

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Христінчик Даниїл Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.8

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Аналіз шляхів підвищення достовірності виділення порід-колекторів в
тонкошаровому геологічному розрізі (на прикладі Більче-Волицької зони
Передкарпатського прогину)

(назва роботи)

Геофізика

(назва освітньої програми)

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

Д. В. Христінчик

(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. М. Багрій

(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

Христінчику Даниїлу Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз шляхів підвищення достовірності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі (на прикладі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину)

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 Більче-Волицької зони. 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 дослідження тонкошарових геологічних розрізів.

4) Методи та технологія геофізичних досліджень свердловин.

5) Аналіз проблем і обмежень існуючих методик вивчення тонкошарових геологічних розрізів

6) Шляхи підвищення достовірності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі свердловин.

7) Оцінка ефективності та перспектив застосування удосконалених методик дослідження тонкошарових геологічних розрізів свердловин

8) Висновки.

9) Перелік використаних джерел.

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

Презентація у кількості 15 слайдів

6.Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 03 листопада 2025 року**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Аналіз сучасного стану дослідження тонкошарових геологічних розрізів.	03.11.2025-13.11.2025	
2.	Методи та технологія геофізичних досліджень свердловин.	14.11.2025-20.11.2025	
3	Аналіз проблем і обмежень існуючих методик вивчення тонкошарових геологічних розрізів.	21.11.2025-27.11.2025	
4.	Шляхи підвищення достовірності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі свердловин.	28.11.2025-11.12.2025	
5.	Оцінка ефективності та перспектив застосування удосконалених методик дослідження тонкошарових геологічних розрізів свердловин.	11.12.2025-15.12.2025	
6.	Перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів.	16.12.2025-18.12.2025	
	Вступ.		
	Висновки.		
	Перелік використаних джерел.		

Студент

(підпис)

Христінчик Д.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Коваль Я. М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота на тему «Аналіз шляхів підвищення достовірності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі (на прикладі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину)» складається із п'яти розділів і містить 59 сторінок, 3 таблиці, 10 рисунків та 22 літературних джерела.

Магістерська робота присвячена аналізу шляхів підвищення достовірності виділення колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі Більче-Волицької зони за результатами геофізичних досліджень свердловин.

У роботі наведено аналіз геологічної будови Більче-Волицької зони, охарактеризовано закономірності розповсюдження тонкошарових відкладів, визначено основні проблеми при їх геофізичному дослідженні. Розглянуто традиційні та сучасні методи електричних, радіоактивних, акустичних і геолого-технологічних досліджень свердловин, визначено їхні переваги та обмеження в умовах високої літологічної та фаціальної мінливості.

Запропоновано комплексний підхід до обробки та інтерпретації результатів ГДС, що базується на інтеграції даних різних методів і використанні алгоритмів підвищення роздільної здатності. Визначено основні напрями удосконалення комплексу методів для достовірного виділення тонких проникних прошарків і підвищення точності оцінки колекторських властивостей порід.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, тонкошарові розрізи, комплексування методів, Більче-Волицька зона, геолого-технологічні дані.

ABSTRACT

The Master's thesis entitled «Analysis of Methods for Improving the Reliability of Reservoir Rock Identification in a Thin-Layered Geological Section (Based on the Example of the Bilche-Volytska Zone of the Carpathian Foredeep)» consists of five chapters and includes 59 pages, 3 tables, 10 figures, and 22 references.

The thesis is dedicated to analyzing approaches for improving the reliability of reservoir identification in the thin-layered geological section of the Bilche-Volytska Zone based on well-logging data.

The thesis presents an analysis of the geological structure of the Bilche-Volytsia zone, describes the distribution patterns of thin-layered deposits, and identifies the key challenges associated with their geophysical investigation. Traditional and modern electrical, radioactive, acoustic, and geological-technological well logging methods are examined, with particular attention to their advantages and limitations under conditions of high lithological and facies variability.

A comprehensive approach to the processing and interpretation of well logging data is proposed, based on the integration of multiple methods and the application of resolution-enhancement algorithms. The main directions for improving the methodological toolkit for reliable identification of thin permeable layers and increasing the accuracy of reservoir property evaluation are outlined.

Keywords: well logging, thin-layered sections, integrated interpretation, Bilche-Volytsia zone, geological and technological data.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	7
ВСТУП.....	8
1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕННЯ ТОНКОШАРОВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ.....	10
1.1. Геологічна характеристика Більче-Волицької зони.....	10
1.2. Особливості тонкошарових розрізів і закономірності їх будови.....	14
1.3. Аналіз літературних джерел з проблеми дослідження тонкошарових товщ.....	17
2 МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	22
2.1. Характеристика комплексу геофізичних досліджень свердловин.....	22
2.2. Особливості застосування електричних, радіоактивних та акустичних методів у тонкошарових товщах.....	25
2.3. Геолого-технологічні дослідження при бурінні свердловин.....	27
3 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМ І ОБМЕЖЕНЬ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК ВИВЧЕННЯ ТОНКОШАРОВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ.....	29
3.1. Складність розпізнавання тонких у розрізах.....	29
3.2. Вплив фаціальної мінливості та літологічної неоднорідності...	33
3.3. Недоліки традиційних методів інтерпретації.....	40
3.4 Вплив геолого-технологічних факторів на результати вимірювань.....	44
4 ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ В ТОНКОШАРОВОМУ ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ СВЕРДЛОВИН.....	47
4.1. Концепція удосконалення комплексу геофізичних досліджень	

свердловин.....	47
4.2. Алгоритми покращення роздільної здатності.....	49
4.3. Інтеграція результатів ГДС із геолого-технологічними параметрами.....	50
5 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ТА ПЕРСПЕКТИВ ЗАСТОСУВАННЯ УДОСКОНАЛЕНИХ МЕТОДИК ДОСЛІДЖЕННЯ ТОНКОШАРОВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН.....	53
ВИСНОВКИ.....	56
ПЕРЕЛІК ВИКОРИТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	57

**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
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
ρ_n	питомий електричний опір породи, Омм
ρ_{zn}	питомий електричний опір зони проникнення, Омм

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку геологорозвідувальних робіт характеризується зростанням потреби у точному визначенні просторової будови, фільтраційно-ємнісних властивостей і насичення порід у складнопобудованих геологічних товщах. Особливе значення це має для Передкарпатського прогину, зокрема його Більче-Волицької зони, де тонкошаровість, фаціальна мінливість і чергування різних літотипів порід створюють значні труднощі при геофізичному вивченні розрізів.

Геофізичні (електричні, радіоактивні, акустичні) та геолого-технологічні методи дослідження свердловин є основою для оцінки колекторських властивостей, визначення типу насичення, виділення продуктивних горизонтів і побудови геологічних моделей. Проте при дослідженні тонкошарових розрізів ефективність цих методів суттєво знижується через недостатню роздільну здатність свердловинних приладів, складну літологічну будову порід тощо.

У зв'язку з цим актуальним завданням є вдосконалення заходів, спрямованих на підвищення достовірності результатів дослідження тонкошарових геологічних товщах. Застосування інтегрованих методик інтерпретації, алгоритмів цифрової обробки сигналів і комплексування результатів ГДС із геолого-технологічними параметрами відкриває нові можливості для деталізації будови продуктивних горизонтів і прогнозування зон накопичення вуглеводнів.

Мета роботи. Мета дослідження – проаналізувати та запропонувати шляхи підвищення ефективності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Для досягнення поставленої мети визначено такі основні завдання:

1. Провести аналіз геолого-геофізичних особливостей Більче-

Волицької зони та закономірностей залягання тонкошарових товщ.

2. Дослідити можливості існуючих методів геофізичних досліджень свердловин при роботі в умовах тонкошарових розрізів.

3. Визначити основні недоліки традиційних комплексів методів ГДС та підходів до інтерпретації їх результатів при дослідженні тонкошарових геологічних розрізів.

4. Запропонувати шляхи щодо удосконалення комплексу методів ГДС і алгоритмів інтерпретації їх результатів при дослідженні тонкошарових геологічних розрізів.

5. Оцінити перспективи запропонованих підходів для виділення порід-колекторів і прогнозування їх продуктивних інтервалів.

Об'єкт дослідження. Дашавські продуктивні відклади неогенової системи Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Предмет дослідження. Геологічні, геофізичні та петрофізичні характеристики порід-колекторів дашавської світи.

Методи дослідження. Обробка результатів геофізичних досліджень тонкошарових продуктивних відкладів дашавської світи Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Новизна одержаних результатів. Запропоновано комплекс заходів щодо підвищення ефективності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Обсяг і структура роботи. Магістерська робота складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел із 22 найменувань. Повний обсяг магістерської роботи – 59 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 3 таблицями та 10 рисунками.

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕННЯ ТОНКОШАРОВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ

1.1 Геологічна характеристика Більче-Волицької зони

Більче-Волицька зона є однією з основних структурно-тектонічних складових Передкарпатського прогину. Вона простягається у північно-східній частині прогину вздовж Карпатської складчастої системи, займаючи смугу завширшки 15-25 км. У геологічному відношенні зона представлена дислокованими неогеновими відкладами, що залягають на структурно деформованих мезозойських і палеозойських породах. Більче-Волицька зона Передкарпатського крайового прогину представляє собою платформене (зовнішнє) крило прогину. Вона складена слабо дислокованими товщами верхніх молас міоцена, потужність яких різко зростає на південний захід, внаслідок моноклінального падіння в цьому напрямку до міоценової мезопалеозойської основи, що порушена багато чисельними порушеннями, переважно повздовжнього простягання. Південно-західна частина Більче-Волицької зони перекрита потужними товщами нижніх молас міоцена Самбірського покриву, на який насунуто флішеві покриви Українських Карпат [1].

В Більче-Волицькій зоні Передкарпатського краєвого прогину на даний час відкрито більше 50 родовищ вуглеводнів, які розташовані, переважним чином, в північно-західній частині зони. Приурочені вони, переважно, до відкладів неогену (бадена і сармату) (рис. 1.1). Деякі поклади в утвореннях мезозою (юра, крейда) [1].

Палеозойські відклади представлені темно-сірими, дрібнозернистими пісковиками, алевролітами і аргілітами. Рідше зустрічаються прошарки гравелітів.

Юрська система. Відклади юрської системи неузгоджено перекривають

відклади палеозою і представлені середнім і верхнім відділами, відповідно коханівською, рава-руською і нижнівською світами [1].

Коханівська світа представлена пачкою теригенних сірих порід. Це глини, аргіліти, алевроліти, пісковики, гравеліти і конгломерати, останні у вигляді окремих прошарків. В нижній частині середовища глинистих різновидів зустрічаються лінзи вишнево-червоних аргілітів [1].

Рава-Руська світа верхньої юри складена пісковиками, алевролітами і аргілітами з пачками ангідритів, які перешаровуються з прошарками глин і доломітизованих вапняків.

Нижнівська світа представлена вапняками кремового і світло-сірого кольору з прошарками доломітів і ангідритів.

Крейдова система. Відклади крейди неузгоджено залягають на юрських відкладах і представлені обома відділами. Однак, нижній відділ представлений тільки утвореннями альбського ярусу ставчанської світи, в той час як верхній представлений всіма ярусами [1].

Ставчанська світа складена піщанистими вапняками і аргілітами сірого і зеленувато-сірого кольору.

Сеноманські відклади в нижній частині складені вапняковистими зеленувато-сірими і сірими пісковиками, які до верху змінюються сірими і зеленувато-сірими пісковиками, органогенними вапняками з прошарками пісковиків і рідше алевролітів і глин. Сеноманські пісковики кварцові, переважно олігоміктові середньо- і дрібнозернисті (зустрічаються крупнозернисті і рідше гравелітові різновиди), добре відсортовані з глинисто-карбонатним, рідше карбонатним цементом [1].

Майже постійно присутні зерна глауконіта. Інколи його вміст піднімається до 1-2% і навіть 3-5%. Алевроліти кварцові, вапняковисті, піщанисті. Пісковики і алевроліти інколи тріщинуваті. Туронський ярус представлений органогенними вапняками і мергелями світло-сірого кольору. Рідше зустрічаються прошарки вапняковистих глин. В нижній частині турона

постійно прослідковується пачка доломітизованих вапняків (до 20 м), високого опору [1].

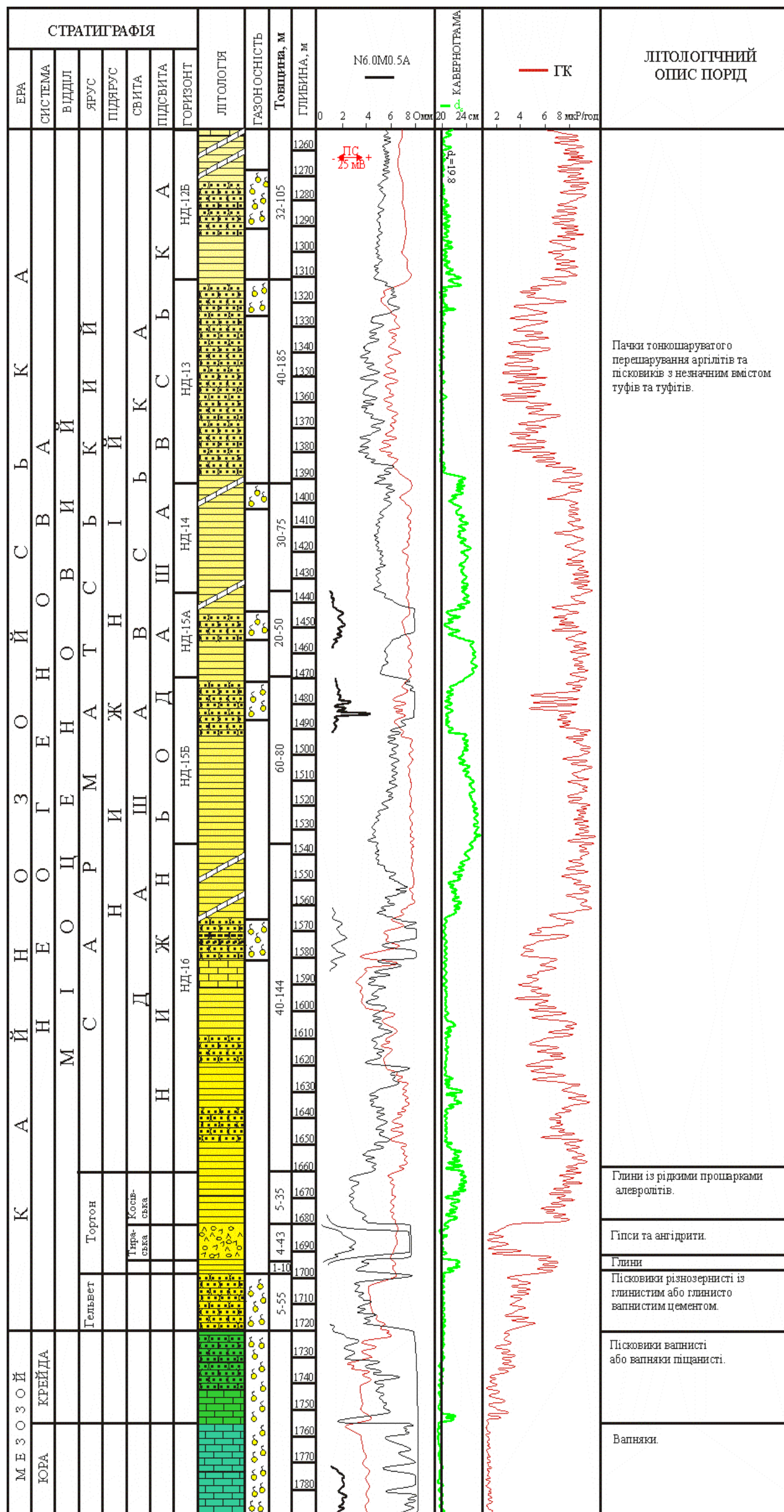


Рисунок 1.1 – Зведений геолого-геофізичний розріз подуктивної частини Летняського родовища

Сенонська частина розрізу складена пісковиками, алевролітами і глинистими вапняками і мергелями. Всі різновиди порід зеленувато-сірого і світло-сірого кольору. В розрізі переважають пісковики і вапняки. Товщина змінюється від 120 до 190 м [1].

Пісковики в продуктивних пластах в основному дрібно- і середньозернисті з пористістю від 11,6 до 16,5 % з проникністю від 1,38 до $46,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², по даним ГДС коливається від 14,4 до 20 % [1].

Неогенові відклади в межах Більче-Волицької зони залягають на розмитій поверхні мезозою. Рідше над ними у вигляді локальних не розмитих ділянок. Відклади палеогена – пісковики незначної товщини. Неоген представлений утвореннями гелвету, бадена і сармата [1].

Гельвет поширений обмежено, переважно невеликої потужності і складений кварцево-глауконітовими пісковиками з прошарками глин.

Баден представлений вапняковими глинами і мергелями сірого і зеленувато-сірого кольору з прошарками пісковиків, туфів і туфітів богородчанської свити, гіпсами і ангідритами тираської свити і піщано-глинистими породами косівської свити, в основі яких зустрічаються прошарки туфів і туфітів [1].

Сармат представлений відкладами дашавської свити, яка складена глинистими породами з пачками пісковиків і тонкими прошарками туфів і туфітів.

Самбірський покрив складений з утворень верхньо воротищенської підсвіти і стебникської свити. Воротищенські відклади в середній частині представлені вапняковими глинами з прошарками пісковиків. Стебникська свита складена строкатими вапняковистими глинами з прошарками слюдистих пісковиків [1].

Будова розрізу відзначається значною фаціальною мінливістю, що ускладнює як геологічне картування, так і геофізичну інтерпретацію. Чергування піщаних, алевритових та глинистих шарів товщиною 0,2-2,0 м створює характерну тонкошарову структуру, для якої притаманні різкі зміни

електричних, радіоактивних та акустичних властивостей порід. Саме це зумовлює необхідність застосування удосконалених методів геофізичних досліджень свердловин із підвищеною роздільною здатністю [1].

1.2 Особливості тонкошарових розрізів і закономірності їх будови

Тонкошарові геологічні розрізи характеризуються чергуванням дрібних прошарків колекторів і непроникних порід (глин, аргілітів, карбонатів). Такі розрізи часто мають ритмічно-шарувату будову, зумовлену циклічними процесами осадо накопичення у морських і дельтових середовищах. У межах Більче-Волицької зони подібні розрізи формувалися у басейнах з поєднанням теригенних і карбонатних джерел матеріалу, що призводило до складного чергування літотипів [2].

Тонкошаруватий тип розрізу осадових гірських порід по-різному трактується фахівцями різних напрямів геологічних наук.

У загальній геології термін «шар» визначається як елементарна одиниця шаруватої текстури осадових порід, що відрізняється від суміжних утворень речовинним складом, гранулометричним складом, мінералогією, структурою, наявністю включень, кольором тощо.

У польовій геології шар розглядається як базова одиниця, що використовується для опису геологічного розрізу.

У стратиграфії поняття «шар» трактується як термін вільного користування для позначення дрібних літостратиграфічних підрозділів, які зазвичай мають локальний розвиток [2].

Поняття «шаруватість» характеризується як текстура осадових гірських порід, що виражається у чергуванні тонких шарів потужністю від 1 мм до 1 см.

У наведених визначеннях спільним є те, що кожен шар відрізняється від навколишніх порід певними фізико-літологічними властивостями, які є об'єктом дослідження конкретної геологічної дисципліни [2].

Отже, термін «тонкошаруватий розріз», який широко застосовується у геологічній практиці, набуває дещо різного змісту залежно від наукової галузі.

У геофізиці поняття «тонкошаруватість» безпосередньо пов'язане з геометричною роздільною здатністю застосовуваних методів дослідження. Зокрема, у геофізичних дослідженнях свердловин тонкошаруватість визначається як властивість розрізу складатися з послідовності окремих шарів гірських порід, що відрізняються між собою літологічними та колекторськими характеристиками. Таке чергування спричиняє появу на каротажних діаграмах аномалій, ширина яких перебуває на межі вертикальної роздільної здатності методу або є недостатньою для надійної кількісної оцінки геофізичних та геометричних параметрів шарів [2].

Часто вживаний термін «тонкошаруватий розріз», якщо він не конкретизований щодо певного геологічного чи геофізичного методу дослідження, може викликати труднощі під час порівняння результатів діагностики гірських порід, отриманих різними підходами та приладами. Це зумовлено тим, що вертикальна роздільна здатність геофізичних методів суттєво змінюється залежно від типу вимірювань та параметрів апаратури. Унаслідок цього під час геологічної інтерпретації результатів ГДС за такими аномаліями стає неможливим точне визначення літологічних, ємнісних чи промислових характеристик пластів із використанням стандартних методичних підходів [2].

Головною особливістю таких товщ є те, що товщина окремих шарів часто менша за роздільну здатність стандартних методів каротажу. Внаслідок цього при реєстрації сигналу формується інтегральна реакція декількох прошарків, що призводить до спотворення кривих і утруднює інтерпретацію (рис. 1.2). Крім того, наявність перехідних зон між проникними й непроникними шарами створює «згладжування» показів електричних і нейтронних методів, через що тонкі прошарки часто не розпізнаються або приймаються за однорідні товщі [2].

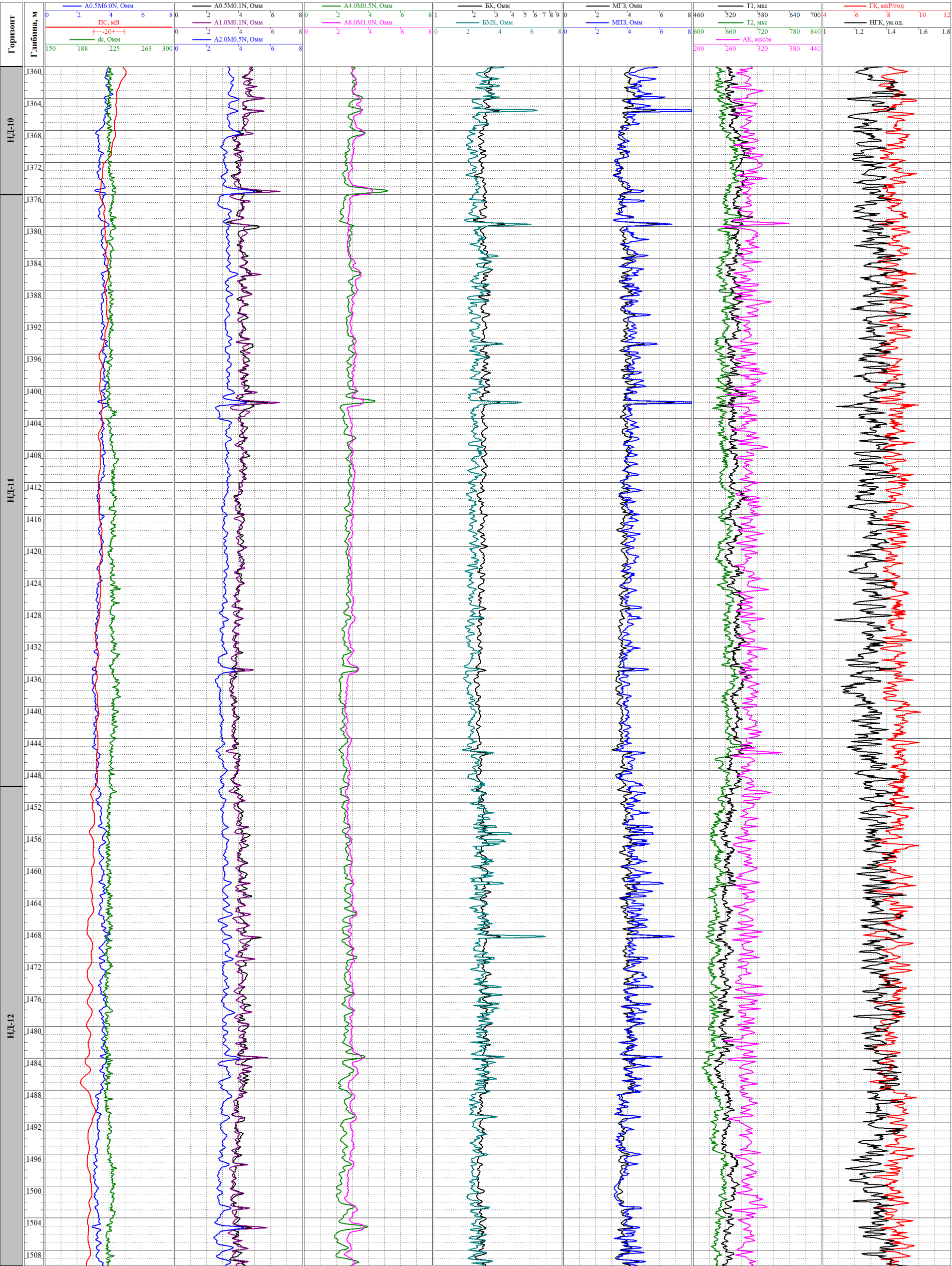


Рисунок 1.2 – Відображення тонкошарового геологічного розрізу на кривих каротажу (св. №1-Дубаневицька)

Для тонкошарових розрізів характерні:

- висока варіабельність пористості й проникності навіть на інтервалі кількох метрів;
- неоднорідність фільтраційно-ємнісних властивостей у межах одного пласта;
- значний вплив фаціальних змін на параметри геофізичних полів;
- анізотропія фізичних властивостей порід, зумовлена напрямом нашарування.

Усе це вимагає від дослідника глибшого комплексного підходу до аналізу геофізичних даних, який би враховував закономірності формування розрізу та можливі спотворення сигналів.

1.3 Аналіз літературних джерел з проблеми дослідження тонкошарових товщ

Розрізи тонкошаруватого типу мають широке поширення в нафтогазоносних провінціях світу. Окрім неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (рис. 1.3), подібні геологічні об'єкти виявлені в теригенно-туфових відкладах Закарпатського внутрішнього прогину, картамишській світі Дніпровсько-Донецької западини, у Передуральському прогині, Південному Казахстані та в юрських відкладах центральних районів Західного Сибіру.

Дослідженню петрофізичних особливостей низькопористих і тонкошаруватих порід Передкарпатського прогину значно сприяли роботи В. О. Федішина [3-5]. Ним визначено кондиційні границі існування колекторів та розроблено нові підходи до оцінки фільтраційних властивостей низькопористих порід на усталених режимах фільтрації. Автор відзначив, що у тонкошаруватих розрізах виникають труднощі під час освоєння покладів газу через анізотропний розподіл пористості та проникності, а також наявність глинистих прошарків, які знижують газовіддачу та підвищують невизначеність геофізичних інтерпретацій.

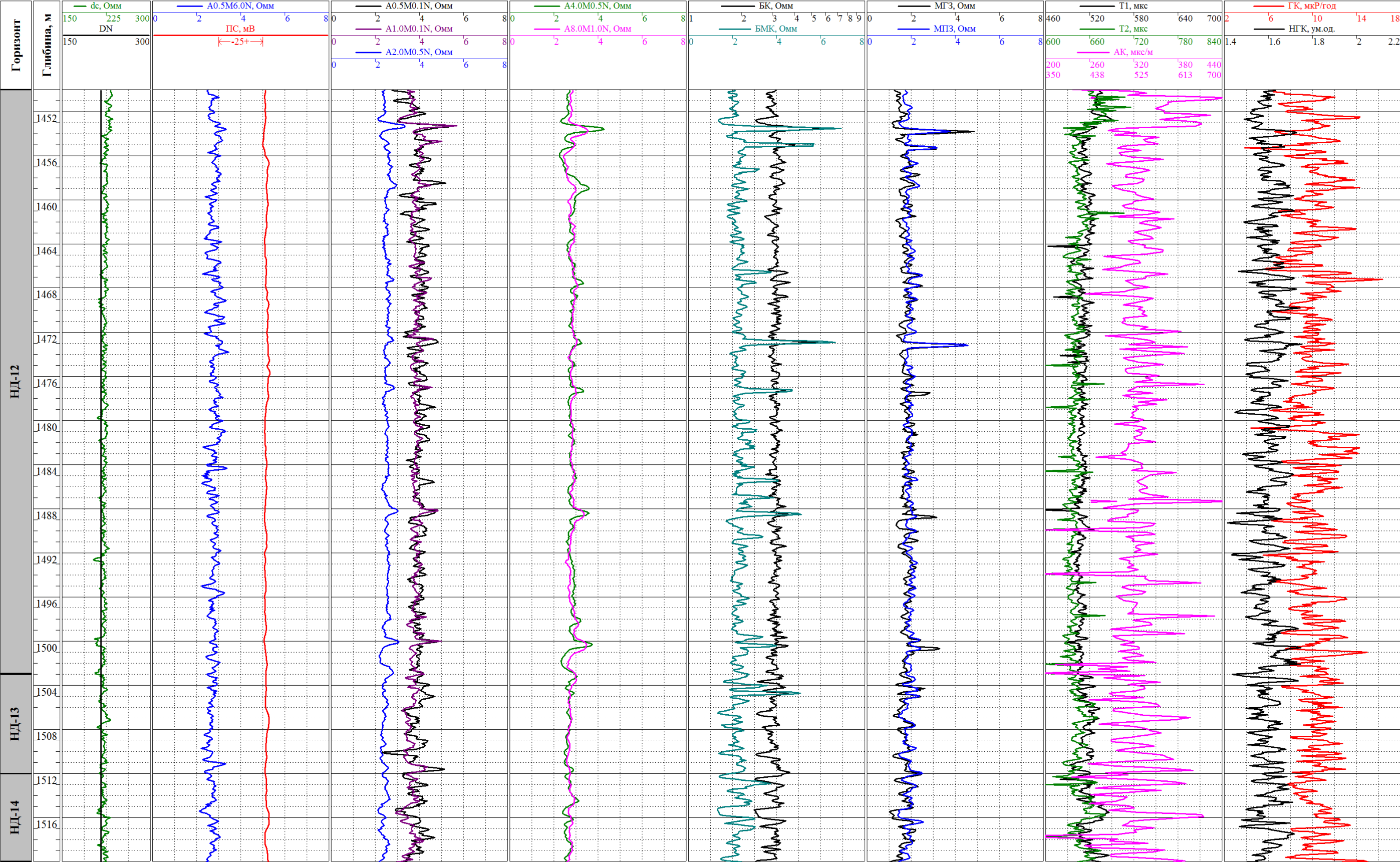


Рисунок 1.3 – Відображення тонкошарового геологічного розрізу на кривих каротажу (св. №3-Добряни)

Д. Д. Федоришин [6] створив теоретико-експериментальні основи побудови петрофізичних моделей тонкошаруватих колекторів нафти й газу, що спрямовані на визначення підрахункових параметрів за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Автор впровадив використання гамма-каротажу з колімацією детектора для покращення вертикальної роздільної здатності приладів під час досліджень тонкошаруватих інтервалів.

Вагомий внесок у розвиток теорії електричних методів зробили М. Д. Красножон та ін. [7-9]. Його праці присвячені вивченню форм кривих зондів електричних методів (градієнт- і потенціал-зондів) у тонкошарових пластах і впливу анізотропії порід на результати вимірювань. Так, у роботі [10] показано, що на покази зондів бокового каротажного зондування значно впливають анізотропія гірських порід і проникнення фільтрату промивальної рідини в пласт, що потребує врахування під час кількісної інтерпретації даних каротажу.

Значний розвиток отримали дослідження Т. С. Ізотової та О.В. Бондаренко [11], які запропонували визначення тонкошаруватих розрізів як послідовності перешарування пісковиків і глин потужністю до 4 м, а мікрошаруватих – до 0,8 м. Ізотовою (Львівське відділення УкрДГРІ) також створено оригінальний алгоритм дрібного розчленування розрізів на прошарки до кількох десятків сантиметрів, заснований на аналізі кореляційних зв'язків між геофізичними параметрами й застосуванні фільтрації сигналів для підвищення контрастності каротажних кривих.

В Інституті геології горючих корисних копалин НАН України (І. М. Куровець, Г. Й. Притулко) [12] розроблено інтерпретаційні залежності типу «керна-керна» і «керна-геофізика» для оцінки піскуватості й колекторських властивостей у тонкошаруватих товщах. Авторами запропоновано визначати ефективну потужність породи-колекторів за аномаліями на кривих мікрокаротажу (МК), мікробокового каротажу (МБК), акустичного каротажу (АК), методу потенціалів самочинної поляризації (ПС) та гамма-каротажу (ГК). Однак, як показують подальші дослідження, наявність різних форм

глинистості (шарувата та внутрішньопорова) може спричиняти значні похибки в оцінці піскуватості та пористості [13-15].

В. І. Мітасов розробив методику перколяційної оцінки глинисто-алевролітових порід, що враховує пористість, глинистість та гранулярні домішки. Методика передбачає побудову петрофізичних моделей окремих компонент гірських порід на основі лабораторних даних і створення узагальненої інтерпретаційної моделі для ГДС. Проте модель Мітасова має низку обмежень – вона створена переважно для глинистих розрізів і не враховує різноманіття тонкошаруватих структур.

Незважаючи на помітні досягнення в теорії й практиці інтерпретації каротажних даних, у більшості випадків покази геофізичних приладів у межах тонкошаруватих товщ не дозволяють отримати достовірну кількісну характеристику пористості, проникності та насичення. Обмеження методів стосуються також акустичного каротажу, який не завжди забезпечує необхідну роздільну здатність і часто дає невідповідності між лабораторними та свердловинними даними [16].

Додатковою складністю для інтерпретації є різний ступінь консолідованості порід неогенових відкладів Передкарпатського прогину. Газонасичені горизонти тут залягають на глибинах від кількох сотень метрів до понад 3 км, і дослідження кернового матеріалу [17, 18] свідчать, що у верхніх частинах (до 1-1,5 км) породи переважно слабоущільнені – це глини, пісковики та алевроліти з мінливими ємнісно-фільтраційними властивостями. Така неоднорідність ускладнює якісну інтерпретацію геофізичних матеріалів і потребує вдосконалення методів кількісного аналізу тонкошаруватих колекторів.

Загальний аналіз літератури свідчить, що актуальною тенденцією є комплексування геофізичних і геолого-технологічних даних з метою підвищення точності розпізнавання тонких шарів. Найбільшу ефективність демонструють комбіновані підходи, які поєднують методи електричного зондування, гамма-каротажу, нейтронного й акустичного дослідження, а

також застосування цифрової фільтрації та штучного інтелекту при інтерпретації.

Висновок

1. Більче-Волицька зона Передкарпатського прогину характеризується складною будовою розрізу, представленого переважно тонкошаровими теригенними товщами міоценового віку.

2. Для таких розрізів властиві ритмічність нашарування, чергування проникних і непроникних шарів, а також висока варіабельність фільтраційно-ємнісних властивостей.

3. Стандартні методи геофізичних досліджень мають обмежену роздільну здатність, що призводить до згладжування показів і недостовірного виділення тонких пластів.

4. Зарубіжні й вітчизняні дослідження свідчать про перспективність удосконалення комплексу ГДС шляхом інтеграції даних різних методів, застосування цифрових фільтрів і алгоритмів машинного навчання.

5. Необхідним є створення комплексної методики, яка забезпечить підвищену точність вивчення тонкошарових товщ у межах Більче-Волицької зони.

2 МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

2.1. Характеристика комплексу геофізичних досліджень свердловин

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) є основним засобом вивчення геологічного розрізу, який забезпечує кількісну оцінку фізичних властивостей гірських порід і флюїдів. Комплекс ГДС, як правило, включає електричні, радіоактивні, акустичні, термометричні та інші методи. Їх поєднання дозволяє отримати достовірну інформацію про літологію, пористість, насичення, а також про структуру пластів.

У тонкошарових геологічних розрізах головним завданням ГДС є розмежування окремих прошарків товщиною від декількох десятків сантиметрів до одного-двох метрів, визначення їх пористості, проникності, типу насичення та взаємних співвідношень.

Для дослідження свердловин Західноукраїнського нафтогазоносного регіону використовувався типовий комплекс методів геофізичних досліджень свердловин.

Комплекс методів ГДС, який проводивсь на родовищах Більче-Волицької зони по своєму об'єму і детальності діливсь на загальні дослідження по всьому розрізу в масштабі глибин 1:500 і детальні дослідження в перспективних інтервалах розрізу в масштабі глибин 1:200.

Загальні дослідження по всьому розрізу включали такі методи:

- стандартний каротаж;
- квернометрію;
- інклінометрію;
- гамма-каротаж (ГК);
- нейтронний гамма-каротаж (НГК) або нейтрон-нейтронний каротаж (ННК).

Враховуючи геологічну будову розрізів свердловин Більче-Волицької зони, їх технологію проводки та забезпеченість апаратурою, для того, щоб отримати достовірні дані по виділенню порід-колекторів та визначенню їх підрахункових параметрів проводились такі методи (в масштабі 1:200) [19] (рис.2.1):

- бокове каротажне зондування (БКЗ);
- мікрокаротаж (МК);
- боковий каротаж (БК);
- мікробоковий каротаж (БМК);
- індукційний каротаж (ІК);
- радіоактивний каротаж (РК) у різних модифікаціях: гамма-каротаж (ГК), нейтронний гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронний каротаж (ННК), імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК);
- акустичний каротаж (АК);
- термометрія свердловини.

Робота за контролем технічного стану стовбура свердловини, обсадної колони та розкриттям порід-колекторів проводилася методами:

- кавернометрія і профілеметрія;
- термометрія з метою визначення висоти підйому цементного кільця за колоною;
- гамма-гамма каротаж густинний (ГГК-Г);
- акустична цементометрія (АКЦ);
- інклінометрія;
- перфорація і прострілково-вибухові роботи.

На родовищах Більче-Волицької (Зовнішньо) зони проводилися і інші методи із метою визначення технічного стану обсадних (експлуатаційних) колони, встановлення інтервалів перфорації, а також визначення зон перетоків пластової води поза колоною і визначення характеру насичення колекторів випробувачами на трубах та встановлення дебітів окремих об'єктів у розрізах свердловини.

Взаємне доповнення методів забезпечує можливість побудови узагальненого петрофізичного розрізу, що найбільш повно характеризує тонкошарову структуру товщ і властивості колекторів.

2.2. Особливості застосування електричних, радіоактивних та акустичних методів у тонкошарових товщах

Електричні методи (бокове каротажне зондування, боковий каротаж, мікрокаротаж, мікробоковий каротаж, індукційний каротаж) базуються на вимірюванні питомого електричного опору (питомої електропровідності) гірських порід, які виповнюють геологічний розріз досліджуваних свердловин. Їх застосування є базовим для виділення колекторів і визначення ступеня насичення.

У тонкошарових геологічних розрізах ці методи мають певні обмеження через згладжування сигналів. Ефективність їх використання залежить від діаметра свердловини, питомого опору промивальної рідини та співвідношення товщини шару до розмірів зонда. Для підвищення точності інтерпретації використовуються:

- мікрозонди (МГЗ, МПЗ) – для виявлення тонких проникних прошарків товщиною 0,2-0,5 м;
- комбіновані зонди (БКЗ-3, БКЗ-7) – для реєстрації питомого електричного опору на різних радіусах дослідження;
- цифрова фільтрація сигналу з метою зменшення впливу перехідних зон.

В останні роки для аналізу електричних кривих у тонкошарових товщах застосовуються методи інверсії, які дозволяють відновити «справжній» профіль питомого електричного опору та визначити границі пластів із більшою точністю. Такі алгоритми використовуються, наприклад, у програмних пакетах GeoLog, Interactive Petrophysics або TechLog.

Радіоактивні методи – гамма-каротаж, нейтронний-гамма каротаж,

гамма-гамма густинний каротаж (ГГК-Г) – широко застосовуються для літологічного розчленування та визначення колекторських властивостей гірських порід.

Гамма-каротаж базується на вимірюванні природної радіоактивності гірських порід. Він ефективно виділяє глинисті прошарки у тонкошарових товщах, де навіть невеликі коливання глинистості (5-10 %) викликають помітні зміни інтенсивності γ -випромінювання.

Нейтрон-гамма-каротаж чутливий до вмісту водню, а отже – до пористості порід. У тонких пластах при високій глинистості його покази можуть спотворюватися, тому рекомендується комплексування його результати із даними ГГК-Г.

Гамма-гамма густинний каротаж визначає густину гірських порід і дозволяє розрізняти колектори різної літології навіть при малій товщині прошарків.

У тонкошарових геологічних розрізах для підвищення роздільної здатності рекомендується використовувати малогабаритні зондові системи і цифрову корекцію сигналів. Застосування статистичних методів обробки (коваріаційний аналіз, кластеризація) дозволяє більш чітко ідентифікувати перехідні інтервали між глинистими та піщаними шарами.

Акустичний каротаж є одним з найінформативніших методів для визначення пористості, тріщинуватості та ступеня ущільнення гірських порід. Він базується на вимірюванні швидкості поширення пружних хвиль у гірських породах.

У тонкошарових товщах акустичні методи дозволяють:

- визначати границі між пластами різної літології;
- оцінювати ступінь цементації та ущільнення;
- виявляти тріщини та зони підвищеної пористості.

Проблемою є те, що довжина хвилі акустичного сигналу (0,2-0,5 м) часто перевищує товщину окремих прошарків, через що отриманий сигнал є усередненим. Для вирішення цієї проблеми застосовується мультичастотна

акустика, коли вимірювання проводяться на декількох частотах (20-80 кГц). Це дозволяє розділити вплив окремих прошарків і покращити інтерпретацію.

Крім того, у сучасних дослідженнях використовуються акустичні спектроскопічні методи, що дозволяють відновлювати структуру прошарків за частотними характеристиками пружних хвиль.

2.3 Геолого-технологічні дослідження при бурінні свердловин

Геолого-технологічні дослідження (ГТД), що проводяться під час буріння, є важливим джерелом інформації для комплексування з результатами ГДС. До них належать:

- спостереження за параметрами буріння (вага на долоті, швидкість обертання, тиск, витрати промивальної рідини);
- відбір і аналіз шламу;
- контроль за газовим і нафтовим показником промивальної рідини;
- визначення механічних і фільтраційних властивостей порід.

У тонкошарових розрізах дані ГТД дозволяють виявляти продуктивні прошарки в реальному часі, що особливо важливо при кореляції з результатами електричних і радіоактивних методів каротажу. Наприклад, різке зростання механічної швидкості буріння чи газовиділення може вказувати на проникний прошарок, який не завжди чітко виражений у кривих каротажу через його малу товщину.

Комплексування ГТД із ГДС забезпечує можливість:

- оперативно оцінювати зміни літології розрізу;
- уточнювати границі пластів;
- перевіряти достовірність петрофізичних моделей.

Комплексне застосування методів є основою для підвищення ефективності вивчення тонкошарових товщ. Поєднання електричних, радіоактивних, акустичних і технологічних даних дозволяє:

- розпізнавати навіть тонкі колектори (товщиною 0,3-0,5 м);

- визначати літологію й тип насичення;
- оцінювати варіабельність пористості в межах пласта;
- підвищити точність геологічної кореляції між свердловинами.

Сучасні комп'ютерні системи обробки (Petrel, TechLog, Interactive Petrophysics) дають змогу інтегрувати результати вимірювань, побудувати узагальнений геологічний розріз, провести інверсію параметрів і побудувати цифрову модель пласта з урахуванням тонкошарової структури.

Такий підхід дає змогу значно зменшити невизначеність у виділенні продуктивних інтервалів і підвищити достовірність оцінки газоносності.

Висновок

1. Комплекс геофізичних методів (електричні, радіоактивні, акустичні, геолого-технологічні) забезпечує всебічне вивчення тонкошарових розрізів, але потребує удосконалення через обмежену роздільну здатність.
2. Для підвищення достовірності результатів необхідно застосовувати мікрозонди, комбіновані зонди та цифрову інверсію сигналів.
3. Радіоактивні методи (ГК, НГК, ГГК-Г) ефективно диференціюють глинисті та піщані прошарки, особливо у поєднанні між собою.
4. Акустичні методи надають додаткову інформацію про ущільнення, цементацію й тріщинуватість, але потребують корекції для тонких шарів.
5. Комплексування результатів ГДС із геолого-технологічними параметрами підвищує достовірність оцінки колекторських властивостей і дозволяє оперативно виявляти перспективні інтервали.

3 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМ І ОБМЕЖЕНЬ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК ВИВЧЕННЯ ТОНКОШАРОВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ

3.1 Складність розпізнавання тонких пластів у розрізах

Проведення досліджень типовим комплексом методів геофізичних досліджень свердловин у тонкошаруватих продуктивних відкладах дашавської та косівської світ є досить складним завданням. Через низку причин методи ГДС, виконані у відкритому стовбурі пошукових і розвідувальних свердловин, мають обмежену ефективність при виділенні пластів-колекторів у низькоомних тонкошаруватих розрізах.

Найкращі результати досягаються під час вивчення більш піщаних горизонтів нижньодашавської підсвіти окремих родовищ – зокрема, Летнянського, Дашавського, Більче-Волицького та інших. У таких геологічних умовах газонасичені пласти-колектори чітко фіксуються за підвищенням питомого електричного опору, що дозволяє достовірно визначати зони проникнення під час інтерпретації матеріалів електричних методів каротажу.

Водночас, зі зростанням питомого вмісту заглинизованих піщано-алевритових і глинистих прошарків, які характерні для більшості газових і газоконденсатних покладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, чітке розмежування водо-, газо- та «сухонасичених» інтервалів за геофізичними параметрами стає практично неможливим. У таких випадках встановлення характеру насичення окремих пластів базується переважно на досвіді та інтерпретаційних навичках геолога чи геофізика, який аналізує дані стандартного комплексу ГДС і визначає перспективні інтервали для випробування. Проте кількісні геофізичні ознаки газонасиченості тонкошаруватих пропластків відсутні, а відмінності між показами окремих методів ГДС за типом насичення є незначними.

Однією з головних проблем при геофізичному вивченні тонкошарових

геологічних розрізів свердловин є обмежена роздільна здатність більшості стандартних методів каротажу. У процесі досліджень нафтових і газових свердловин вертикальна роздільна здатність геофізичних методів може варіювати в широких межах – від кількох десятків сантиметрів (при використанні мікрометодів, бокового каротажу (БК) або кавернометрії) до 2-4 метрів для градієнт-зондів великого розміру (БКЗ) (табл. 3.1, рис. 3.1). Для більшості стандартних вимірювальних систем, що застосовуються у радіоактивних, акустичних та електричних фокусованих методах, ця величина зазвичай становить 0,4-0,8 м.

Зазначені значення є орієнтовними, адже реальна роздільна здатність залежить від низки чинників: геометрії свердловини, співвідношення фізичних параметрів суміжних шарів і прошарків, а також частоти їх чергування. Наприклад, достовірне визначення питомого електричного опору окремого шару за допомогою малих градієнт-зондів можливе лише за умови, що його товщина становить не менше 1 м. Це є граничною величиною, достатньою для отримання оптимального значення питомого електричного опору. Використання великих градієнт-зондів потребує ще більшої мінімальної товщини пласта для забезпечення коректності результатів.

Подібна залежність спостерігається й у методі акустичного каротажу (АК): достовірне визначення інтервального часу хвиль можливе лише тоді, коли товщина окремого шару перевищує базу зонда, що зазвичай дорівнює близько 0,4 м для апаратури типу СПАК.

Тонкі прошарки (товщиною $< 0,5$ м) часто не виділяються як окремі об'єкти, оскільки сигнал, зареєстрований зондом, відображає усереднений сигнал декількох сусідніх прошарків. Цей ефект, відомий як згладжування (smoothing), призводить до спотворення кривих електричного, нейтронного чи акустичного каротажу.

У практиці буріння Більче-Волицької зони такі викривлення особливо помітні в межах дашавської світи, де прошарки піщаних та алевритових порід мають товщину 0,2-0,4 м, а глинисті прошарки – до 0,1-0,2 м.

Таблиця 3.1 – Вертикальна роздільна здатність основних методів ГДС

№	Метод геофізичних досліджень свердловин	Тип вимірювальної апаратури	Орієнтовна вертикальна роздільна здатність, м	Основні фактори, що впливають на роздільність
1.	Метод потенціалів самочинної поляризації (ПС)	Стандартний зонд	0,5-1,0	Діаметр свердловини, провідність бурового розчину
2.	Боковий каротаж (БК)	Малі та середні градієнт-зонди	0,3-0,8	Контраст питомого опору шарів, глибина проникнення струму
3.	Градієнт-зонд великого розміру (БКЗ)	Великий зонд	2,0-4,0	Геометрія свердловини, анізотропія порід
4.	Мікрокаротаж, мікрозонд	Мікрометоди	0,05-0,2	Товщина глинистої кірки, стан стінок свердловини
5.	Гамма-каротаж (ГК)	Стандартний детектор	0,4-0,8	Радіоактивність порід, швидкість підйому приладу
6.	Гамма-гамма каротаж (ГГК)	Щільномір або пористомір	0,3-0,6	Щільність та пористість порід, глибина реєстрації сигналу
7.	Нейтронний гамма-каротаж (НГК)	Двох- або трьохдетекторна апаратура	0,3-0,6	Водневміст, мінералізація пластових вод
8.	Акустичний каротаж (АК)	Апарат СПАК	0,3-0,5	База зонда, частота акустичних хвиль, стан стінок свердловини
9.	Кавернометрія	Механічний або ультразвуковий прилад	0,10,3	Шорсткість стінок, форма перерізу свердловини

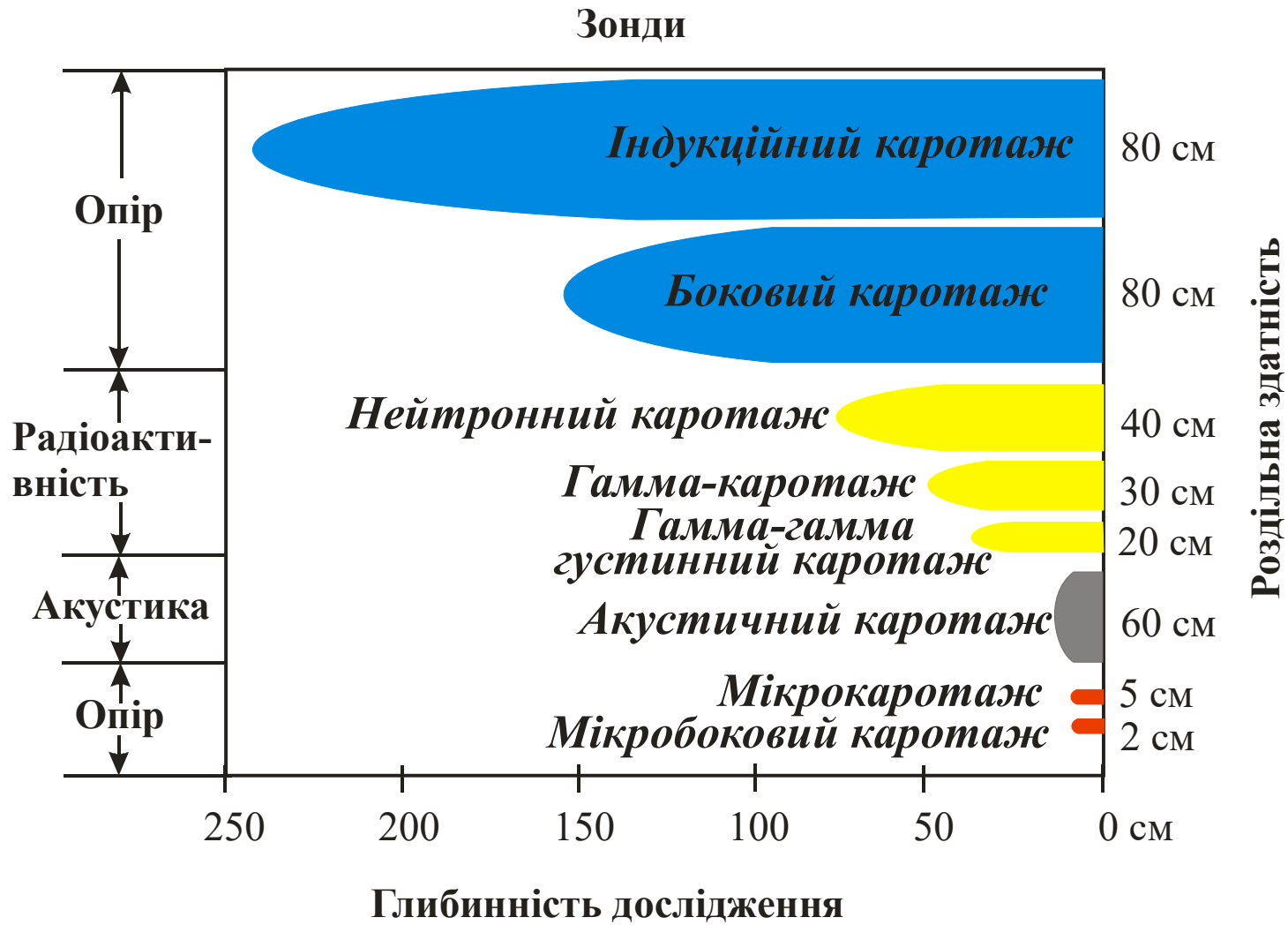


Рисунок 3.1 – Радіальна роздільна здатність окремих методів ГДС

У результаті фіксується інтегральна реакція декількох прошарків, і тонкі проникні прошарки часто «губляться» серед глинистих або змішаних товщ. Це суттєво ускладнює оцінку реальних колекторських властивостей.

Іншою проблемою є фазові зсуви сигналів при записі електричних або акустичних кривих, які можуть створювати хибні уявлення про товщину та гранці продуктивних пластів. Наприклад, за наявності тонких глинистих прошарків між пісковиками сигнали відбиваються та накладаються, що призводить до хибного визначення границь пластів-колекторів.

3.2. Вплив фаціальної мінливості та літологічної неоднорідності

Більче-Волицька зона Передкарпатського прогину є одним із найбільш складних у геологічному відношенні регіонів України. Її розрізи відзначаються тонкошаруватою будовою – чергуванням тонких прошарків пісковиків, алевролітів і глин потужністю від кількох сантиметрів до десятків сантиметрів. Така будова формувалася під впливом частих змін умов осадонакопичення: коливань рівня моря, варіацій швидкості осадоутворення та активності джерел живлення.

Фаціальна мінливість проявляється у зміні співвідношення піщаних і глинистих матеріалів як по вертикалі, так і латерально. Піщані прошарки часто мають лінзоподібний характер, утворюючи перехідні зони до алевролітів і глин. Це призводить до різкої варіабельності фізичних властивостей порід, що безпосередньо впливає на результати геофізичних вимірювань.

Літологічна неоднорідність є однією з головних причин коливань геофізичних параметрів у тонкошарових розрізах. Навіть у межах одного стратиграфічного горизонту різниця у складі порід, ступені цементації, пористості та мінеральному складі може призводити до значних змін електричних, радіоактивних та акустичних характеристик [20].

1. Електричні методи.

Питомий електричний опір (ρ_p) змінюється внаслідок неоднакового ступеня глинистості, різного типу порового простору та ступеня насичення флюїдами. У глинисто-піщаних товщах, характерних для сарматських і баденських відкладів, величини ρ_p можуть відрізнятися у 2-3 рази. Це призводить до розмиття границь пластів на діаграмах бокового каротажу та зниження контрастності між колекторами і непроникними прошарками.

Використання методу бокового каротажного зондування (БКЗ) для розмежування газонасичених і водонасичених пластів-колекторів у тонкошаровому геологічному розрізі не забезпечує відчутних позитивних результатів. Низька ефективність цього методу насамперед пов'язана зі складною тонкошаровою будовою розрізу, а також частково – із застосуванням стандартних схем обробки та інтерпретації, розроблених для однорідних пластів значної товщини. Часто під час дослідження свердловин із подібною будовою використовують типовий комплекс геофізичних методів, який не враховує специфіки тонкошаруватих відкладів і забезпечує лише орієнтовну якісну оцінку результатів.

Для прикладу, розглянемо результати інтерпретації даних комплексів БКЗ, БК та ІК, отриманих у тонкошаровому розрізі свердловини №141 Хідновицького газового родовища (рис. 3.2). На рисунках 3.3-3.6 наведено типові форми фактичних кривих зондування (ФКЗ), побудованих за результатами цих методів. Як видно, співвідношення питомих електричних опорів зони проникнення (ρ_{zp}) і самих пластів (ρ_p), а також перевищення ρ_{zp} над ρ_p не дозволяють однозначно визначити продуктивні пласти незалежно від типу їх насичення.

Отримані значення питомого електричного опору – близько 3,8 Омм для шаруватого пласта з високим вмістом глини у водонасиченій частині розрізу (рис. 3.3, 3.5) та $\approx 3,6$ Омм для подібного за літологією пласта у газонасиченій зоні (рис. 3.4, 3.6) – підтверджують незначну диференціацію показів для тонкошарових відкладів різного характеру насичення. Таким чином, анізотропність порід-колекторів із високим вмістом глинистого

матеріалу зумовлює близькі значення питомого опору як для водонасичених, так і для газонасичених шарів. Відсутність достовірних параметрів шаруватості, глинистості, пористості та піскуватості не дає змоги коректно обчислити відносний опір R_p , необхідний для ефективнішого аналізу насичення.

У таких умовах доцільно застосовувати метод високочастотного індукційного ізопараметричного зондування (ВІКІЗ), який показав високу ефективність під час досліджень відкладів Західного Сибіру. Основною перевагою цього методу є підвищена вертикальна роздільна здатність і чутливість у діапазоні низьких значень питомого опору, що дозволяє визначати дійсні значення r_p окремих пластів завтовшки 1-2 м. Для ще тонших прошарків слід використовувати спеціалізовані алгоритми обробки та інтерпретації.

Застосування середніх уявних значень питомого опору пачки як початкових даних для інтерпретації електрокаротажу в тонкошарових розрізах є методично некоректним, оскільки дійсні опори продуктивних прошарків значно перевищують опори вміщуючих порід. Тому за стандартними методиками реєстрації та обробки даних БКЗ практично не спостерігається суттєвої різниці між питомими опорами газонасичених і водонасичених тонкошарових пачок (див. рис. 3.3, рис. 3.6).

2. Радіоактивні методи.

При гамма-каротажі тонке чергування піщаних і глинистих прошарків викликає ефект «усереднення сигналу», коли інтенсивність природного гамма-випромінювання не відображає реальний склад порід. Так, навіть тонкий прошарок глини (2-5 см) може значно підвищити загальний рівень гамма-активності, маскуючи присутність піщаних прошарків-колекторів.

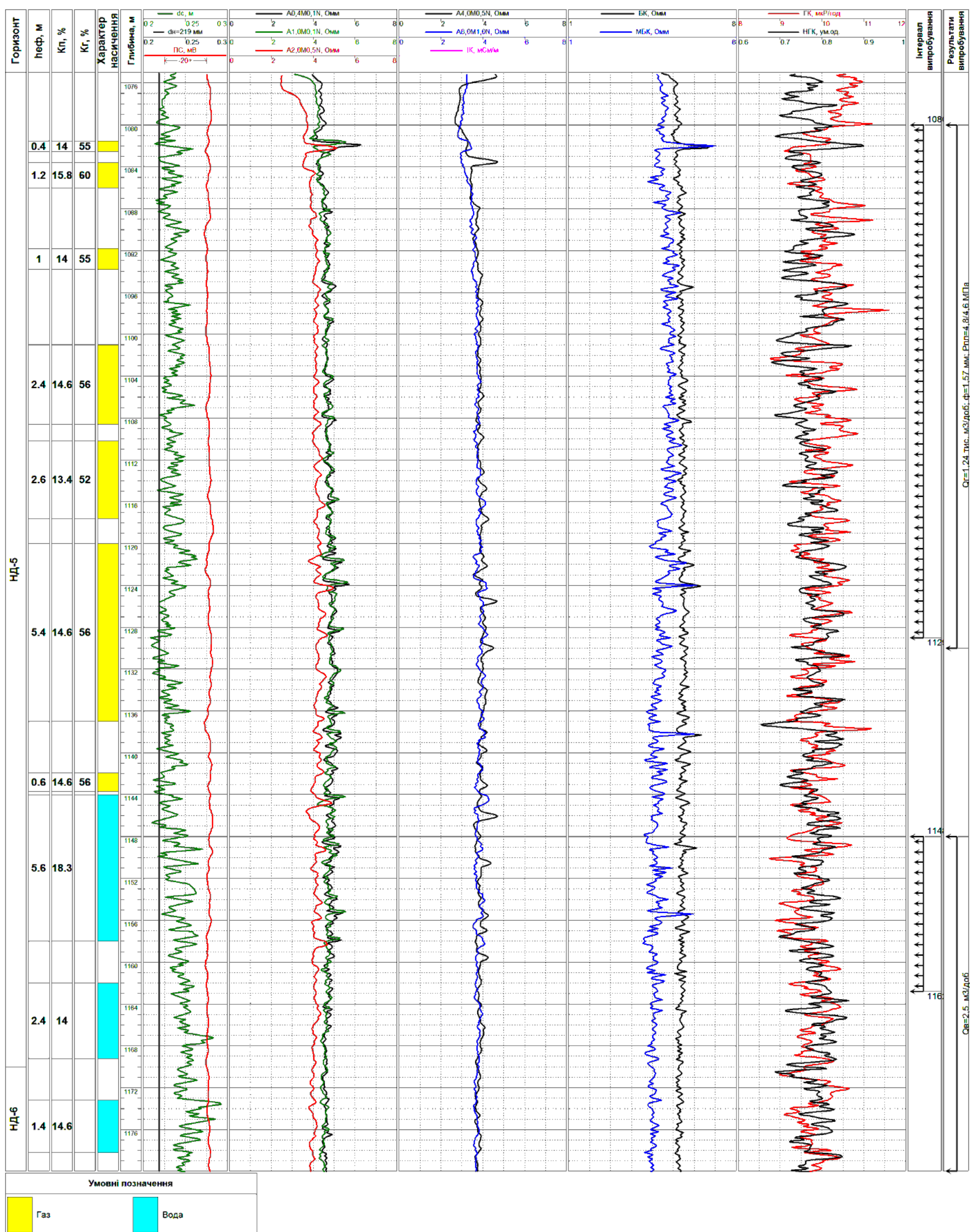


Рисунок 3.2 – Комплекс методів ГДС, виконаний в тонкошаруватому геологічному розрізі (св. № 141-Хідновичі)

**Свердловина 141//
Хідновичі**

Прошарок №5 h=7.4 м (1110.2-1117.6 м) Dc=0.219 м Rc=1.400 Омм

Ім'я	L	Відлік Ry	Rnp	Leф Rп	Зонд	%(Ry)%(Rnp)
КС	10.45	4.759	4.759	4.704	0.45 3.349	A0.4M0.1 5% 4%
КС	21.05	4.758	4.758	4.224	1.05 3.598	A1M0.1N 5% 3%
КС	22.25	4.191	4.191	4.005	2.25 3.767	A2M0.5N 4% 1%
КС	44.25	3.95	3.95	3.894	4.25 3.795	A4M0.5N 2% 0%
КС	8.5	3.807	3.807	3.797	8.5 3.761	A8M1N
БК	1.4	4.126	4.126	4.926	0.9 4.126	БК-3 16% 9%
ІК	1.25	230.9	3.581	3.581	4.39 3.581	6Ф1 6% 9%

РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:

Відносн. діаметр зони Dзп/Dc: 2.0
 Питомий опір зони Rзп: 5.50 Омм
 Питомий опір прошарку Rп: 3.80 Омм
 Питомий опір прошарку за ІК: 3.58 Омм
 Питомий опір прошарку за БК: 4.13 Омм
 Питомий опір прошарку за БКЗ: 3.85 Омм
 Середня відносна похибка: 6%

Розраховано методом прив.кривих

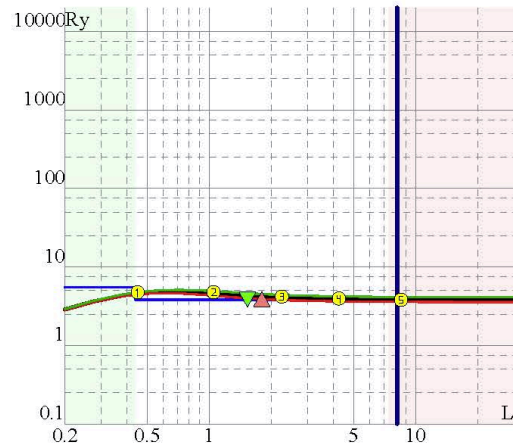


Рисунок 3.3 – Фактична крива зондування, яка отримана за результатами комплексної інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК у газонасиченій частині тонкошарового геологічного розрізу (св. № 141-Хідновичі, інт. 1110,2-1117,6 м, Q_г=1,24 м³/доб)

**Свердловина 141//
Хідновичі**

Прошарок №7 h=1.8 м (1141.9-1143.7 м) Dc=0.219 м Rc=1.400 Омм

Ім'я	L	Відлік Ry	Rnp	Leф Rп	Зонд	%(Ry)%(Rnp)
КС	10.45	4.873	4.873	4.825	0.45 3.178	A0.4M0.1 11% 2%
КС	21.05	4.54	4.54	4.055	1.05 2.066	A1M0.1N 5% 17%
КС	22.25	4.083	4.083	3.908	2.25 2.641	A2M0.5N
КС	44.25	3.971	3.971	3.914	4.25 3.139	A4M0.5N
КС	8.5	3.73	3.73	3.721	8.5 3.235	A8M1N
БК	1.4	4.284	4.284	5.128	0.9 4.284	БК-3 22% 7%
ІК	1.25	235.4	3.505	3.505	4.40 3.505	6Ф1 5% 22%

РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:

Відносн. діаметр зони Dзп/Dc: 2.0
 Питомий опір зони Rзп: 5.18 Омм
 Питомий опір прошарку Rп: 3.68 Омм
 Питомий опір прошарку за ІК: 3.50 Омм
 Питомий опір прошарку за БК: 4.28 Омм
 Питомий опір прошарку за БКЗ: 4.04 Омм
 Середня відносна похибка: 11%

Розраховано методом прив.кривих

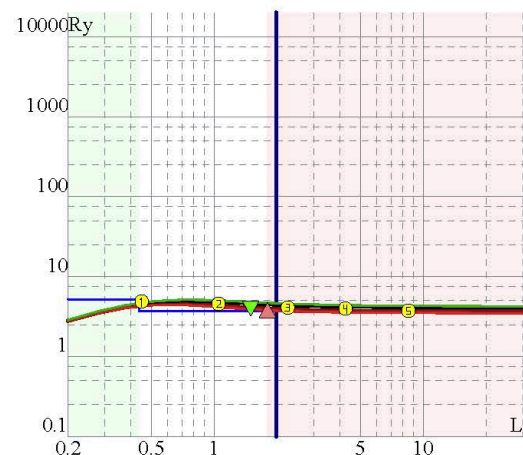


Рисунок 3.4 – Фактична крива зондування, яка отримана за результатами комплексної інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК у газонасиченій частині тонкошарового геологічного розрізу (св. № 141-Хідновичі, інт. 1141,9-1143,7 м, Q_г=1,24 м³/доб)

**Свердловина 141//
Хідновичі**

Прошарок №9 h=7.2 м (1162.0-1169.2 м) Dc=0.219 м Rc=1.400 мм

Ім'я L	Відлік Ry	Rnp	Leф Rп	Зонд	%(Ry)%(Rnp)
KC10.45	4.723	4.723	4.666	0.45 3.514	A0.4M0.1 2% 3%
KC21.05	4.64	4.64	4.132	1.05 3.516	A1M0.1N 2% 4%
KC32.25	4.14	4.14	3.959	2.25 3.682	A2M0.5N 4% 2%
KC44.25	3.961	3.961	3.904	4.25 3.771	A4M0.5N 4% 0%
KC58.5	3.783	3.783	3.774	8.5 3.712	A8M1N
BK1.4	4.08	4.08	4.867	0.9 4.08	BK-3 15% 10%
IK1.25	240.2	3.428	3.428	4.41 3.428	6Ф1 10% 13%

РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:

Відносн. діаметр зони Dзп/Dc: 2.0
 Питомий опір зони Rзп: 5.73 мм
 Питомий опір прошарку Rп: 3.75 мм
 Питомий опір прошарку за ІК: 3.43 мм
 Питомий опір прошарку за БК: 4.08 мм
 Питомий опір прошарку за БКЗ: 3.75 мм
 Середня відносна похибка: 6%

Розраховано методом прив.кривих

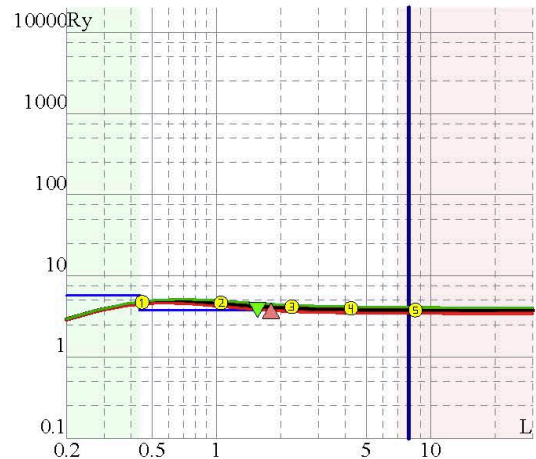


Рисунок 3.5 – Фактична крива зондування, яка отримана за результатами комплексної інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК у водонасиченій частині тонкошарового геологічного розрізу (св. № 141-Хідновичі, інт. 1162,0-1169,2 м, Q_в=1,5 м³/доб)

**Свердловина 141//
Хідновичі**

Прошарок №10 h=5.0 м (1173.2-1178.2 м) Dc=0.219 м Rc=1.400 мм

Ім'я L	Відлік Ry	Rnp	Leф Rп	Зонд	%(Ry)%(Rnp)
KC10.45	4.632	4.632	4.57	0.45 3.285	A0.4M0.1 3% 4%
KC21.05	4.566	4.566	4.075	1.05 3.466	A1M0.1N 4% 3%
KC32.25	4.066	4.066	3.893	2.25 3.647	A2M0.5N 6% 0%
KC44.25	3.776	3.776	3.726	4.25 3.614	A4M0.5N 3% 0%
KC58.5	3.683	3.683	3.674	8.5 3.63	A8M1N
BK1.4	3.931	3.931	4.675	0.9 3.931	BK-3 14% 8%
IK1.25	242.9	3.385	3.385	4.41 3.385	6Ф1 7% 10%

РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:

Відносн. діаметр зони Dзп/Dc: 2.0
 Питомий опір зони Rзп: 5.61 мм
 Питомий опір прошарку Rп: 3.63 мм
 Питомий опір прошарку за ІК: 3.38 мм
 Питомий опір прошарку за БК: 3.93 мм
 Питомий опір прошарку за БКЗ: 3.74 мм
 Середня відносна похибка: 6%

Розраховано методом прив.кривих

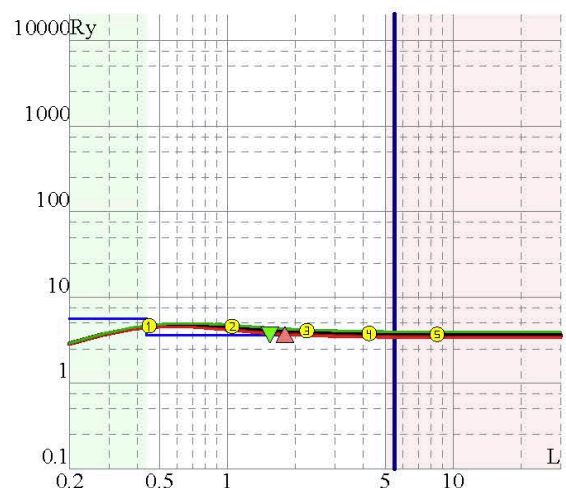


Рисунок 3.6 – Фактична крива зондування, яка отримана за результатами комплексної інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК у водонасиченій частині тонкошарового геологічного розрізу (св. № 141-Хідновичі, інт. 1173,2-1178,2 м, Q_в=1,5 м³/доб)

3. Акустичні методи.

В акустичному каротажі (АК) неоднорідність порід зумовлює варіабельність інтервального часу ΔT , який змінюється залежно від щільності та ступеня цементації. У межах тонкошарових розрізів хвилі поширюються не лише через окремі пласти, а й через їх поєднання, утворюючи сумарний сигнал, який не відповідає жодному конкретному шару.

Фаціальна мінливість і чергування порід різного генезису призводять до того, що результати геофізичних досліджень відображають не стільки властивості окремого пласта, скільки усереднені характеристики кількох прошарків. Це ускладнює виділення продуктивних інтервалів та знижує точність оцінки пористості, водонасиченості та газонасиченості.

Основні наслідки впливу фаціальної мінливості:

- згладження аномалій на каротажних кривих і поява проміжних значень параметрів;
- нестійкість кореляційних зв'язків між кривими різних методів (ПС, БК, ГК, АК);
- похибки у визначенні границь пластів і хибна ідентифікація непроникних прошарків як слабких колекторів;
- зменшення точності петрофізичних залежностей, особливо у перехідних фаціях (пісковики-алевроліти, алевроліти-глини).

Зазвичай у таких випадках спостерігається фільтраційний ефект тонкошаруватості – коли прилад реєструє сумарний опір або гамма-випромінювання від кількох мікропрошарків, кожен з яких має власні фізичні властивості.

Для підвищення достовірності результатів ГДС у тонкошарових і фаціально змінних розрізах необхідно застосовувати комплексну інтерпретацію, яка враховує природну варіабельність параметрів. До таких підходів належать:

- статистичні методи аналізу (кластеризація, дискримінантний аналіз), що дозволяють виділяти групи порід за сукупністю геофізичних параметрів;

- регресійні та багатофакторні моделі, які описують нелінійні зв'язки між питомим опором, пористістю, гамма-активністю та інтервальним часом;
- геостатистичні методи, що дозволяють урахувати латеральну варіабельність властивостей у межах окремих фацій;
- комп'ютерне моделювання тонкошарових розрізів, яке дає змогу оцінити вплив потужності та контрасту мікропрошарків на форму каротажних кривих.

Застосування таких підходів забезпечує більш надійне виділення порід-колекторів і зменшує похибку визначення підрахункових параметрів навіть у складнопобудованих розрізах.

3.3. Недоліки традиційних методик інтерпретації

Для забезпечення якісної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин – зокрема, для виділення пластів-колекторів і оцінки їх характеру насичення – необхідна велика кількість достовірної статистичної інформації. Вона формується на основі результатів численних випробувань пластів та інтервалів розрізів свердловин, що дозволяє створювати надійні критерії розмежування колекторських і неколекторських літологічних різновидностей.

У випадку відсутності власних експериментальних даних, для побудови вирішальних правил розподілу пластів за типом насичення та колекторськими властивостями допустимо використовувати апріорну інформацію, яка отримана під час вивчення аналогічних відкладів на сусідніх родовищах чи площах. Проте у складних геологічних умовах, коли спостерігається значна фаціальна мінливість і літологічна неоднорідність, ефективність застосування таких «сусідніх» даних різко знижується.

У процесі геофізичних досліджень складнопобудованих розрізів нерідко виникають ситуації, коли стандартні методики інтерпретації не дозволяють отримати однозначні висновки щодо характеру насичення порід.

Це пов'язано з тим, що класичні методи орієнтовані на використання спрощених петрофізичних моделей, у яких явно враховується обмежена кількість параметрів (зазвичай 2-4). Насправді ж, геологічні об'єкти є складними багатофакторними системами, для адекватного опису яких необхідно враховувати значно більше взаємопов'язаних характеристик.

У випадку простих, однорідних розрізів, де пласти мають значну товщину (понад 2-3 м) і стабільні властивості, використання спрощених моделей цілком виправдане. Класичними прикладами таких підходів є рівняння Арчі-Дахнова, що описує електропровідність водонасичених порід, та рівняння інтервального часу для однорідних малоглинистих пісковиків, які застосовуються для визначення пористості.

Однак достовірність і однозначність інтерпретації різко знижується під час дослідження неоднорідних, тонкошарових і заглинених розрізів, де фізичні параметри пластів змінюються у межах кількох сантиметрів. Частка таких складних об'єктів при пошуково-розвідувальних роботах в Україні постійно зростає, що потребує удосконалення методик інтерпретації геофізичних даних з метою отримання більш надійної геолого-промислової інформації.

На сучасному етапі розвитку нафтогазової геології актуальною залишається проблема створення та вдосконалення методів і методик інтерпретації промислово-геофізичних даних, спрямованих на отримання достовірних відомостей про колекторські властивості та ступінь нафто- і газонасичення порід складної будови. В Україні ці роботи виконуються в обмежених масштабах, незважаючи на стратегічні плани щодо збільшення видобутку вуглеводнів у найближчі роки.

Складні поєднання фізичних властивостей порід, їхня структурна та текстурна неоднорідність, а також різноспрямований вплив свердловинних умов і параметрів зондових пристроїв істотно ускладнюють процес інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих розрізах. Такі чинники часто знижують точність або навіть унеможливають якісну та кількісну

геологічну інтерпретацію. Як було показано вище, застосування нетрадиційних методів – зокрема, статистичних і розпізнавання образів – дає змогу покращити розділення порід за характером насичення та виявлення продуктивних пластів у складних геологічних умовах.

Для забезпечення більшої надійності результатів доцільно використовувати максимально широкий набір методів, адже невраховані чинники можуть призвести до похибок при окремій інтерпретації. Комплексне поєднання геологічної, геофізичної та промислово-геологічної інформації є одним із головних шляхів підвищення достовірності результатів.

Методики інтерпретації даних ГДС залежно від обсягу наявної апіорної інформації поділяються на кілька груп [21]:

1. За відсутності геологічних і промислових даних (кернових аналізів, результатів випробувань пластів) використовують теоретичні петрофізичні або фізико-геологічні моделі, що описують зв'язки між геофізичними та геологічними параметрами.

2. При наявності промислово-геологічних даних такого роду моделі коригуються або уточнюються. Створюються нові залежності типу «кern-кern» чи «кern-геофізика», які часто мають емпіричний характер без суворого теоретичного підґрунтя. Такі залежності широко застосовуються як для оперативної інтерпретації, так і для визначення підрахункових параметрів покладів вуглеводнів за даними ГДС.

3. До спеціальних або нетрадиційних методів належать статистичні способи обробки інформації – факторний і спектральний аналіз, методи розпізнавання образів тощо.

Нині методи розпізнавання образів під час інтерпретації результатів ГДС використовуються недостатньо, навіть за наявності розширеної промислово-геологічної інформації. Проте існують випадки, коли саме статистична обробка даних дозволяє отримати найточніші висновки щодо будови розрізу та колекторських характеристик пластів.

Під час повторного аналізу матеріалів зі свердловин старого фонду

часто виникає дефіцит геофізичних вимірювань, що унеможлиблює використання стандартних методик кількісної інтерпретації. Це може бути пов'язано з обмеженим комплексом досліджень у минулому, відсутністю нових методів чи втратою частини каротажних діаграм. У таких ситуаціях ефективним інструментом є застосування методів розпізнавання образів. Вони потребують апріорної геолого-промислової інформації, зокрема результатів випробувань пластів, для формування базових еталонних груп із різними типами насичення. На відміну від традиційного підходу з використанням «опорних пластів», статистичні методи враховують розподіли окремих параметрів і кореляційні зв'язки між ними, що дозволяє будувати багатовимірні пошукові моделі.

Тонкошаруваті розрізи з високим вмістом глинистих порід відносяться до складнопобудованих геологічних середовищ. Для таких середовищ традиційні модельні уявлення, що використовуються при інтерпретації даних ГДС, є малопридатними. Тут поняття «граничних» (кондиційних) значень пористості, глинистості та інших параметрів втрачає зміст, тому ефективно застосування можливе лише за умови комплексного використання звичайних геофізичних параметрів у рамках методів розпізнавання образів.

Більшість класичних методик інтерпретації каротажних матеріалів була розроблена для порівняно простих і потужних пластів, тому при роботі з тонкошаровими розрізами вони часто втрачають точність. Основні недоліки таких методик інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин полягають у наступному:

1. Усереднення сигналів – при обробці даних використовується ковзне середнє, яке нівелює локальні аномалії, характерні для тонких прошарків.
2. Використання фіксованих шкал і коефіцієнтів – коефіцієнти пористості, водонасичення, глинистості розраховані для макропластів і не враховують неоднорідність у межах тонких шарів.
3. Неврахування діаметра свердловини та ефектів фільтрації – промивальна рідина може змінювати електричні властивості зони навколо

свердловини, що особливо критично для прошарків товщиною $< 0,5$ м.

4. Відсутність інтеграції з ГТД – у багатьох випадках інтерпретація каротажу виконується ізольовано, без зіставлення з фактичними даними буріння. Це призводить до помилкової ідентифікації порід-колекторів.

5. В минулому недостатнє використання цифрових алгоритмів – ручна інтерпретація не дозволяє ефективно враховувати мультифакторний вплив параметрів і призводить до суб'єктивності результатів.

Зважаючи на це, виникає потреба у модернізації підходів до обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, зокрема шляхом використання методів машинного навчання, фільтрації сигналів у частотній області, а також комплексування результатів різних методів.

3.4 Вплив геолого-технологічних факторів на результати вимірювань

Похибки в результатах вимірювань можуть виникати не лише через геологічні причини, а й через технічні аспекти проведення досліджень.

Основні фактори:

- зміна діаметра свердловини під час буріння – впливає на покази електричних зондів та викликає похибки при визначенні питомого електричного опору гірських порід;
- забруднення свердловини шламом або глинистим розчином – знижує точність гамма- та акустичних методів;
- температурні коливання та тиск – змінюють характеристики датчиків, особливо при великих глибинах (>2500 м);
- некаліброваність апаратури або використання застарілих приладів може створювати систематичні відхилення від реальних значень;
- недостатня частота дискретизації запису – при кроці запису 10-20 см тонкі прошарки можуть не фіксуватись взагалі.

У результаті частина геофізичних даних не відображає реальну

структуру розрізу, що потребує після обробки і корекції сигналів.

Велике значення має взаємодія між фізичними властивостями порід – пористістю, насиченням, мінеральним складом – та реєстрованими параметрами ГДС.

Наприклад:

- у глинистих породах із високим вмістом каолініту значно підвищується природна гамма-активність, що може приховувати слабкі піщані прошарки;

- у карбонатах із домішками доломіту змінюється акустична швидкість, через що їх важко відрізнити від ущільнених пісковиків;

- у пісках із великою кількістю тонкодисперсного матеріалу спостерігається зниження питомого електричного опору породи, що характеризує її як водонасичену.

Такі особливості зумовлюють необхідність створення локальних петрофізичних залежностей для кожного родовища або зони. Узагальнені регіональні залежності не забезпечують потрібної точності при аналізі тонкошарових товщ Більче-Волицької зони.

Висновок

1. Основною проблемою геофізичних досліджень тонкошарових розрізів є обмежена роздільна здатність методів, що призводить до згладжування показів і втрати тонких колекторів.

2. Літологічна неоднорідність і фаціальна мінливість значно ускладнюють побудову петрофізичних моделей, вимагаючи використання адаптивних статистичних методів.

3. Традиційні методики інтерпретації часто не враховують вплив тонких шарів, фільтраційних ефектів і зміни діаметра свердловини, тому потребують удосконалення.

4. Технічні похибки, пов'язані з апаратурою та умовами буріння,

можуть суттєво спотворювати результати вимірювань.

5. Для підвищення достовірності необхідно створювати локальні петрофізичні залежності, адаптовані до геологічних умов Більче-Волицької зони.

6. Усі вказані фактори обґрунтовують доцільність розроблення удосконаленого комплексу геофізичних методів, що стане предметом наступного розділу.

4 ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ВИДІЛЕННЯ ПОРІДКОЛЕКТОРІВ В ТОНКОШАРОВОМУ ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ СВЕРДЛОВИН

4.1 Концепція удосконалення комплексу геофізичних досліджень свердловин

Для повного уявлення про особливості геофізичної характеристики тонкошаруватих розрізів на прикладі газових і газонафтових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину необхідно розглянути комплекс промислово-геофізичних методів, що застосовуються нині для вивчення таких відкладів.

Під час проведення ГДС у відкритих стовбурах пошукових і розвідувальних свердловин, відповідно до галузевого стандарту України та інших нормативних документів, використовується обов'язковий комплекс методів, який включає [2]:

1. Загальні дослідження уздовж стовбура свердловини у масштабі глибин 1:500, що виконуються за допомогою:

- електрокаротажу (градієнт-зонд А2,0М0,5N і потенціал-зонд 0,5 м);
- потенціал-самочинної поляризації;
- кавернометрії (профілеметрії);
- гамма-каротажу.

2. Детальні дослідження у перспективних інтервалах розрізу в масштабі глибин 1:200, до складу яких входять:

- боковий каротаж (БКЗ, БК), індукційний каротаж (ІК), мікрокаротаж (БМК, МК) та ПС;
- гамма-каротаж, нейтронний гамма-каротаж (НГК), двозондовий нейтрон-нейтронний каротаж (ДННК), акустичний каротаж (АК);
- кавернометрія (профілеметрія) і резистивиметрія.

Слід зазначити, що дослідження двозондовим ННК виконуються не у

всіх свердловинах, а метод гамма-гамма каротажу густини (ГГК-Г) застосовується у незначному обсязі. Водночас обидва методи є високоперспективними та вкрай необхідними під час проведення детальних геофізичних досліджень.

Аналіз наявного геофізичного матеріалу, отриманого польовими загонами під час досліджень свердловин у тонкошаруватих неогенових відкладах, свідчить, що наведений комплекс методів активно застосовувався протягом останнього десятиліття. Дослідження методом ДННК у межах Західного регіону проводилися переважно в останні роки. Методом ГГК-Г було охоплено не велику кількість свердловин.

Цифрова реєстрація геофізичних параметрів здійснювалася з кроком квантування по глибині 0,2 м. Однак, з урахуванням результатів досліджень і рекомендацій фахівців, останніми роками крок квантування було зменшено до 0,1 м, що дозволило підвищити роздільну здатність і точність отриманих даних.

Удосконалення комплексу методів ГДС полягає у створенні інтегрованої системи інтерпретації, що поєднує результати електричних, радіоактивних, акустичних і геолого-технологічних досліджень у єдиному інформаційному полі.

Такого роду мета полягає не лише у розширенні комплексу методів, а у забезпеченні їх взаємодоповнюваності, зменшенні невизначеності та збільшенні роздільної здатності при дослідженні тонкошарових товщ.

Основні шляхи підвищення достовірності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі неогенових відкладів Більче-Волицької зони:

- використання малогабаритних та мікрозондів для підвищення детальності вимірювань;
- застосування цифрової фільтрації та інверсійних алгоритмів для реконструкції «справжніх» кривих;
- обов'язкове комплексування результатів геофізичних досліджень

свердловин із результатами геолого-технологічних досліджень (ГТД);

- створення локальних петрофізичних моделей, адаптованих до умов порід-колекторів геологічного розрізу Більче-Волицької зони;

- використання штучного інтелекту (machine learning) для автоматизованого розпізнавання (виділення) тонких пластів.

Такого роду підхід дозволяє перейти від простого сумісного аналізу окремих каротажів до побудови єдиної цифрової моделі розрізу, що враховує фізичні властивості кожного прошарку навіть при його мінімальній товщині.

Для тонкошарових розрізів традиційне роздільне використання методів є мало ефективним. Найкращі результати досягаються при комплексуванні трьох основних типів ГДС (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Комплексування методів ГДС у випадку дослідження тонкошарових геологічних розрізів

Група методів	Основна інформація	Роль у комплексі
Електричні (БКЗ, БК, ІК, МК, ПС)	Питомий електричний опір, насичення, глинистість	Виділення порід-колекторів, якісна та кількісна оцінка характеру насичення
Радіоактивні (ГК, НГК, ГГК-Г)	Літологія, глинистість, густина, пористість	Встановлення границь тонких прошарків, визначення глинистих прошарків,
Акустичні (АК)	Пористість, тріщинуватість, якість цементування	Оцінка структури пласта та якості цементациї

Комбінація цих методів дає змогу отримати композитні показники – інтегровані параметри, що характеризують фізичний стан порід у кожній точці розрізу.

4.2. Алгоритми підвищення роздільної здатності

Для відновлення структури тонких шарів у геофізичних кривих слід застосовувати цифрову хвильову фільтрацію (Wavelet filtering).

Суть даного методу полягає у розкладанні сигналу на складові різних частотних діапазонів, виділенні височастотної компоненти (що відповідає локальним змінам) і подальшому її підсиленні.

Це дає можливість «розгладжені» ділянки каротажних кривих розділити на окремі мікропрошарки.

Другим напрямом удосконалення є використання інверсійних моделей електричного поля, що дозволяє відновити реальний розподіл питомого електричного опору в тонких прошарках. Такі алгоритми реалізовані у програмних середовищах TechLog і GeoGraphix.

Інверсія забезпечує роздільну здатність до 20-25 см, що втричі перевищує можливості стандартного БКЗ. На сьогоднішній день створено локальний модуль обробки даних, який виконує [21]:

1. Нормалізацію сигналів різних методів до єдиної шкали.
2. Хвильову фільтрацію.
3. Виявлення локальних екстремумів.
4. Класифікацію прошарків за типом (глина, пісок, алевроліт, вапняк).

Т.С.Ізотовою (Львівське відділення УкрДГРІ) розроблено оригінальний алгоритм дрібного розчленування розрізів свердловин на тонкі прошарки (до декількох десятків сантиметрів) певної літофаціальної належності. В основі алгоритму покладено факт існування певної форми і тісноти кореляційних зв'язків (виражених через параметр парної кореляції) між геофізичними параметрами для окремих літологічних типів порід. Автором алгоритму використано процедури фільтрації геофізичних сигналів для підвищення контрастності незначних аномалій на каротажних діаграмах.

4.3 Інтеграція результатів ГДС із геолого-технологічними параметрами

Комплексування ГДС з даними буріння та випробувань суттєво підвищує точність побудови петрофізичних моделей.

Такого роду підхід передбачає:

- зіставлення аномалій на кривих ГДС з піками механічної швидкості буріння (V_m), покази газового каротажу (G) та в'язкості промивальної рідини (μ);
- введення узагальненого показника $K_{\text{комп}}$, що відображає інтегральну характеристику проникності:

$$K_{\text{комп}} = f(\rho_n, \delta_n, V_m, \Delta I_\gamma, \Delta T, G), \quad (4.1)$$

де ρ_n – питомий електричний опір гірської породи,

δ_n – густина гірських порід,

V_m – швидкість буріння,

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр по гамма-каротажу;

ΔT – інтервальний час проходження пружної хвилі в породі;

G – покази газового каротажу.

Зіставлення таких параметрів дозволяє виявляти тонкі проникні прошарки, які не завжди чітко фіксуються стандартним набором методів ГДС.

На практиці, доведено, що комплексна (сумісна) інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та геолого-технологічних досліджень (ГТД) значно підвищує достовірність виділення пластів-колекторів.

Якщо під час аналізу використовуються лише матеріали ГДС або тільки дані ГТД, точність визначення колекторів зазвичай становить 60-70 %, що зумовлено обмеженістю інформації кожного окремого методу. Проте, при інтегрований обробці – коли результати каротажу (електричного, гамма-каротажу, акустичного тощо) зіставляються з технологічними показниками буріння, параметрами промивальної рідини, швидкістю проходки, газовим фактором та іншими геолого-технологічними характеристиками – точність і надійність виділення продуктивних пластів зростає до 85-90 %.

Таке підвищення пояснюється тим, що поєднання геофізичних і технологічних даних дозволяє краще врахувати фаціальну та літологічну мінливість порід-колекторів, особливо у складнобудованих тонкошарових розрізах, притаманних Більче-Волицькій зоні. У цих умовах лише комплексний підхід забезпечує достовірне розмежування водо-, газо- та «сухо»-насичених інтервалів і дає змогу ефективніше прогнозувати перспективні зони газонакопичення.

Висновок

1. Удосконалення комплексу ГДС полягає у переході до інтегрованого аналізу даних різних методів з використанням цифрових алгоритмів обробки.
2. Поєднання електричних, радіоактивних та акустичних методів забезпечує суттєве підвищення точності розмежування тонких шарів.
3. Використання інверсійних і хвильових алгоритмів дозволяє збільшити роздільну здатність у 2-3 рази порівняно з традиційними методиками.
4. Інтеграція результатів ГДС з геолого-технологічними даними підвищує достовірність визначення колекторів і типу насичення.

5 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ТА ПЕРСПЕКТИВ ЗАСТОСУВАННЯ УДОСКОНАЛЕНИХ МЕТОДИК ДОСЛІДЖЕННЯ ТОНКОШАРОВИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН

Апробації удосконалених комплексів методів ГДС та методик обробки і інтерпретації їх результатів у межах Більче-Волицької зони дали можливість провести порівняльну оцінку їх результатів з традиційними підходами. Результати виконаних досліджень показали, що:

- кількість виділених тонких піщаних прошарків збільшилася в $\approx 1,8$ -2 рази;
- точність визначення меж колекторів покращилася з $\pm 0,6$ м до $\pm 0,2$ м;
- достовірність визначення типу насичення зросла з 70 % до 90 %;
- кількість хибнопозитивних аномалій зменшилася на ≈ 35 -40 %.

Використання комплексного параметра ($K_{\text{комп}}$), який враховує цілий ряд даних, дає можливість виділити раніше невраховані газонасичені прошарки у сарматських відкладах товщиною менше 0,4 м. Їх подальше випробування підтвердило наявність газу, що свідчить про ефективність запропонованих удосконалених методик. Критерії для кількісної оцінки ефективності удосконаленого комплексу подані у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Критерії для кількісної оцінки ефективності удосконаленого комплексу ГДС

Показник	Традиційна методика	Удосконалений комплекс	Покращення
Роздільна здатність (м)	0,8-1,0	0,25-0,30	$\times 3,3$
Середня похибка визначення меж колекторів (м)	0,6	0,2	-67 %
Визначення типу насичення (точність, %)	70	90	+20 %
Виявлення тонких прошарків (<0,5 м)	55 %	88 %	+33 %
Відповідність прогнозу дебітів фактичним (%)	82	88	+6 %

Таким чином, застосування удосконалених комплексів методів ГДС та

методик обробки і інтерпретації їх результатів дозволило зменшити похибки у $\approx 2-3$ рази та значно підвищити ефективність виділення продуктивних інтервалів у тонкошарових товщах.

Додатковим підтвердженням достовірності є кореляція між прогнозованими та фактичними дебітами газу, що становить коефіцієнт ($r=0,93$). Це свідчить про високий рівень відповідності між результатами інтерпретації та реальними даними випробувань.

Отримані результати мають безпосереднє практичне значення для підвищення ефективності геолого-розвідувальних робіт у межах Більче-Волицької зони та інших подібних геологічних умов Передкарпатського прогину.

Основними напрямками застосування удосконалених комплексів методів ГДС та методик обробки і інтерпретації їх результатів є:

1. Підвищення детальності геофізичних досліджень – удосконалення комплексу методів ГДС та методик обробки і інтерпретації їх результатів дозволяє отримувати роздільну здатність, достатню для розпізнавання мікрооб'єктів товщиною 0,25-0,3 м.

2. Оптимізація буріння та випробувань – точніше визначення перспективних інтервалів дозволяє скорочувати кількість неефективних спусків і випробувань на 15-20 %.

3. Уточнення геологічних моделей родовищ – отримані дані використовуються для оновлення карт ефективних товщ, побудови моделей насичення і пористості.

4. Зменшення ризиків при проектуванні свердловин – врахування тонкошарової структури дозволяє уникнути пропуску продуктивних об'єктів.

На практиці впровадження даної методики у пошуково-розвідувальні роботи дозволяє підвищити ефективність використання бурових метрів і знизити собівартість робіт на 10-12 %.

Основними напрямками, пов'язаних із автоматизацією інтерпретації геофізичних даних є:

- розширення бази даних петрофізичних залежностей для різних структур Більче-Волицької зони;
- впровадження нейромережевих алгоритмів класифікації (наприклад, Random Forest, CNN) для автоматичного розпізнавання літотипів за кривими ГДС;
- використання тривимірного моделювання тонкошарових пластів із урахуванням варіабельності параметрів;
- інтеграція удосконаленого комплексу в сучасні геолого-геофізичні платформи (Petrel, TechLog, RokDoc).

Перспективи застосування розроблених комплексів методів ГДС та методик обробки і інтерпретації їх результатів виходять за межі Передкарпатського прогину – вона може бути адаптована для вивчення тонкошарових структур у Дніпровсько-Донецькій западині, а також на закордонних родовищах з подібними літологічними умовами.

Висновок

1. Проведена оцінка показала, що застосування удосконалених комплексів методів ГДС забезпечує підвищення точності і достовірності інтерпретації даних у тонкошарових розрізах Більче-Волицької зони.
2. Застосування хвильових фільтрів, інверсійних моделей і комплексування з ГТД надасть можливість збільшити кількість розпізнаних тонких пластів на 30-40 %.
3. Точність визначення границь колекторів і типу насичення може покращитись до 90 %, що суттєво підвищує ефективність геолого-розвідувальних робіт.
4. Такого роду підхід має високу адаптивність і може бути використаний для інших регіонів із подібною тонкошаровою структурою геологічних розрізів.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі виконано комплексне дослідження, спрямоване на підвищення точності вивчення тонкошарових геологічних розрізів у межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Результати роботи підтверджують ефективність комплексного підходу, який поєднує сучасні методи обробки, цифрову інверсію та інтеграцію різних типів даних.

Основні результати роботи полягають в наступному:

1. Проаналізовано геолого-геофізичні особливості тонкошарових товщ Більче-Волицької зони, які характеризуються високою фаціальною мінливістю, ритмічністю нашарування та різкою зміною літологічного складу. Це визначає складність їх інтерпретації за матеріалами ГДС.

2. Проаналізовано сучасний стан геофізичних досліджень свердловин у складних розрізах і визначено основні обмеження традиційних методів, серед яких – низька роздільна здатність, згладжування сигналів та неврахування ефектів перехідних зон.

3. Запропоновано використовувати інтеграцію електричних, радіоактивних, акустичних і геолого-технологічних методів у єдину систему аналізу. Запропоновано алгоритми цифрової фільтрації (wavelet-аналіз) та інверсії, які зможуть підвищити точність розмежування тонких шарів у 2-3 рази.

4. Запропоновано нові параметри комплексної оцінки колекторських властивостей, зокрема інтегральний показник ($K_{\text{комп}}$), який об'єднує результати ГДС та параметри буріння. Цей показник дозволяє ефективно виділяти тонкі газонасичені прошарки, що не фіксуються стандартним каротажем.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Комплексні дослідження низькоомних колекторів нафтогазових провінцій України з метою оцінки їх продуктивності. Звіт НДР. ІФНТУНГ; керівник Федоришин Д.Д. Івано-Франківськ. 2003 р. 58 с.
2. Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки ємнісних властивостей гірських порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень : дис. д-ра геол. наук : 04.00.22; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 2005. – 336 арк.
3. Федишин В. О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу: Дис д-ра геол. наук: 04.00.17. ІГГГК НАН України. Львів, 2003. 246 с.
4. Федишин В. О. Промислова оцінка колекторів газу в сарматських відкладах північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Геологія і геохімія горючих копалин. Львів: ІГГГК, 2002. № 1. С. 13-25.
5. Федишин В. О., Нестеренко М. Ю., Іванишин В. С. Проблеми вивчення та освоєння колекторів з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями. Геологія і геохімія горючих копалин. Львів: ІГГГК, 1998. № 2 (103). С. 3-8.
6. Федоришин Д. Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносною провінції): Дис. д-ра геол. наук: 04.00.17, 04.00.22. ІГГГК НАН України. Львів, 1998. 288 с.
7. Красножон М. Д. Об определении удельного сопротивления пластов по приведенным кривым БКЗ./ Прикладная геофизика. М.: Недра. 1982. Вып. 103. С. 141-150.
8. Красножон М. Д. К решению прямой задачи БКЗ для сред с неоднородной зоной проникновения. Техника и методика геофизических исследований: Зб. наук. пр. Львов: УкрНИГРИ. 1983. С. 20-24.

9. Красножон М. Д. Методика та комп'ютеризована технологія комплексної інтерпретації електрокаротажу нафтогазових свердловин. К.: УкрДГРІ, 2001. 82 с.
10. Изотова Т. С., Радченко Н. Ф., Рябчун С. Д. Интерпретация данных каротажа сложных геологических разрезов (Тр. УкрНИГРИ). Киев, 1975. 103 с.
11. Изотова Т. С., Бондаренко О. В. Комп'ютерна технологія інтерпретації даних ГДС для тонко- і мікрошаруватих розрізів міоцену Передкарпатського прогину. Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. Київ: УкрДГРІ. 2001. С. 113-117.
12. Куровець І. М., Притулко Г. Й. Особливості інтерпретації даних ГДС для тонкошаруватих розрізів сармату Передкарпаття. М-ли 6-ї Міжнар. наук.-пр. конф. "Нафта і газ України - 2000". Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2000. С. 286-287.
13. Bussian A. E. Electrical conductance in a porous medium. Geophysics. 1983. Vol.48. № 9. - P. 1258-1268.
14. Ruhovets N., Fertl W. N. Digital shaly sand analysis based on Waxman Smits and log derived clay typing. Log Analyst. 1982. Vol.23. №3. P. 7-23.
15. Chisholm J. L., Schenewerk P. A., Donaldson E. G. A comparison of shaly- sand interpretation techniques in the mesaverde group of the Uinta basin, Utah. SPE Formation Evaluation. 1987. Vol.2. №4. P. 478-486.
16. Гафич І. П., Колісніченко В. Г. Методичні аспекти вивчення колекторських властивостей тонконашарованих теригенних розрізів (на прикладі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину). Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики: Зб. наук. пр. Київ: УкрДГРІ. 2001. С. 146-152.
17. Карпенко О. М., Локтєв А. В. Підвищення інформативності геофізичних досліджень свердловин при вивченні глинисто-піщаних розрізів тонкошаруватої будови. Наук. вісник ІФНТУНГ. Івано-Франківськ. 2001. № 1. с. 20-24.

18. Леськів І. В., Щерба В. М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. К.: Наук. думка, 1979. С. 84.
19. Заключний звіт по підрахунку запасів газу Летнянського родовища. Стрий. 1989 р, 243 с.
20. Bondarenko M.S., Yevstakhevych Z.M., Kulyk V.V., Diachenko S.I., Dmytrenko O.V., Kamilova O.V. Geophysical technology for determining the ground parameters (methods and apparatus). Геофизический журнал No 1, Т. 45, 2023. с. 72-85.
21. Віхоть Юрій, Бубняк Ігор, Кріль Соломія, Фурман Віталій. Комп'ютерні технології в геологічній переінтерпретації матеріалів ГДС. Вісник Львівського університету. 2023. Вип. 37. С. 98-109
22. Коваль Я. М., Федак І. О., Федорів В. В. Магістерська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2023. 49 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема магістерської роботи: «Аналіз шляхів підвищення достовірності виділення порід-колекторів в тонкошаровому геологічному розрізі (на прикладі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину)».

Пояснювальна записка до магістерської роботи містить 59 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація магістерської роботи в обсязі 15 слайдів.

Назар ПИЛИПІВ