;
- витрата і тиск промивальної рідини;
- температура, газовміст і рівень у циркуляційній системі.

Підвищення газонасиченості або тиск у пласті часто супроводжується збільшенням газового фактора у вихідній рідині, зміною густини бурового розчину та нестабільністю тиску.

Такі прояви фіксуються спеціальними датчиками і дозволяють оперативно реагувати на відкриття продуктивного пласта, запобігаючи ускладненням (газопроявам, викидам) і водночас даючи змогу оцінити перспективність інтервалу.

Кожен із описаних методів дає часткову, але важливу інформацію про будову розрізу, фізичний стан і фільтраційно-ємнісні властивості порід.

У комплексі вони дозволяють:

- уточнити інтервали колекторів і флюїдонасичення;
- перевірити й скорегувати результати геофізичних інтерпретацій;
- забезпечити геологічну надійність при оцінці запасів газу.

На Пилипівському родовищі, де колекторські товщі мають мінливий склад і значну неоднорідність, геолого-технологічні дослідження відіграють ключову роль у встановленні точних границь газonosних горизонтів, визначенні фільтраційних властивостей пластів і підвищенні достовірності геологічної моделі.

Висновок

Комплексне вивчення геологічного розрізу свердловин Пилипівського газового родовища показало, що ефективне виділення порід-колекторів і визначення їх газонасиченості можливе тільки за умови поєднання геофізичних, геолого-технологічних та газових методів досліджень.

Геофізичні методи (електричні, індукційні, нейтронні, гамма- і акустичні каротажі) забезпечують кількісну характеристику пористості, глинистості, насичення пластів та дають змогу детально розчленувати розріз і встановити будову міоценових товщ. Отримані дані дозволяють виділити

інтервали потенційних колекторів і оцінити їх фільтраційно-ємнісні властивості.

Газовий каротаж є оперативним засобом виявлення газоносних інтервалів під час буріння. Він забезпечує контроль за концентрацією вуглеводневих газів у промивальній рідині та дозволяє своєчасно визначати продуктивні пласти, уточнювати глибину і потужність газоносних горизонтів.

Геолого-технологічні дослідження (каротаж за шламом, фільтраційний, механічний каротаж, контроль режиму буріння) доповнюють геофізичні дані фактичними спостереженнями, підтверджують наявність колекторів, фіксують припливи газу й дозволяють оцінити проникність і реальні фільтраційні властивості пластів.

Результати комплексування всіх методів свідчать, що міоценові відклади Пилипівського родовища характеризуються високою літологічною мінливістю, тому тільки інтегрований підхід дає змогу достовірно визначити перспективні газоносні інтервали, мінімізувати геологічні ризики та підвищити ефективність пошуків і розвідки вуглеводнів у межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

4 ВИДІЛЕННЯ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У

ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ТА ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

4.1 Умови проведення досліджень в свердловинах

Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах Пилипівського газового родовища визначалися фізичними та фізико-механічними властивостями порід, що розкривалися свердловинами, характером флюїдонасичення колекторів, властивостями промивальних рідин (ПР) та діаметром доліт, які застосовувалися під час буріння.

Повнота комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС) залежала від призначення свердловин, геолого-геофізичної будови розрізу та умов виконання вимірювань, що були визначені у геолого-технічних нарядах (ГТН), наданих замовником.

На Пилипівськму родовищі бурилися пошукові свердловини з метою розкриття газоносних верхньобаденських відкладів, представлених слабозцементованими пісковиками, які чергуються з глинистими та заглинизованими породами.

Пісковики та їх прошарки характеризуються різною товщиною та питомим електричним опором. У газоносних частинах розрізу опір пісковиків є підвищеним порівняно з глинистими породами. Аналогічна тенденція спостерігається і для водоносних пісковиків у межах горизонту Б-3, тоді як у горизонтах Б-2 та Б-1 питомий опір є суттєво нижчим. Це пояснюється вищою мінералізацією пластових вод у цих горизонтах порівняно з горизонтом Б-3. Для забезпечення більшої точності визначення питомого електричного опору пластових вод у горизонтах Б-3, Б-2 та Б-1 використовувалися результати аналізів відібраних вод не лише з Пилипівської площі, але й із сусідніх площ, що дозволило уточнити геоелектричні параметри досліджуваного розрізу

(рис. 4.1, 4.2)..

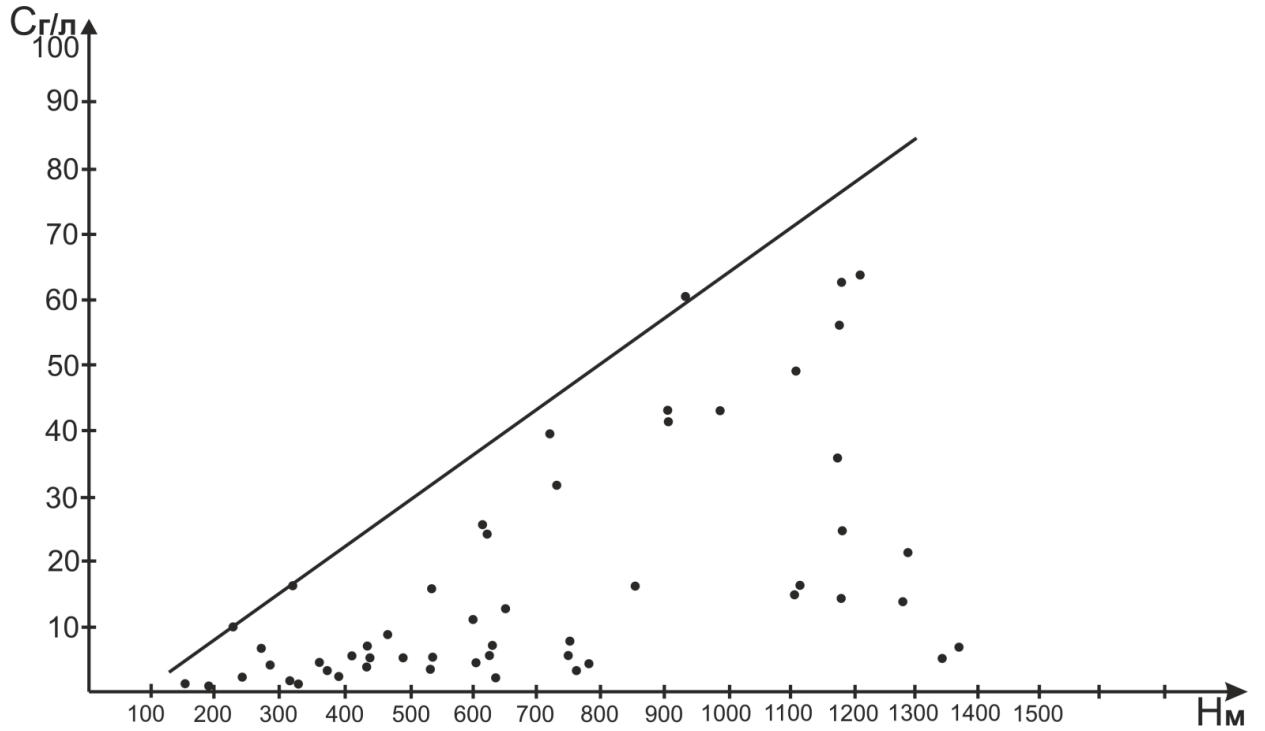


Рисунок 4.1 – Дані про мінералізацію пластових вод на площах
Чорногузівська, Шереметівська та Славецька

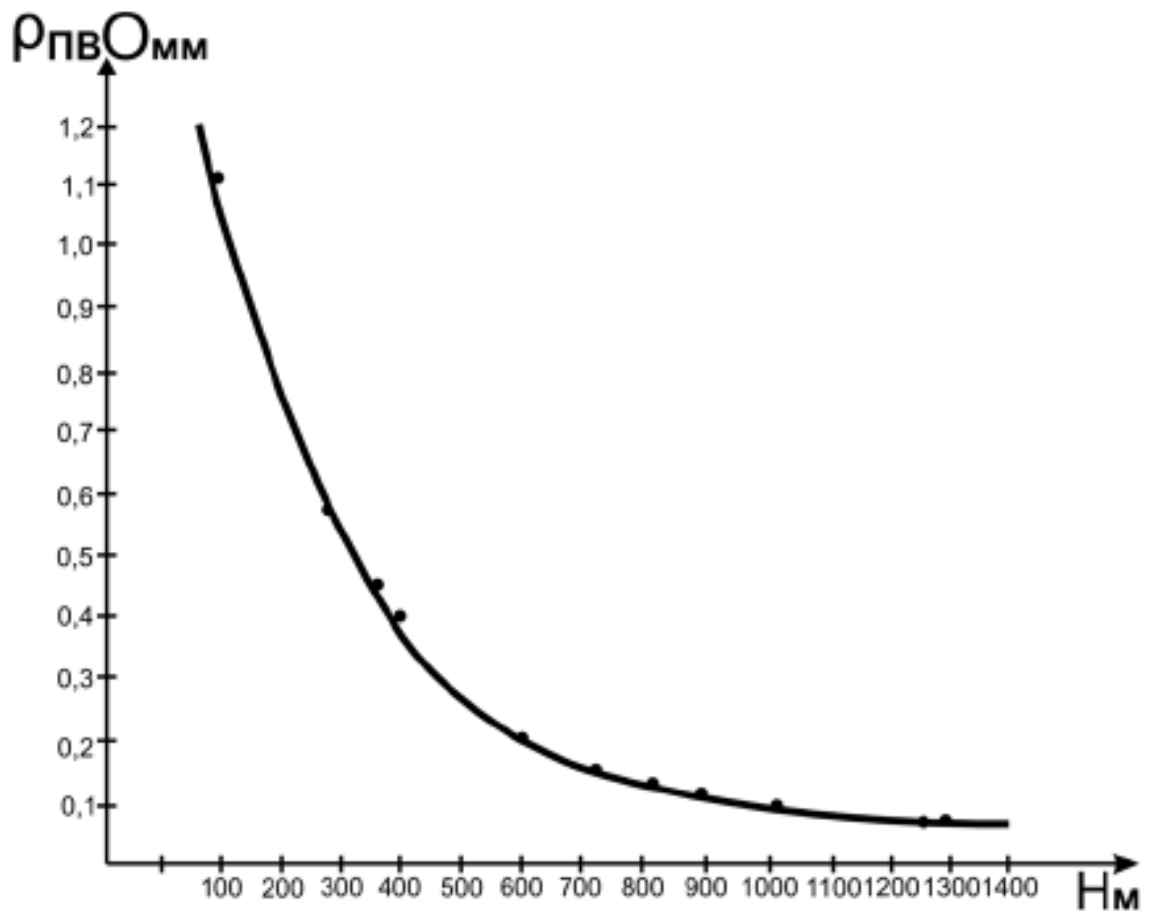


Рисунок 4.2 – Зміна пластової води на площах Славецька, Черногузька та Стижківська

При бурінні свердловин використовувалися промивальні рідини (ПР) – звичайні глинисті розчини на водній основі невеликої густини $[(1,12-1,26) \times 10^3 \text{ кг/м}^3]$, в'язкістю 28-48 секунд, прісні за своєю мінералізацією. Питомий опір ПР коливається у межах 1,1-2,8 Омм [7].

Термометрія проводилася в сіх свердловинах у нестабілізованому тепловому режимі, геотермічний градієнт не визначався. Термометрія, виконана у свердловині 12-Пилипи, дозволяє у певній мірі визначити термоградієнт, який становить 4,5 С.

Конструкції свердловин були такого типу: шахтний напрямок діаметром 305-426 мм на глибину 10-20 м; технічний напрямок діаметром 215-295 мм до глибини 105-248 м. Експлуатаційні колони діаметром 152,4 мм і 177,8 мм опускались на глибину 385-675 м з метою відокремлення продуктивних горизонтів від водоносних, випробовування свердловини і подальшої її експлуатації. Розкриття порід проводилося долотами діаметром 190-216 мм [7].

4.2 Критерії виділення порід-колекторів за комплексом даних ГДС

Порові теригенні колектори характеризуються найбільш стійкими ознаками. Для них характерні кількісні критерії, які розділяють колектори і непроничні породи за даними проникності, пористості і ряду геофізичних характеристик. Наявність чітко визначених якісних ознак і кількісних критеріїв полегшує виділення порових колекторів, які розбурюються на прісних бурових розчинах ($\rho_c \geq 1,1 \text{ Омм}$) [7].

Прямі якісні ознаки порового колектора обумовлені проникненням у пласти фільтрату ПР, що спричиняє формування глинистої або шламової кірок на стінках свердловин і зони проникнення фільтрату у породі. При розбурюванні теригенних колекторів, до яких

належать породи даного родовища, на прісному глинистому розчині при достатній репресії на пласти ознаками проникнення служать [7]:

а) звуження діаметра свердловини на кривих кавернометрії і профілеметрії (ДС) ;

б) радіальний градієнт опорів, заміряних зондами з різною глибинністю досліджень – бокового каротажного зондування (БКЗ) і комплексу бокового каротажу, бокового мікрокаротажу і індукційного каротажу.

Побічні якісні ознаки колекторів:

Аномалії на кривій ПС при невисокій відносній глинистості ($\eta_{\text{гл}} < 0,4$). Аномалії амплітуд ПС мають і від'ємний ($\rho_c > \rho_v$) і додатній ($\rho_c < \rho_v$) знак. На кривих гамма-каротажу спостерігаються низькі покази гамма-активності [7].

У свердловинах, пробурених на промивних рідинах з мінералізацією близькою до мінералізації пластових вод, аномалії амплітуд ПС в колекторах відсутні. У таких випадках ознаками проникнення фільтрату у пласт є звуження діаметру свердловини; покази на кривих ГК залишаються такими ж, як і в попередніх випадках. Використовуються методи нейтронно-нейтронного каротажу і нейтронного гама-каротажу [7].

Інтерпретація кривих БКЗ свідчить про наявність у пластах проникнення фільтрату. Спостерігається підвищувальне проникнення, так як промивальні рідини володіють опором 1,1-2,8 Ом, опір фільтрату є вищим від опору пластових вод, що є причиною підвищувального проникнення, як правило, в водоносних пластах і нейтрального – у продуктивних. Невизначеність спостерігається у пластах, товщина яких невелика ($h \leq 5$ м). Для таких пластів використовувались палетки ЕКЗ і ЕКЗТ. Величини питомих опорів таких пластів порівнювались з даними БК. Зрозуміло, що точність визначення

ρ_p в таких пластах значно вища для метода БК. Для розрахунку параметра насиченості тонких пластів використовувались величини ρ_p визначені за даними триелектродного бокового каротажу з поправками за діаметр свердловини і параметри зони проникнення. Особливо це стосується тих пластів і прошарків, які залягають серед глин з низьким опором і високою провідністю [7].

Виділення порових колекторів за даними непрямих кількісних критеріїв обумовлена такими передумовами [7]:

- в досліджуваному розрізі породи-колектори відрізняються від порід-неколекторів значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей, а відповідно і значеннями геофізичних характеристик, які відображають ці властивості;

- межа між колекторами і неколекторами характеризується нижніми граничними значеннями проникності ($K_{пр.гр}$) і пористості ($K_{п.гр}$), максимальним граничним значенням глинистості ($K_{гл.гр}$) і відповідними граничними значеннями геофізичних характеристик, які відображають пористість ($\Delta T_{гр}$, $\Delta I_{п.гр}$) і глинистість ($\alpha_{пс.гр}$, $\Delta I_{г.гр}$) порід.

Згідно роботи [8] одним з петрофізичних способів встановлення граничних значень може служити зіставлення коефіцієнтів пористості з залишковою водонасиченістю $K_{вз}$ гідрофільного колектора. За величиною $K_{в.зв}$ розраховують коефіцієнти пористості $K_{п.еф}$, який характеризує долю об'єму пор, яку можуть зайняти вуглеводні (11). Значення K_p , яке відповідає $K_{в.зв}=1$ або $K_{п.еф}=0$, можна прийняти за $K_{п.гр}$. Воно є нижнім граничним значенням пористості для гідрофільного міжзернового колектора, оскільки при $K_p=K_{п.гр}$ гідрофільна порода не містить вуглеводнів. Однак при виділенні промислово-продуктивних колекторів для підрахунку запасів і проектування розробки покладу потрібно користуватись іншим критерієм $K_{п.гр}$, який відповідає значенню $K_{в.зв}=K_v-K_{гз}$ (для газоносних колекторів). Дослідження

відносної фазової проникності по воді і газу при двофазній фільтрації (вода + газ) в колекторах з рівною проникністю показує, що зі зменшенням $K_{пр}$ коефіцієнт $K_{в.зв}$, який характеризує наявність зв'язаної води у породі, закономірно зростає, скорочуючи область двофазної фільтрації, тоді як межа, що характеризується значенням $K_{в}=K_{в}^{xx}$ для різних колекторів, практично не переміщується зі зменшенням $K_{пр}$ і відповідає діапазону $K_{в}^{xx}=0,7-0,85$ в різних колекторах [9]. Таким чином, значення $K_{в}^{xx}=1-K_{гз}$ у першому наближенні можна прийняти сталим (наприклад: 0,7); воно окреслює діапазон $0,7 < K_{в} < 1$, для якого рух газу у порах неможливий. При цій умові порода з $K_{в.зв} \geq K_{в}^{xx}$, яка вміщує газ в об'ємі пор $K_{п} (1-K_{в.зв})$ не дає припливу пластового флюїду під час випробування.

Для продуктивних відкладів Пилипівського газового родовища нами використані залежності зв'язку $K_{в.зв}=f(K_{п})$ встановлені для неогенових відкладів Передкарпаття і для сармат-баденських відкладів Русько-Комарівського газового родовища, що в Закарпатському краєвому прогині.

$$K_{в.зв}=106,2-5,28 K_{п}+0.0684 K_{п}^2 \quad R^2=0,92 \quad (4.1)$$

Не дивлячись на деяку незначну відмінність колекторів за літологічним складом, обидва рівняння майже ідентичні. Отже, задавшись значенням $K_{в.зв}=0,7$, ми отримали такі значення $K_{п.гр}= 8,0 \%$ для неогенових відкладів Передкарпаття і $7,5 \%$ – для сармат-баденських відкладів Русько-Комарівського газового родовища.

Прийнявши $K_{п.гр}=8 \%$ за залежністю (рис. 4.3) визначаємо $K_{пр.гр}=0,35 \times 10^3$ мкм². Для верхньобаденських відкладів Черногузького газового родовища [10] $K_{п.гр}=10 \%$. Для цієї величини пористості $K_{пр.гр}=0,6 \times 10^3$ мкм².

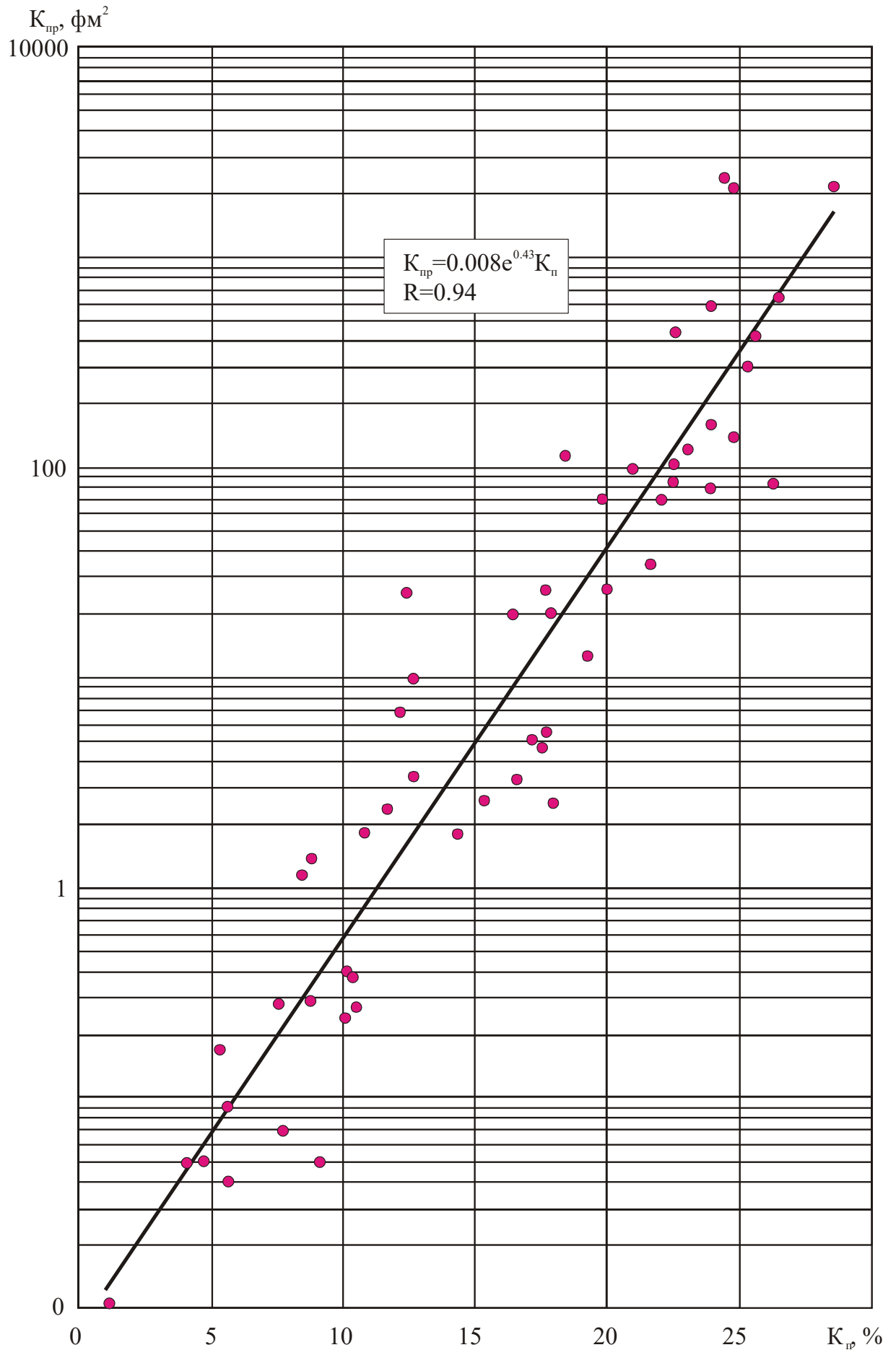
Отже, для Пилипівського газового родовища за нижнє граничне

значення проникності $K_{пр.гр}$ було прийнято величину $0,6 \times 10^3$ мкм². Оскільки у розрізі верхньобаденських відкладів виділені пласти, які характеризуються значно більшою пористістю ($K_{п}=11,6-32,8$ %), то використовуючи емпіричні формули, одержані з врахуванням усереднених значень водонасиченості, можна розрахувати значення $K_{в}^x$, $K_{в.кр}$ і $K_{в}^{xx}$. Отже, для колекторів з пористістю $K_{п}=12-18$ % $K_{в.зв} \approx 45$ % і за формулою [7]:

$$K_{в}^x = K_{в.зв} + 0,27 (1 - K_{в.зв}) \quad (4.2)$$

Розрахована величина $K_{в}^x$ становить 0.6.

Для групи колекторів з пористістю $K_{п}=18-25$ %, $K_{в.зв} \approx 25$ %, $K_{в}^x$ становить 0,45. Для групи високопористої категорії колекторів з $K_{п}=25-35$ %, $K_{в.зв}=0,22$, а $K_{в}^x=0,43$.



Відповідно розраховані значення $K_{в.кр}$ для вищевказаних категорій колекторів за формулою:

$$K_{в.кр} = K_{в.зв} + 0,54 (1 - K_{в.зв}) \quad (4.3)$$

одержані такі величини $K_{в.кр}$: 0,75 ; 0,65 і 0,64.

Значення $K_{в}^{xx}$ розраховуємо за формулою:

$$K_{в}^{xx} = K_{в.зв} + 0,8 (1 - K_{в.зв}) \quad (4.4)$$

Для другої і третьої категорії колекторів величина $K_{в}^{xx}$ становить 0,85.

У зв'язку з відсутністю кернавого матеріалу на даній площі, одержані значення $K_{в}^x$, $K_{в.кр}$, $K_{в}^{xx}$ носять наближений характер і для подальших розрахунків у процесі розробки газового покладу у величини цих коефіцієнтів повинні вноситись певні корективи. Граничні величини геофізичних параметрів для чистих неглинистих колекторів при пористості $K_{п.гр}=10\%$ приймають значення: $\Delta T_{гр}=219,6$ мкс/м [7].

Для інших геофізичних методів граничні геофізичні параметри не встановлені із-за низької мінералізації пластових вод (для метода ПС), із-за відсутності взаємозв'язку між глинистістю і пористістю для метода ГК.

4.3 Петрофізичні моделі, покладені в основу виділення колекторів і визначення пористості продуктивних пластів

До колекторів на даній площі віднесені пісковикові породи, які здатні вміщати газ або воду і віддавати їх під час розробки. За умовами утворення колектори газу Пилипівського родовища відносяться до осадових відкладів. За речовим складом породи теригенного типу. За морфологією порового простору колектори є порового типу (міжзернові або гранулярні). Порові колектори верхньобаденських відкладів

Пилипівського родовища віднесено до категорії складних, тому що вони володіють складною структурою порового простору, в деяких випадках двофазною насиченістю у межах одного пласта (газ і вода) і частина виділених пластів має незначну товщину (менше 1,5 м). Окрім того, пластові води газоносних пластів низької мінералізації. При сучасному апаратурному і методичному забезпеченні геофізичних досліджень всі підрахункові параметри (ефективна товщина – h_{ef} , коефіцієнт пористості – K_p і коефіцієнт газонасиченості – K_r) можуть бути визначені у пластах і прошарках товщиною $h_{ef} > 1,5$ м, а також при мінералізації пластових вод $C_v > 10 \times 10^3$ кг/м³. У пластах малої товщини ($1,5 > h_{ef} > 0,5$ м) за матеріалами ГДС можуть бути визначені ефективні товщини і коефіцієнти пористості, коефіцієнти газонасиченості K_r можуть бути встановлені для окремих випадків у колекторах без проникнення або малого ($D/d < 2$) глибинного проникнення [7].

За характером змочування поверхні твердої фази колектори баденських відкладів Пилипівського родовища відносяться до гідрофільних. Виділення колекторів даного родовища проводилося з використанням встановлених прямих і побічних якісних ознак і кількісних критеріїв.

Достовірність оцінки пористості пластів-колекторів, одного з основних підрахункових параметрів, в значній мірі залежить від обґрунтування петрофізичних зв'язків, які використовуються під час інтерпретації даних ГДС, завдання підвищення достовірності визначення підрахункових параметрів значно полегшують кореляційні зв'язки між окремими петрофізичними і геофізичними параметрами, встановлені для кожного типу порід-колекторів нафтового чи газового родовища. На даному родовищі аналіз кернового матеріалу в інтервалах горизонтів Б-3, Б-2, Б-1 відсутній, будь-яких визначень петрофізичних характеристик в процесі пошукових робіт не проводилось. Необхідно

було розробити методичні прийоми ув'язки геофізичних характеристик верхньобаденських відкладів Пилипівського родовища з породами аналогічного комплексу сусідніх розвідувальних площ, керновим матеріалом які охарактеризовані в достатньому об'ємі. Використані матеріали петрофізичних досліджень розвідувальних площ Чорногузівської, Славецької та Шереметівської [10]. Верхньобаденські відклади у розрізах свердловин вказаних родовищ залягають на глибинах 640-1346 м, що значно глибше від глибин залягання продуктивних відкладів Пилипівського газового родовища.

Консолідація піщаних відкладів на вказаних глибинах в певній мірі відрізняється від аналогічних відкладів, що залягають на менших глибинах в межах Пилипівського родовища. Ця обставина може зумовлювати певні розбіжності в кореляційних залежностях, встановлених для порід різної глибинності. Однак було враховано, що отримані у лабораторних умовах залежності на керновому матеріалі, навіть без урахування термобаричних чинників, можуть бути застосовані для аналогічних порід, які залягають на відносно невеликих глибинах (150-500 м). Відповідну методику використано під час визначення підрахункових параметрів Дебеславецького газового родовища.

Представлені залежності типу “кern-кern”, “кern-геофізика” мають такий вигляд:

$$P_{\Pi}=1,3589 K_{\Pi}^{-1,7042} \quad R^2 = 0,9617 \quad (4.5)$$

$$K_{\Pi}=0,001427 \Delta T-0,0166 \Delta I_{\gamma}-0,2134 \quad R^2=0,74 \quad (4.6)$$

$$\Delta T=5,0899 K_{\Pi}+187,46 \quad R^2=0,7347 \quad (4.7)$$

$$K_{\Gamma L}=31,242 \Delta I_{\gamma}+3,9848 \quad R^2=0,94 \quad (4.8)$$

$$P_{\Pi}=0,6595 K_{\Pi}^{-1,9194} \quad (4.9)$$

$$K_{\Pi}=0,8036 P_{\Pi}^{-0,5204} \quad (4.10)$$

де: P_{Π} – відносний опір;

ΔT – інтервальний час, мкс/м;

K_p – коефіцієнт відкритої пористості;

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр;

R – коефіцієнт множинної кореляції;

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

Слід зазначити, що залежність (4.5) між відносним опором і пористістю дещо відрізняється від залежності (4.9), встановленої для слабозцементованих пісковикових порід. Для встановлення залежності (4.5) зразки насичувались водою зі значно більшою мінералізацією ($\rho_v=0,08$ Омм) у порівнянні з мінералізацією пластових вод газоносних горизонтів Пилипівського родовища. Викликає сумнів в достовірності значень питомого опору водонасичених зразків керна, відібраних з верхньобаденських відкладів розвідувальних площ Черногузької, Славецької, Шереметівської. На графіку залежності $P_n=f(K_p)$ окремі точки відхилялись на значну відстань від основної закономірності взаємозв'язку і не враховувались при встановленні аналітичної формули залежності [7].

4.4 Комплексна інтерпретація результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловини №21-Пилипи

Комплексна інтерпретація результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин є важливим етапом у процесі вивчення геологічного розрізу свердловин і прогнозування перспектив газоносності родовищ. Вона дозволяє отримати об'єктивну інформацію про літолого-стратиграфічну будову розрізу, типи і властивості колекторів, характер насичення пластів, а також оцінити умови флюїдонакопичення. Проведемо комплексну інтерпретацію цих результатів на прикладі свердловини №21-Пилипи. Свердловина №21 Пилипівського родовища пробурена з метою

пошуку та розробки газових покладів у межах баденських відкладів, які належать до міоценової товщі Передкарпатського прогину. Результати геофізичних досліджень, проведених у відкритому стовбурі свердловини, у поєднанні з матеріалами геолого-технологічного контролю, дали змогу комплексно охарактеризувати властивості продуктивних горизонтів. Дослідження виконувались геофізичною станцією із застосуванням повного стандартного комплексу методів: потенціалу самочинної поляризації (ПС), бокового каротажу (БКЗ, БК), індукційного каротажу (ІК), акустичного каротажу (АК), гамма-каротажу (ГК, НГК) та профілометрії (рис. 4.4). Інтервал робіт становив 38-400 м, що відповідає повному розкриттю баденської товщі. Всі дослідження проводились у добрих технічних умовах, що забезпечило високу якість діаграм. Геофізична характеристика розрізу свердловини свідчить про наявність у ньому трьох основних зон, що різняться за літологією, колекторськими властивостями та типом насичення. На діаграмі чітко простежується літологічна будова розрізу, яка представлена чергуванням алевролітів, алевролістичних пісковиків та пісковиків, що формують баденські відклади. За характером зміни параметрів кривих виділено три основні частини розрізу:

1. Верхня частина (38-130 м) характеризується відносною стабільністю кривих електричного опору (близько 6 Ом) і високими значеннями природного гамма-випромінювання, що свідчить про підвищений вміст глинистої речовини. Ця частина представлена алевролітами, які мають водоносний характер. Коефіцієнт пористості змінюється у межах 14-20 %, що не дозволяє розглядати цей інтервал як перспективний у колекторному відношенні.

2. Середня частина (130-155 м) відзначається різким зростанням опору до 20-27 Ом і зниженням показників гамма-каротажу. Це свідчить про зменшення глинистості та появу більш грубозернистих порід – пісковиків та алевролітів, які формують газоносну пачку (пласти №3-6). За даними акустичного каротажу, у цьому інтервалі спостерігається збільшення

швидкості проходження хвиль, що також підтверджує ущільнення порід. Розрахункові коефіцієнти пористості (K_p) перевищують 30 %, а газонасичення (K_r) сягає 84 %, що дозволяє віднести цю частину до високоперспективної газоносної зони.

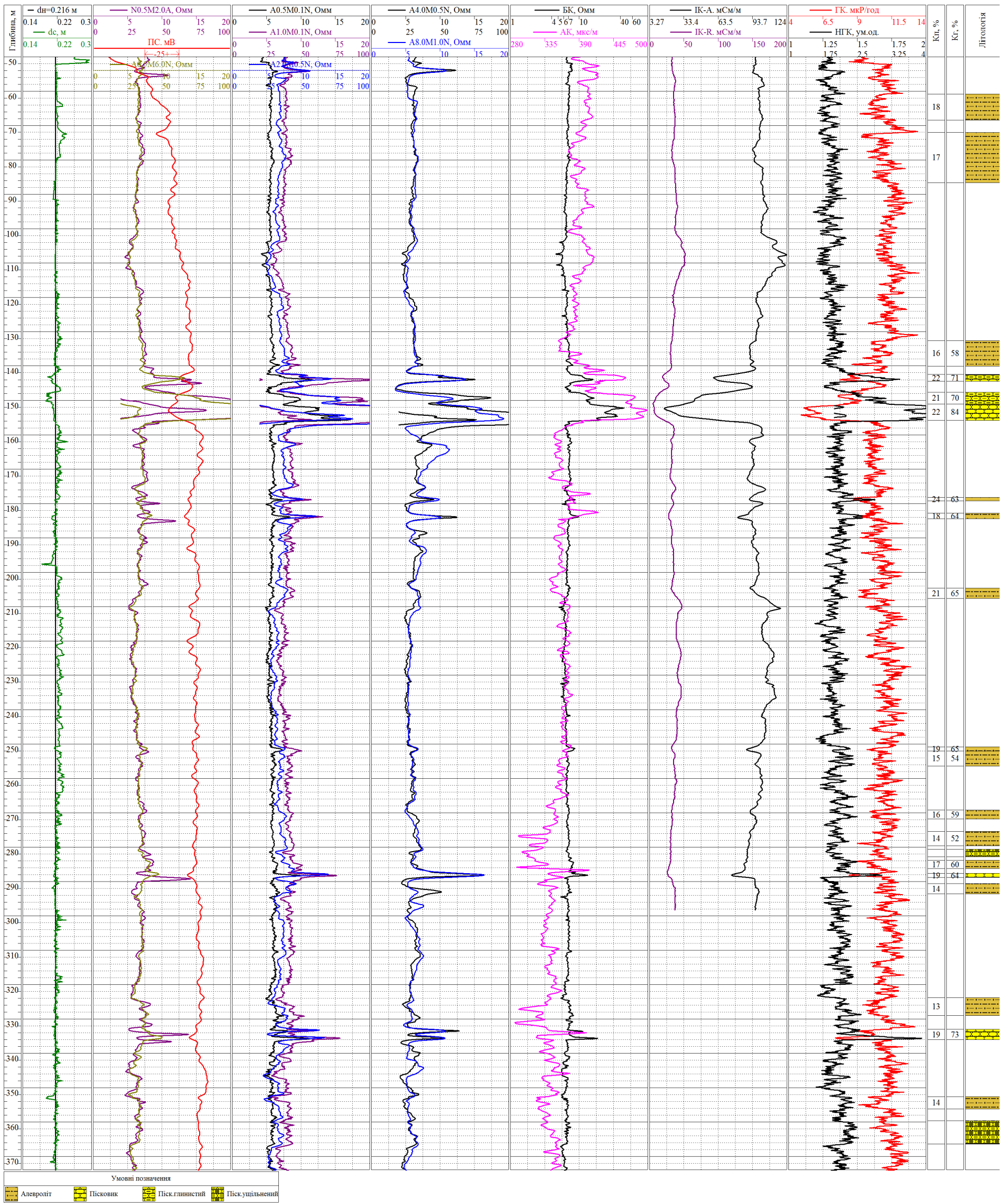


Рисунок 4.4 – Планшет комплексу методів ГДС (св. №21-Пипи)

3. Нижня частина (155-400 м) представлена чергуванням алевролітів та алевролітистих пісковиків, у межах яких виділено декілька локальних інтервалів підвищеного опору (6,0-9,1 Ом·м). На діаграмі спостерігаються характерні аномалії по кривих БКЗ і ІК, що свідчать про наявність газоносних та газонасичених пластів у межах 178-336 м (пласти №7-19). У цих інтервалах коефіцієнт пористості становить 12-28 %, а газонасичення – 52-73 %. Особливо виділяється зона на глибинах 323-336 м, де криві електричного опору демонструють стійке підвищення, що корелюється із показниками по свердловині №19, де зафіксовано промисловий приплив газу.

Криві акустичного каротажу показують закономірне збільшення інтервального часу пробігу хвиль у глинистих і ущільнених породах, тоді як у газонасичених інтервалах спостерігається характерне зниження амплітуди сигналу. Покази нейтронного гамма-каротажу підтверджують зменшення водневмісту середовища в межах газоносних інтервалів, що додатково підтверджує їхню продуктивність.

За результатами комплексного аналізу кривих ГДС встановлено, що у свердловині №21 виділяється 21 пласт, з яких 14 мають газоносний характер, а 2 – газонасичений. Найперспективнішими інтервалами є 132-156 м, 178-208 м, 251-294 м і 323-336 м, де поєднуються високі значення питомого опору, низьке гамма-випромінювання, оптимальна пористість та чіткі технологічні ознаки газонасичення під час буріння (табл. 4.1).

Паралельно з проведенням геофізичних досліджень у свердловині №21 здійснювався геолого-технологічний контроль (ГТД), що включав систематичну реєстрацію параметрів буріння, поведінки промивальної рідини, швидкості проходження інтервалів, характеристик шламу та флюїдів. Дані з добового звіту від 24.09.2023 року підтверджують стабільний технічний стан свердловини, відсутність ускладнень та ефективність процесу буріння до проектної глибини 400 м (рис. 4.5).

Таблиця 4.1 – Результати інтерпретації геофізичних досліджень проведених у свердловині № 21 Пилипівського родовища

№ п.п	Інтервал, м		Н, м	Неф, м	R _{бр} , Омм	Дс, м	R _п ^{БКЗ} , Омм	R _п ^{БК} , Омм	R _п ^{ІК} , Омм	K _п ^{АК} , %	K _п ^{ПК} , %	K _г , %	Літологія	Насичення
1	60.8	68.4	7.6		1.0	0.223	6.2	7.1	6.7	17-20	16-19		Алевроліт	водоносний
2	72.0	86.6	14.6		1.0	0.222	6.2	7.1	6.9	14-20	14-20		Алевроліт	водоносний
3	132.6	140.0	7.4	3.8	1.0	0.216	6.7	7.2	7.5	14-19	14-19	58	Алевроліт	газоносний
4	142.4	144.4	2.0	2.0	1.0	0.203		13.6	12.3	>30	20-22	71	Пісковик ал.	газоносний
5	147.6	151.0	3.4	2.8	1.0	0.202	11.9	15.4	16.9	>30	18-22	70	Пісковик ал.	газоносний
6	151.0	155.8	4.8	4.4	1.0	0.212	27.2	34.7	32.1	>30	20-22	84	Пісковик	газоносний
7	178.2	179.2	1.0	1.0	1.0	0.218		7.6	7.5	28	20	63	Алевроліт піск.	газоносний
8	182.8	184.4	1.6	1.0	1.0	0.211		9.1	8.2	26-30	18	64	Алевроліт піск.	газоносний
9	204.6	207.6	3.0	2.6	1.0	0.221	6.8	7.1	7.0	20-23	20-22	65	Алевроліт	газоносний
10	250.8	252.0	1.2	1.2	1.0	0.215		8.7	7.6	22	18	65	Алевроліт піск.	газоносний
11	252.0	256.4	4.4	2.4	1.0	0.224	6.0	6.8	6.9	17	14	54	Алевроліт	газоносний
12	269.2	271.8	2.6	1.8	1.0	0.228		7.1	7.3	15-18	15	59	Алевроліт	газоносний
13	275.4	279.6	4.2	3.6	1.0	0.218	6.8	7.2	7.6	14-16	14-16	52	Алевроліт	газоносний
14	280.6	282.8	2.2		1.0	0.223		7.0	7.8				Алевроліт ущ.	
15	283.8	286.2	2.4	1.6	1.0	0.216		8.1	8.0	16-18	16-18	60	Алевроліт піск.	газоносний
16	287.6	288.8	1.2	1.0	1.0	0.212		13.3	9.0	25-28	18	64	Пісковик ал.	газоносний
17	290.6	293.6	3.0		1.0	0.212	6.6	7.3	6.9	14-15	14		Алевроліт	газонасичений
18	323.8	329.0	5.2		1.0	0.216	6.0	7.6		12-15	12-15		Алевроліт	газонасичений
19	333.0	336.0	3.0	2.0	1.0	0.214	9.1	10.7		25	18	73	Пісковик гл.	газоносний
20	352.6	356.2	3.6		1.0	0.218	5.0	6.7		13-16			Алевроліт піск.	газоводонасичений
21	359.6	366.4	6.8		1.0	0.221	5.8	6.6					Алевроліт ущ.	

Під час проходження інтервалів, що відповідають газоносним пластам (особливо 130-155 м, 250-336 м), зафіксовано збільшення газового фактору у промивальній рідині, що корелюється з результатами ГДС. На добових діаграмах спостерігаються помітні коливання тиску та витрат бурового розчину при розкритті цих інтервалів, що вказує на наявність флюїдопроникних зон із підвищеним пластовим тиском.

Глибинні діаграми також свідчать про збільшення інтенсивності газовиділення при розкритті пластів №3-6 та 18-19, що підтверджує їх газоносність і наявність у породах природних колекторів з пористістю понад 25-30 % (рис. 4.5).

На підставі комплексування геофізичних та технологічних результатів було рекомендовано до випробування чотири об'єкти, які мають найбільшу перспективу для отримання промислового припливу газу (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Рекомендовані інтервали для випробування в експлуатаційній колоні свердловини №21-Пилипи

№ об.	Інтервал	№ пл.	Мета	Тип перф.	Щільність	Примітка
I	323-336	18,19	Отримання припливу газу	Кумул.	18 отв/м	вибірково
II	251-294	10-17	Отримання припливу газу	Кумул.	18 отв/м	вибірково
III	178-208	7-9	Отримання припливу газу	Кумул.	18 отв/м	вибірково
IV	132-156	3-6	Отримання припливу газу	Кумул.	18 отв/м	вибірково

Отже, свердловина №21 розкрила повний розріз баденських відкладів, у межах яких виділено газоносні горизонти, перспективні для подальших пошуково-експлуатаційних робіт. Отримані дані підтверджують продуктивність пластів і узгоджуються з результатами по свердловинах-аналогах Пилипівська №3 і №19.

Висновок

1. Застосований комплекс ГДС (ПС, БКЗ, БК, ІК, АК, ГК, НГК, профілеметрия) та дані ГТД є репрезентативними для верхньобаденських відкладів ($\approx 40-400$ м) і виконані в належних технічних умовах.
2. Колектори виділено за сукупністю прямих і побічних ознак проникнення фільтрату ПР та радіальних градієнтів опорів; низькі значення ГК і стабільні аномалії ПС підтверджують піщано-алевролітовий характер порід.
3. Прийнято граничні параметри порово-гранулярних колекторів: $K_{п.гр} \sim 8-10\%$, $K_{пр.гр} \sim 0,35-0,6 \times 10^3$ мкм²; використано критерії $K_{в.зв}$, $K_{в}^x$, $K_{в.кр}$, $K_{в}^{xx}$ для відокремлення водоносних інтервалів.
4. Розріз складений чергуванням алевролітів, алевролітистих пісковиків і пісковиків; газоносні пакети приурочені до середньої та нижньої частин розрізу.
5. У свердловині №21 виділено 21 пласт, з них переважають газоносні/газонасичені; найперспективніші інтервали: 132-156, 178-208, 251–294, 323-336 м.
6. Ємнісно-фільтраційні параметри продуктивних інтервалів досягають $K_{п} > 25-30\%$, $K_{г}$ до $\sim 80\%$, що відповідає ефективним порово-гранулярним колекторам.
7. Рекомендовано перфорацію та випробування в указаних інтервалах; отримані параметри слід інтегрувати у статичну модель і використати для планування розробки.

5 ПРАКТИЧНЕ ЗНАЧЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

5.1. Рекомендації щодо вдосконалення геолого-геофізичних досліджень у межах родовища

На основі результатів, отриманих під час дослідження свердловини №21, встановлено необхідність подальшого вдосконалення геофізичних робіт на Пилипівському газовому родовищі. Доцільним є:

- застосування розширеного комплексу ГДС, який включає високочутливі методи нейтронного та імпульсного нейтрон-гамма-каротажу, що дозволяють точніше розділяти газо- і водонасичені товщі при низькій мінералізації пластових вод;
- використання цифрової інтерпретації діаграм із програмним комплексом Petrel, Techlog, Geolog або WellCAD для збільшення достовірності отриманих результатів;
- проведення контрольного керновідбору при розбурюванні нових свердловин для побудови власних петрофізичних залежностей «кern–геофізика»;
- удосконалення геолого-технологічного моніторингу (ГТД) шляхом безперервного запису параметрів буріння, тиску та витрати промивальної рідини для швидкого виявлення газоносних інтервалів у процесі буріння.

Упровадження цих рекомендацій підвищить точність визначення колекторських параметрів і зменшить невизначеність при прогнозуванні газоносних зон.

5.2. Використання результатів при геологічному моделюванні та підрахунку запасів

Результати інтерпретації ГДС та ГТД по свердловині №21 є основою для створення цифрової геолого-гідродинамічної моделі баденських відкладів

Пилипівського родовища. Отримані параметри пористості (K_p), газонасичення (K_r), питомого електричного опору (ρ_p) і ефективної товщини (h_{ef}) дозволяють:

- визначити контури продуктивних пластів, їхню фаціальну мінливість і поширення по площі;
- уточнити геометрію покладів та оцінити ефективну газонасичену потужність;
- використовувати результати для розрахунку запасів природного газу за об'ємним методом;
- створити базу петрофізичних параметрів, що застосовується для калібрування моделей суміжних родовищ Передкарпатського прогину.

Таким чином, інтерпретовані параметри ГДС перетворюються у ключові вхідні дані для тривимірного геологічного моделювання, яке є необхідним етапом перед проектуванням розробки родовища.

5.3. Перспективи подальшого пошуку та розвідки колекторів баденського комплексу

Отримані результати вказують на наявність декількох перспективних газоносних зон у межах баденських відкладів, приурочених до інтервалів 130-156 м, 178-208 м, 251-294 м та 323-336 м.

Подальші пошуково-розвідувальні роботи повинні бути спрямовані на:

- буріння паралельних оцінювальних свердловин уздовж структурних піднять для просторової перевірки газонасиченості;
- проведення 3D-сейсмічних досліджень високої роздільної здатності, спрямованих на картування фаціальних змін у межах баденських пісковиків;
- виконання досліджень з геохімічного моніторингу (аналізу газових компонентів у шламі та промивальній рідині) для підтвердження наявності міграційних шляхів вуглеводнів;
- детальне кореляційне зіставлення результатів свердловин №3, 19 і 21,

що дозволить виділити спільні продуктивні горизонти та межі колекторських зон.

Перспективність пошуків підвищується завдяки встановленню стабільних закономірностей зміни пористості та опору по розрізу, що свідчить про наявність регіонального газоносного комплексу.

5.4. Економічна та виробнича значущість отриманих результатів

Комплексна інтерпретація геофізичних та геолого-технологічних даних має безпосереднє практичне значення для нафтогазової галузі.

Основні аспекти економічної доцільності:

- підвищення ефективності пошуково-розвідувального буріння за рахунок точнішого визначення перспективних інтервалів;
- зменшення ризику невдалих бурових робіт, що дозволяє оптимізувати витрати на метр проходки та мінімізувати недоотримання інформації;
- підготовка даних для обґрунтування категорії запасів (С1-С2) і подальшої їх державної експертизи;
- використання результатів при проектуванні системи розробки родовища, виборі місць для нових свердловин і розрахунку потенційних дебітів;
- наявність достовірних петрофізичних моделей сприяє підвищенню точності техніко-економічних розрахунків і скороченню часу окупності бурових програм.

Отже, результати досліджень створюють наукову та технічну основу для ефективного управління розробкою Пилипівського газового родовища.

5.5 Оцінка перспектив ресурсів вуглеводнів нерозкритої частини розрізу

Поклад газу горизонту Б-1 у межах свердловин 10- та 14-Пилипи був

випробуваний і досліджений у свердловині 10-Пилипи. Під час випробування отримано приплив газу з дебітом 52,4 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 13,22 мм. За результатами промислово-геофізичних досліджень контур газоносності окреслюється по підшві нижнього газонасиченого пласта на відмітці (-116,8 м). Запаси горизонту Б-1 у цьому районі віднесені до розвіданих.

Аналогічний поклад горизонту Б-1 у межах свердловин 1- та 2-Пилипи випробувано у свердловині 2-Пилипи, де було отримано непромисловий приплив газу. За даними геофізичних спостережень, контур газоносності проведено по підшві нижнього газонасиченого пласта на відмітці (-77 м). У цьому випадку запаси горизонту класифіковані як попередньо розвідані з невизначеним промисловим значенням.

Поклад газу горизонту Б-2 був випробуваний у свердловинах 1-, 2-, 3- та 5-Пилипи. Зафіксовано припливи газу з дебітами від 3,52 до 22,2 тис. м³/добу. Контур газоносності, за результатами геофізичних спостережень, проведено по підшві нижнього газонасиченого пласта у свердловині 3-Пилипи на відмітці (+14,8 м). Запаси горизонту Б-2 віднесені до розвіданих і попередньо розвіданих.

Поклад горизонту Б-3 досліджувався у свердловині 4-Пилипи, де з інтервалу 183,2-193,2 м отримано промисловий приплив газу з дебітом 41,78 тис. м³/добу. Запаси цього горизонту класифіковані як розвідані.

Найстарші породи, розкриті в межах Пилипівського родовища, належать до чорних аргілітів скальського ярусу силуру (свердловина 84-Коршів-Іспас, глибина 887-912 м). Через відсутність колекторських різновидів вони не становлять промислового інтересу щодо нафтогазоносності.

Девонський розріз у прилеглих районах представлений породами нижнього відділу – чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків, у нижній частині яких зустрічаються органогенні прошарки. Породи характеризуються низькими колекторськими властивостями: коефіцієнт відкритої пористості

становить 1,1-1,9 % для аргілітів, 1,5-3,5 % для алевролітів і близько 6 % для окварцованих пісковиків, при проникності $<0,01$ мкм². Водночас у межах зон тектонічних порушень спостерігається покращення колекторських властивостей за рахунок тріщинуватості, що залишає питання нафтогазоносності нижнього девону відкритим для подальших досліджень.

Юрські відклади в межах Пилипівської ліцензійної ділянки не випробовувалися на нафтогазоносність. Нижня частина представлена аргілітами, алевролітами й пісковиками Рава-Руської світи, які характеризуються покращеними колекторськими властивостями, тоді як верхня частина утворена карбонатними породами нижнівської світи. Ємнісно-фільтраційні параметри вапняків змінюються від кількох відсотків до 25 %, що свідчить про потенційну нафтогазоносність, хоча на даному етапі юрський розріз залишається недостатньо охарактеризованим.

Верхньокрейдові відклади розкриті численними свердловинами й представлені високопористими пісковиками сеноманського ярусу, перекритими карбонатною товщею туронсько-сантонського віку. Незважаючи на наявність сприятливих структурних умов і потенційного колектора, питання їхньої нафтогазоносності залишається невирішеним.

Неогенова система у межах Пилипівського родовища охоплює баденський ярус, представлений баранівськими верствами, гіпсоангідритовим горизонтом (тираська світа) та верхньобаденською теригенною товщею (косівська світа). Породи нижніх горизонтів мають низьку пористість (аргіліти, алевроліти, мергелі, гіпси, ангідрити, галогени, туфи), тоді як верхньобаденська товща детально вивчена й підтверджена як газоносна, що дозволяє віднести її запаси до розвіданих і попередньо розвіданих.

Висновок

1. Комплексна інтерпретація результатів ГДС і ГТД у межах

Пилипівського родовища має значне практичне значення – від уточнення геологічної будови до планування розробки.

2. Запропоновані рекомендації щодо вдосконалення геофізичних методів дозволять підвищити точність визначення параметрів колекторів і покращити прогнозування продуктивних зон.

3. Розраховані параметри K_p , K_g , R_p та h_{ef} є базовими для побудови геологічної моделі та визначення запасів газу.

4. Встановлені закономірності зміни пористості й газонасичення в баденських відкладах відкривають нові перспективи пошуку колекторів у межах Передкарпатського прогину.

5. Отримані результати мають як наукову, так і виробничу цінність, забезпечуючи підґрунтя для раціональної розробки та подальшого промислового освоєння Пилипівського родовища.

ВИСНОВКИ

Виконана магістерська робота присвячена комплексуванню результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин з метою пошуку перспективних газonosних об'єктів на Пилипівському родовищі.

Шляхом вирішення поставлених завдань, було успішно досягнуто мети дослідження, яка полягала в підвищенні достовірності геологічної моделі родовища та обґрунтуванні перспектив промислової газonosності.

У ході виконання роботи були отримані такі ключові результати та висновки:

1. На основі комплексного аналізу матеріалів гамма-, акустичного, електричного та нейтронного каротажів, у поєднанні з даними геолого-технологічних досліджень, було виконано деталізацію літолого-стратиграфічної будови розрізу. Це дозволило уточнити геологічну будову баденських відкладів Передкарпатського прогину в межах досліджуваної ділянки.

2. Проведено виділення порід-колекторів та визначення їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей. Комплексна інтерпретація даних підтвердила наявність перспективних інтервалів, які характеризуються сприятливими параметрами для промислового накопичення вуглеводнів.

3. Розроблено рекомендації щодо удосконалення методики геофізичних досліджень свердловин та використання отриманих даних. Запропоновані підходи спрямовані на підвищення надійності та точності результатів при подальшому геологічному моделюванні та підрахунку запасів.

4. Сформовані висновки та розробки дозволили провести обґрунтовану оцінку перспектив промислової газоносності Пилипівського родовища.

Таким чином, результати проведених досліджень мають важливе практичне значення. Вони можуть бути використані фахівцями для уточнення геологічної моделі баденських відкладів, планування подальших геологорозвідувальних робіт та ефективного освоєння Пилипівського родовища, сприяючи раціональному використанню його газових запасів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гожик П. Ф., Євдошук М. І., Ставицький Е. А. та інші. Нафтогазоперспективні об'єкти України : монографія. Київ: Едельвейс, 2011. 440 с.
2. Іваненко О.І. Літолого-фаціальні особливості баденських відкладів Передкарпаття. Львів, 2018. 123 с.
3. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Гаранін О. А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 256 с.
4. Семененко П.В. Геохімічні аспекти формування газових колекторів. Харків, 2021.
5. Kumar, S., et al. "3D Geological Modelling and Machine Learning in Hydrocarbon Reservoirs," Journal of Petroleum Science, 2020.
6. Інститут геологічних наук НАН України. Збірник наукових праць, 2021.
7. Геолого-економічна оцінка запасів газу Пилипівського газового родовища Івано-Франківської області: звіт про НДР (заключний). ПП «Геобурпроект»; кер. В. С. Раделцький. Львів, 2013. 214 с.

8. Грицишин В. И., Гаранин А. А. и др. Комплексное изучение коллекторов нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья. Фонди ИФИНГ, 1987 г., 123с.

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

10. Геолого-економічна оцінка запасів газу Черногузького родовища Чернівецької області України. Дочірня компанія “Укргазвидобування”. Український науково-дослідний інститут природних газів; кер. А. В. Шакін. Львів. 2003 р, с. 211.

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

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема магістерської роботи: «Комплексування результатів геофізичних та геолого-технологічних досліджень свердловин з метою пошуку перспективних газоносних об'єктів на Пилипівському родовищі».

Пояснювальна записка до магістерської роботи містить 64 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація магістерської роботи в обсязі 16 слайдів.

Назар ПИЛИПІВ