

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Янішевська Дарина Василівна
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.8

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Використання результатів геофізичних досліджень свердловин для виділення

(назва роботи)

порід-колекторів Заводівського родовища та оцінки їх фільтраційно-ємнісних
параметрів

Нафтогазова геофізика

(назва освітньої програми)

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня Д. В. Янішевська
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

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

Допущено до захисту
В.о. завідувача кафедри

доцент С. М. Багрій
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

м. Івано-Франківськ — 2026 рік

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Освітній рівень перший (бакалаврський)

Спеціальність 103 «Науки про Землю»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри НГГ

доц. Федорів В.В.

“ ” 2026 р.

З А В Д А Н Н Я
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Янішевській Дарині Василівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Використання результатів геофізичних досліджень свердловин для виділення порід-колекторів Заводівського родовища та оцінки їх фільтраційно-ємнісних параметрів

Керівник роботи Федорів Володимир Васильович

Затверджені наказом закладу вищої освіти від «07» квітня 2026 р. № 33/8.

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення геологічного розрізу свердловин Заводівського родовища. Спеціалізована література.

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

1) Геологічна будова Заводівського родовища.

2) Геофізичні дослідження свердловин Заводівського родовища.

3) Геолого-геофізична характеристика продуктивних горизонтів та оцінка їх ефективної ТОВЩИНИ.

4) ОЦІНКА КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗАВОДІВСЬКОГО РОДОВИЩА.

5) ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ. ВСТУП. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА. ВИСНОВКИ.

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

Презентація бакалаврської роботи в обсязі 14 слайдів

7. Дата видачі завдання 07 квітня 2026 р.

[illegible]

(прізвище та ініціали)

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Використання результатів геофізичних досліджень свердловин для виділення порід-колекторів Заводівського родовища та оцінки їх фільтраційно-ємнісних параметрів» містить 57 сторінок, 3 таблиці, 9 рисунків та 8 джерел використаної літератури.

У бакалаврській роботі виконано аналіз геологічної будови, тектоніки та нафтогазоносності Заводівського родовища. Охарактеризовано комплекс застосованих методів геофізичних досліджень свердловин, розглянуто умови проведення досліджень з урахуванням впливу високомінералізованих промивних рідин. Розглянуто якісні та кількісні ознаками на каротажних діаграмах з метою виділення пластів-колекторів і визначено їх ефективні товщини. Подано методику кількісної оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів (ФЄП): коефіцієнт пористості визначено переважно за даними акустичного каротажу із застосуванням петрофізичних залежностей, встановлених за результатами лабораторного аналізу керну; коефіцієнт нафтонасиченості – методом електричних опорів. Обґрунтовано кондиційне значення пористості на рівні 7 % та граничне значення фазової проникності $0,125 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Результати роботи підтверджують ефективність комплексного підходу до інтерпретації ГДС в умовах обмеженого кернавого матеріалу і складних геолого-технічних умов буріння.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, пласти-колектори, фільтраційно-ємнісні параметри, пористість, нафтонасиченість, акустичний каротаж, боковий каротаж, Заводівське родовище, Передкарпатський прогин, ефективна товщина.

ABSTRACTS

The bachelor's thesis entitled "Application of Well Logging Data for Reservoir Rock Identification and Evaluation of Their Reservoir Properties at the Zavodivske Field" consists of 57 pages, 3 tables, 9 figures, and 8 references.

The thesis presents an analysis of the geological structure, tectonics, and hydrocarbon potential of the Zavodivske field. The complex of applied well logging methods is characterized, and the conditions of geophysical investigations considering the influence of highly mineralized drilling muds are discussed. Qualitative and quantitative indicators on well logging diagrams were analyzed in order to identify reservoir rocks and determine their effective thicknesses.

The methodology for quantitative evaluation of reservoir properties was presented: the porosity coefficient was determined mainly from acoustic logging data using petrophysical relationships established from laboratory core analysis, while the oil saturation coefficient was determined by the electrical resistivity method. A cutoff porosity value of 7% and a threshold phase permeability value of $0.125 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ were substantiated.

The obtained results confirm the effectiveness of an integrated approach to well log interpretation under conditions of limited core material and complex geological and technical drilling conditions.

Keywords: well logging, reservoir rocks, reservoir properties, porosity, oil saturation, acoustic logging, lateral logging, Zavodivske field, Precarpathian Foredeep, effective thickness.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЗАВОДІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	9
1.1. Стратиграфічна характеристика геологічного розрізу.....	9
1.2. Тектоніка будова району робіт.....	12
1.3. Нафтогазоносність Заводівського родовища.....	14
1.4. Постановка геологічного завдання.....	19
2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ЗАВОДІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	20
2.1. Загальна характеристика методів геофізичних досліджень свердловин.....	20
2.2. Умови проведення геофізичних досліджень свердловин.....	22
2.3. Комплекс методів геофізичних досліджень свердловин Заводівського родовища.....	23
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ ТА ОЦІНКА ЇХ ЕФЕКТИВНОЇ ТОВЩИНИ.....	30
3.1. Геолого-геофізична характеристика геологічного розрізу.....	30
3.2. Закономірності розповсюдження продуктивних горизонтів та ефективних товщин.....	32
3.3. Виділення колекторів і визначення ефективних товщин.....	35
4. ОЦІНКА КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗАВОДІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	40
4.1. Визначення коефіцієнта пористості пластів-колекторів.....	40
4.2. Визначення коефіцієнта нафтонасиченості.....	47
4.3. Обґрунтування показників кондицій щодо нижньої межі параметрів	52
ВИСНОВКИ.....	56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	57

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АК	– акустичний каротаж
АКЦ	– акустична цементометрія
БК	– боковий каротаж
БКЗ	– бокове каротажне зондування
БМК	– боковий мікрокаротаж
ГДС	– геофізичні дослідження свердловин
ГК	– гамма-каротаж
ІК	– індукційний каротаж
МДС	– мікрокавернометрія
МЛМ	– магнітний локатор муфт
НГК	– нейтронний-гамма каротаж
ПЕО	– питомий електричний опір
ПС	– каротаж потенціалів самочинної поляризації
ФЄП	– фільтраційно-ємнісні параметри
ЯМК	– ядерно-магнітний каротаж
ρ_p	– питомий електричний опір породи, Омм
ΔT	– інтервальний час, мкс/м ;
K_p	– коефіцієнт пористості, %
$K_{пр}$	– коефіцієнт проникнення, мкм ²
K_v	– коефіцієнт водонасичення, %
K_n	– коефіцієнта нафтонасичення, %
$K_{в.з}$	– коефіцієнт залишкового водонасичення, %
P_g	– гірський тиск
P_p	– параметр пористості
P_n	– параметр насичення
$h_{эф}$	– ефективна товща, м
ΔI_γ	– подвійний різницевий параметр по ГК

ВСТУП

Актуальність теми. Заводівське нафтове родовище, розташоване у межах Бориславсько-Покутської підзони Передкарпатського прогину, є типовим представником родовищ із складною блоково-складчастою тектонічною будовою і значною неоднорідністю колекторів. Флішеві теригенні відклади ямненської, вигодської та нижньоменілітової світ характеризуються змінною літологією, складними умовами залягання і суттєвими варіаціями фільтраційно-ємнісних властивостей як по розрізу, так і за площею.

В умовах обмеженого виходу керну, яка є типовою проблемою для глибоких свердловин Передкарпаття, матеріали геофізичних досліджень свердловин (ГДС) є єдиним безперервним і достатньо представницьким джерелом інформації про літологічний склад розрізу, колекторські властивості та характер флюїдонасичення порід. Достовірна інтерпретація цих матеріалів безпосередньо визначає якість підрахунку запасів вуглеводнів і обґрунтування геологічних рішень щодо дорозвідки та розробки покладу.

Попри наявність значного фонду пробурених свердловин, методичні підходи до виділення колекторів і кількісної оцінки їх параметрів потребують систематизації та уточнення з урахуванням сучасних петрофізичних даних. Таким чином, бакалаврська робота присвячена актуальній геолого-геофізичній задачі, що має практичне значення для пошуку та розвідки покладів вуглеводнів Заводівського родовища.

Мета і завдання дослідження. Мета роботи – на основі комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин виділити породиколектори в розрізі нафтогазових свердловин Заводівського родовища та виконати кількісну оцінку їх фільтраційно-ємнісних параметрів.

Для досягнення поставленої мети в роботі передбачено вирішення таких основних завдань:

- проаналізувати геологічну будову Заводівського родовища, у тому

числі стратиграфічну характеристику розрізу, тектоніку та нафтогазоносність продуктивних горизонтів;

- охарактеризувати комплекс геофізичних методів, застосованих при дослідженні свердловин родовища, та умови проведення вимірювань з урахуванням впливу промивної рідини;

- виконати якісну та кількісну інтерпретацію каротажних діаграм для виділення пластів-колекторів за комплексом прямих і непрямих ознак;

- здійснити кількісну оцінку ефективної товщини, коефіцієнта пористості порід-колекторів за даними акустичного каротажу та електричних методів із залученням петрофізичних залежностей, встановлених за лабораторними дослідженнями керну;

- визначити коефіцієнт нафтонасиченості методом електричних опорів та обґрунтувати кондиційні значення підрахункових параметрів для порід-колекторів Заводівського родовища.

Методи дослідження. У бакалаврській роботі використано такі методи дослідження:

- геолого-геофізичний аналіз;
- якісна інтерпретація каротажних діаграм;
- кількісна інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин;
- петрофізичний аналіз.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 8 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 55 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 3 таблицями та 7 рисунками.

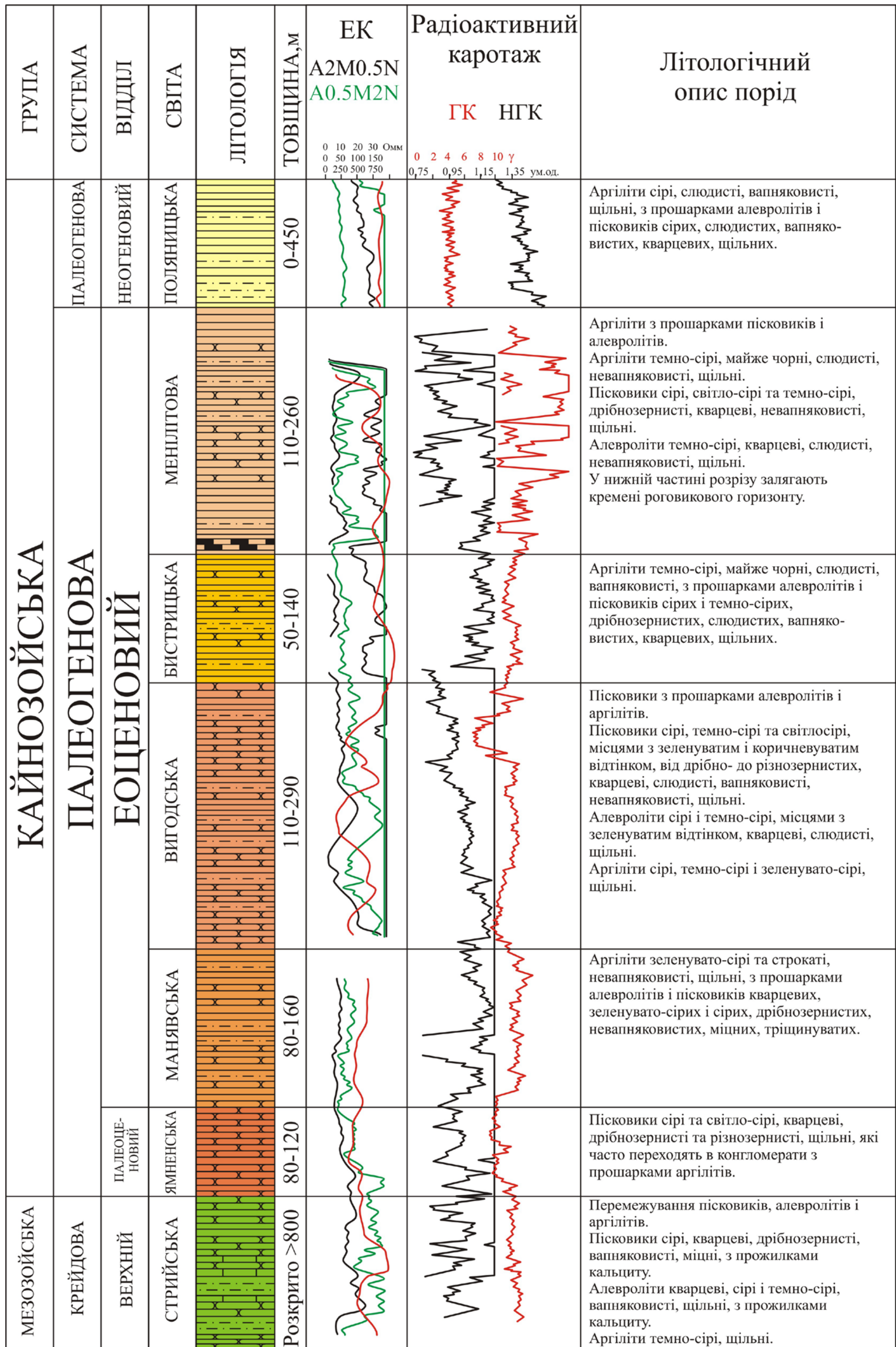
1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЗАВОДІВСЬКОГО РОДОВИЩА

1.1 Стратиграфічна характеристика геологічного розрізу

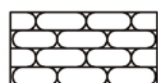
В адміністративному відношенні Заводівське родовище знаходиться в Сколівському районі Львівської області. Геологічний розріз Заводівського родовища складений флішевими відкладами верхньої крейди та палеогену, неогеновими моласами і четвертинними утвореннями (рис. 1.1). Розчленування розрізнялося на основі інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) і даних вивчення керну [1].

Крейдова система (К) – стрійська світа. Найдавніші відклади на Заводівському родовищі представлені закономірним перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів з поодинокими прошарками мергелів. Порооди інтенсивно тріщинуваті, порожнини тріщин виповнені кальцитом. У покрівельній частині геологічного розрізу виділяється високоомна пачка карбонатизованих пісковиків із гравелітами та конгломератами. За даними стандартного каротажу верхня частина світи характеризується підвищеними значеннями питомого електричного опору (ПЕО) та добре диференційованою кривою потенціалів самочинної поляризації (ПС), тоді як нижня є низькою. Повна товщина стрійської світи у межах Заводівського родовища не розкрита; найбільша встановлена потужність становить 727 м (св. №15-Урич)[1].

Палеогенова система (Р). Палеоцен – ямненська світа (Р_{1ym}). Відклади представлені масивними кварцовими різнозернистими пісковиками, подекуди із прошарками гравелітів. Потужність у межах Заводівської складки коливається від 37 м до 133 м. З пісковиками ямненської світи пов'язані основні промислові накопичення нафти на родовищі. На каротажних діаграмах вони фіксуються підвищеними значеннями питомого електричного опору і слабо розчленованою кривою ПС.



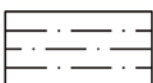
Умовні позначення



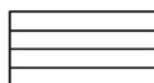
Пісковик



Кремені



Алевроліт



Аргіліт



Вапняк

Рисунок 1.1 – Зведений геолого-геофізичний розріз Заводівського родовища [1]

Еоцін (P₂) містить три світи [1]:

– **Манявська світа** — у подошовній частині залягає пачка пісковиків і аргілітів завтовшки 10-30 м, яка спільно з підстилаючими ямненськими пісковиками утворює єдиний нафтовий поклад. У середній частині геологічного розрізу виділяється так званий «строкатий» горизонт потужністю 20-40 м, складений різнобарвними аргілітами. Загальна товщина світи змінюється від 63 м до 305 м.

– **Вигодська світа** – характеризується присутністю пісковиків, алевролітів та аргілітів. Пісковики цього світу є провідними колекторами еоцінних вкладів і вміщують два нафтових поклади. На карті відклади виражені підвищеними значеннями ПЕО та від'ємною аномалією ПС навпроти проникних інтервалів. Товщина світи становить 80-180 м.

– **Бистрицька світа** — розріз переважно глинистий і представлений сіро-зеленими аргілітами із незначними прошарками алевролітів і пісковиків. На каротажних діаграмах відклади характеризуються низькими значеннями ПЕО і слабодиференційованою кривою ПС. Потужність світи становить 50-210 м.

Олігоцен (P₃) – менілітова серія. В основі нижньої підсвіти залягає роговий горизонт завтовшки 5-20 м, що є регіональним маркіруючим репером і головним сейсмічним відбивачем у межах Передкарпатського прогину. Вище по розрізу розвинені чорні аргіліти із прошарками алевролітів і клівських пісковиків. Підвищений рівень природної радіоактивності відкладів добре фіксується на кривих гамма-каротажу (ГК) і нейтронного гамма-каротажу (НГК). Товщина нижньої підсвіти становить 110-215 м. Середньоменілітова підсвіта встановлена тільки в одній свердловині – №106-Нова-Східниця [1].

Неогенова система (N) – поляницька світа. Відклади даної представлені пісковиками, аргілітами та конгломератами. На каротажних матеріалах вони виділяються низькими значеннями ПЕО і слабодиференційованою кривою ПС. У наявних свердловинах верхня

частина поляницьких відкладів зрізана площиною насуву; а розкрита потужність змінюється від 30 м до 371 м.

Четвертинні відклади (Q). Дані відклади представлені пісками, глинами і ґрунтовим шаром; у заплавах річок – галькою та валунами. Загальна товщина даної системи не перевищує 30 м.

1.2 Тектоніка будова району робіт

У тектонічному відношенні Заводівське нафтове родовище розташоване у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, яка на значній частині свого простягання перекрита крейдово-палеогеновими відкладами Скибової зони Карпат, що представлена Борівською та Береговою скибами.

Внутрішня зона Передкарпатського прогину відзначається надзвичайно складною геологічною будовою. Її формування відбувалося на флішовій основі одночасно з підняттям Карпатської гірської споруди. Характерними рисами зони є присутність повного комплексу нижніх і верхніх молас, а також інтенсивна складчастість із широко розвиненими плікативними та диз'юнктивними дислокаціями. У межах Внутрішньої зони виділяються дві підзони: Бориславсько-Покутська і Самбірська.

Бориславсько-Покутська підзона складена крейдово-палеогеновим флішем і нижньоміоценовими моласами та утворена системою лінійних антиклінальних складок, насунутих одна на одну в північно-східному напрямку. Північно-західні крила складок витягнуті й більш пологі порівняно з крутими, подекуди підвернутими або зрізаними поздовжніми насувами північно-східними крилами. Залежно від амплітуди поздовжніх насувів складки об'єднуються в один, два або три яруси. Яруси розсічені поперечними скидо-зсувами із відстанню між ними від кількох сотень метрів до 12-15 км. Такі порушення можуть бути спільними для всіх ярусів або стосуватися лише окремих з них. Амплітуда вертикального зміщення скидо-зсувів сягає 700 м, горизонтального – до 5 км, що зумовлює блокову будову

антиклінорію. Зовнішня межа Бориславсько-Покутського антиклінорію переважно збігається із лінією розповсюдження стебницької світи і контролюється свердловинами №1-Надвірна, №120-Гвізд, №18-Вільхівка, №18-Іваники. Південно-західна межа орієнтовно відповідає склепінній частині Борівської скиби і простежена за даними надглибокого буріння на низці структур (св. №15-Делятин, №814-Пасічна, №2-Зелена, №1-Синевидне та інших). Серед характерних особливостей підзони – наявність поперечних піднять (Старосільсько-Ходновицького, Орів-Роздольського, Майдан-Івано-Франківського, Покутсько-Буковинського) та розділових депресій (Підбузька, Волинська, Надвірнянська). За матеріалами сейсморозвідки і глибокого буріння встановлено, що в північно-західному напрямку обсяг Бориславсько-Покутської зони скорочується – передусім за рахунок випадіння третього ярусу складок і звуження першого та другого. Третій ярус структур розвинений лише в південно-східній частині Бориславського нафтогазопромислового району і містить переважно дві лінії складок, із яких гіпсометрично вище розташована північно-східна. Абсолютні відмітки покрівлі еоценових відкладів вздовж шарніру цих складок коливаються від -3838 м до -5800 м. Достовірність структурних побудов третього ярусу в цілому невисока і нерівномірна[1].

Другий ярус структур простежується вздовж усього Бориславського нафтогазопромислового району і нараховує від двох ліній антиклінальних складок на крайньому північному заході до п'яти – у Бориславському пересіченні. Абсолютні відмітки покрівлі еоценових відкладів другого ярусу змінюються від -1300 м до -6000 м. У поперечному напрямку складки центральних блоків занурюються на 2000-3000 м у бік південного заходу, тоді як на флангах ярусу занурення не перевищує 200-300 м.

Заводівська складка приурочена до другого ярусу структур і має субширотне простягання. З боків вона обмежена тектонічними порушеннями, якими також ускладнена в поперечному та поздовжньому перерізах. Поперечні порушення розділяють складку на чотири умовні ділянки.

Порушення скидового типу є екрануючими з амплітудами 70-80 м. Вісь складки орієнтована у північно-західному напрямку; склепіння розташоване в межах третьої та четвертої ділянок і оконтурюється ізогіпсами -3700 м та -3800 м. У північно-західному напрямку шарнір складки ступінчасто занурюється по поперечних порушеннях до відмітки -4100 м у межах першої ділянки. Довжина складки по шарніру становить 7,5 км, кути падіння порід на крилах – 10° - 20° . Північні крила дещо крутіші, південні – пологіші та ускладнені поздовжніми порушеннями. Блокова будова родовища встановлена сейсмозвідкою 1976 року і підтверджена результатами переінтерпретації геофізичних матеріалів з урахуванням даних глибокого буріння 1988-1989 років. З фронтального боку Заводівської складки виділяється Північно-Заводівська структура аналогічного простягання із склепінням на глибині -4200 м, яка також розділена поперечними порушеннями на чотири ділянки. До її північно-західної перикліналі примикає Південно-Іваниківська складка [1].

Перший ярус структур простягається вздовж усього району, змінюючись за шириною від 2 км до 14 км. Складки об'єднуються в одну – три лінії; до складу крайньої південно-західної лінії входить і Заводівська складка першого ярусу, яка перекриває Заводівську-II на всю її протяжність і морфологічно її повторює. Перший ярус структур перекритий відкладами Скибової зони Карпат – Береговою і Борівською скибами, насунутими в північно-східному напрямку. Структури скиб є антикліналями, розбитими численними порушеннями на блоки із частково зрізаними склепіннями та підвернутими крилами.

1.3 Нафтогазоносність Заводівського родовища

Поклади нафти та розчиненого газу Заводівського родовища пов'язані із відкладами нижньоменілітової підсвіти олігоцену, вигодської світи еоцену та ямненської світи палеогену. У відкладах вигодської світи встановлено два окремі поклади – покрівельний і підшовний (рис. 2.2, 2.3).

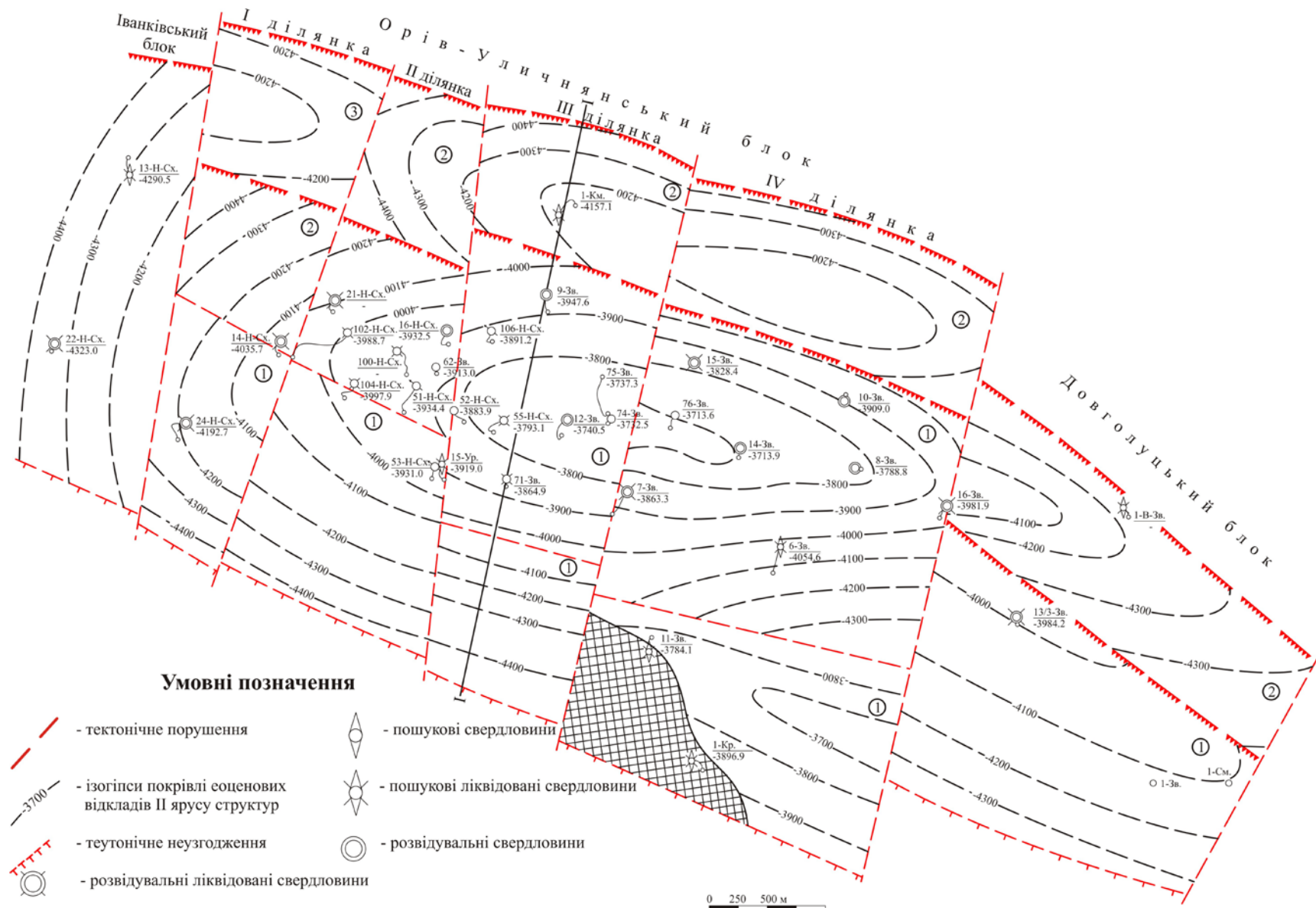


Рисунок 2.2 – Структурна карта покрівлі еоценових відкладів II ярусу структур [1]

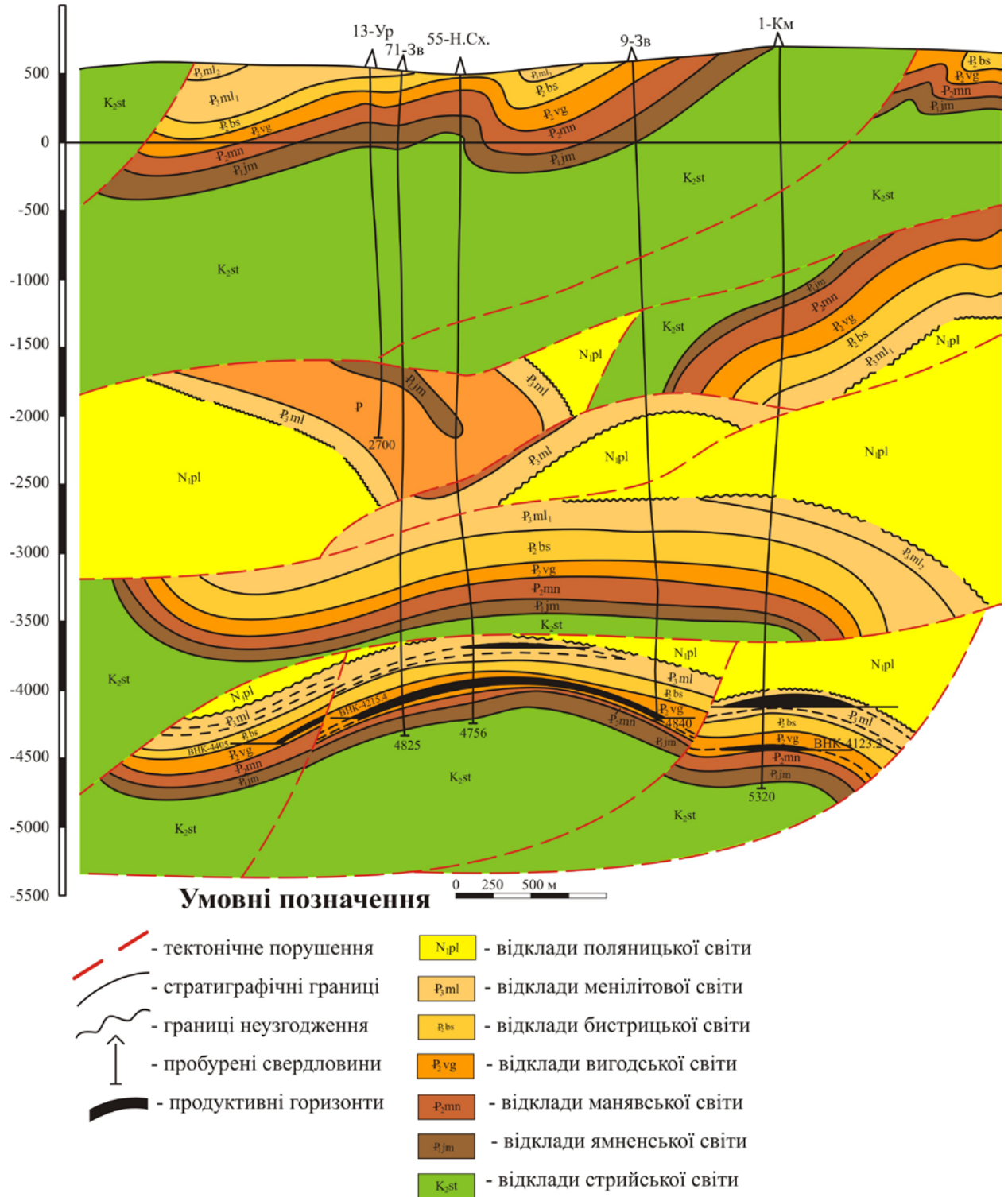


Рисунок 2.3 – Геологічний профіль по лінії I-I [1]

Більшість покладів Бориславсько-Покутської зони приурочена до конседиментаційних структур, тому важливе значення має вивчення історії їх розвитку. Палеотектонічний аналіз Заводівського підняття показав, що структура формувалася конседиментаційно під час накопичення палеогенових відкладів, а найбільш інтенсивне її зростання відбувалося в еоцені. На початок формування вигодського горизонту амплітуда структури становила близько 15 % сучасної, на початок відкладання менілітової світи – 50 %, а наприкінці олігоцену – 65 %. Остаточне формування структури відбулося під час другої фази карпатської складчастості, коли виникли й диз'юнктивні порушення, що ускладнюють сучасну будову родовища [1].

Порівняння сучасного та палеоструктурного планів свідчить про практичний збіг склепінь давнього й сучасного підняття у межах окремих структурних ярусів. Аналіз розподілу піщаного матеріалу нижньоменілітової підсвіти вказує на значну диференціацію та відсутність чітких закономірностей поширення. Ефективні товщини понад 30 м приурочені до південно-західної частини Заводівської структури в межах III ярусу складок. Піщані тіла мають переважно видовжену форму, а найперспективнішими є східні частини III та IV ділянок родовища [1].

Менілітові відклади мають неоднорідну будову: верхня і нижня частини представлені переважно аргілітами, а середня – піщаними породами. Найбільший інтерес у нафтогазоносному відношенні становить пачка клівських пісковиків, яка простежується в усіх свердловинах. Ефективні нафтонасичені товщини тут змінюються від 0 до 23,6 м, а кількість пластів-колекторів – від 3 до 10. У центральній частині Орів-Уличнянського блоку виділяються локальні ділянки з підвищеними ефективними товщинами до 20 м. На крилах структури ці значення зменшуються до 5 м. Нафтонасичені товщини пластів-колекторів змінюються від 2,4 до 14,5 м, а товщини непроникних прошарків – від 0,4 до 10 м. Загальна товщина вигодських відкладів коливається від 90 до 205 м і поступово зменшується у східному напрямку. У межах вигодської світи встановлено два поклади – покрівельний

та підошовний. Покрівельний поклад поширений переважно у східній частині родовища, де товщина колекторів досягає 17 м. Підошовний поклад розвинений у центральній та західній частинах структури, а товщина колекторів тут змінюється від 0 до 30,6 м.

Піщані пласти вигодських відкладів мають руслове походження та характеризуються значною мінливістю товщин. Так, у свердловині 1-Комарницька виділено лише один пласт пісковика товщиною 6 м, тоді як у свердловині №51-Ново-Східницька сумарна ефективна товщина сягає 37,2 м. У південно-західному напрямку товщина піщаних порід поступово зменшується. Товщина ямненських відкладів становить 83-135 м, а ефективна нафтонасичена товщина – 8,2-43,2 м. Товщина окремих пластів-колекторів переважно складає 0,8-4,6 м, іноді досягаючи 12 м. Розподіл ефективних товщин ямненських пісковиків має смугоподібний характер: зони підвищених значень чергуються з ділянками виклинювання пісковиків [1].

Морфологія палеоценового піщаного тіла свідчить про його формування в умовах дельти річки, яка впадала в басейн із північно-східного борту Передкарпатського прогину. За результатами промислово-геофізичних досліджень у свердловинах виділено об'єкти, які випробовувалися під час і після буріння. У результаті робіт у ряді свердловин отримано припливи нафти й газу, зокрема у свердловинах №№14,16,51-Ново-Східницька та №62-Заводівська. У деяких свердловинах зафіксовано припливи води з плівкою нафти або розгазований буровий розчин. Частина об'єктів виявилася без припливу флюїдів. Після завершення буріння виконували комплекс геофізичних досліджень, цементування експлуатаційних колон та перфорацію продуктивних інтервалів [1].

Промислові припливи нафти й газу отримано у свердловинах №№8, 9, 10, 12, 14, 74, 76-Заводівські та №№14, 16, 51, 52, 53, 106-Ново-Східницькі. Дебіти нафти змінювалися від 0,005 до 768 м³/добу. Депресії під час досліджень становили від 4,5 до 41,2 МПа.

1.4 Постановка геологічного завдання

Заводівське нафтове родовище розташоване у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і характеризується складною блоково-складчастою тектонічною будовою. Основна геологічна проблема полягає в тому, що безпосереднє вивчення порід-колекторів за керновим матеріалом на родовищі є обмеженим через недостатній вихід керну та нерівномірне охоплення продуктивних інтервалів. За таких умов єдиним надійним і безперервним джерелом інформації про літологічний склад розрізу, колекторські властивості та характер насичення пластів є матеріали геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Геологічна задача бакалаврської роботи полягає у комплексній інтерпретації даних ГДС з метою вирішення двох взаємопов'язаних завдань:

1. Виділення порід-колекторів у розрізі свердловин. Необхідно встановити інтервали залягання проникних порід-колекторів у відкладах ямненської, манявської та вигодської світ на основі якісних і кількісних ознак за даними електричного каротажу (БКЗ, БК, БМК), методу потенціалів власної поляризації (ПС), гамма-каротажу (ГК), нейтронного (НГК, НК) та акустичного (АК) каротажу. Окремим завданням є визначення ефективних товщин продуктивних пластів

2. Оцінка фільтраційно-ємнісних параметрів (ФЄП) колекторів. На основі петрофізичних залежностей і кількісної інтерпретації даних ГДС необхідно визначити основні параметри порід-колекторів:

- пористість (K_p);
- нафтогазонасиченість ($K_{нг}$) і водонасиченість (K_v);
- проникність ($K_{пр}$).

2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ЗАВОДІВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Загальна характеристика методів геофізичних досліджень свердловин

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) є одним із ключових інструментів вивчення геологічних розрізів нафтогазових свердловин. Вони дозволяють отримати комплексну інформацію про фізичні властивості гірських порід, флюїдів і структуру геологічного розрізу без відбору керну, що значно знижує вартість і тривалість бурових робіт.

Методи ГДС базуються на реєстрації різноманітних фізичних полів, що виникають природним чином або збуджуються штучно в присвердловинному просторі. Кожен із методів характеризується власними фізичними принципами, областю застосування та набором вирішуваних геолого-геофізичних задач.

Відповідно до фізичної основи досліджуваних властивостей виділяють такі основні групи методів ГДС:

- електричні методи – базуються на вимірюванні питомого електричного опору і поляризаційних властивостей гірських порід;
- радіоактивні методи – використовують природну або штучно збуджену радіоактивність гірських порід;
- акустичні методи – реєструють пружні хвилі, що поширюються у гірських породах та флюїдах;
- термічні методи – базуються на вимірюванні температури і теплового потоку;
- магнітні методи – досліджують магнітне поле та силу тяжіння Землі;
- ядерно-магнітний резонанс (ЯМР) – визначає пористість і властивості флюїдів, що насичують поровий простір.

Комплексне застосування цих методів дає змогу отримати детальну характеристику геологічного розрізу, достовірно виділити продуктивні

горизонти та визначити їх підрахункові параметри.

Сучасний розвиток технологій ГДС пов'язаний із широким впровадженням цифрових методів вимірювань і передачі даних, інтеграцією штучного інтелекту та машинного навчання в інтерпретацію каротажних матеріалів.

Серед ключових технологічних інновацій виділяють:

- вимірювання у процесі буріння (LWD/MWD) – дозволяють отримувати дані ГДС у режимі реального часу безпосередньо в ході проходки, що дає змогу оперативно коригувати траєкторію свердловини і уникати аварій.

- свердловинні телеметричні системи – забезпечують передачу даних на поверхню через бурову колону або акустичні канали зв'язку.

- сканери стовбура свердловини (FMI, STAR) – формують детальні зображення стінок свердловини із роздільною здатністю до декількох міліметрів, що дозволяє вивчати тріщинуватість і седиментаційні текстури порід.

- ядерно-магнітний резонансний каротаж (ЯМР) – визначає розподіл розмірів пор і вільний флюїдний об'єм, що є критично важливим для оцінки продуктивності нетрадиційних колекторів.

Алгоритми машинного навчання дедалі більше впроваджуються для автоматизованої інтерпретації геофізичних досліджень свердловин: нейронні мережі навчаються виявляти кореляції між каротажними кривими і петрофізичними параметрами гірських порід, встановленими за результатами вивчення керну, що суттєво прискорює процес інтерпретації та підвищує її відтворюваність.

Хмарні платформи і великі дані (Big Data) відкривають нові можливості для інтеграції свердловинних даних у масштабах родовищ і басейнів, при цьому забезпечують більш обґрунтовані рішення при плануванні пошукового і розвідувального і буріння.

2.2 Умови проведення геофізичних досліджень свердловин

На Заводівському родовищі пробурено пошукові, розвідувальні та експлуатаційні свердловини глибиною від 4502 до 5610 м. Геофізичні дослідження у свердловинах проводилися Прикарпатською експедицією геофізичних досліджень свердловин. Основними геологічними об'єктами, що детально вивчалися методами ГДС, були менілітові відклади олігоцену, вигодські відклади еоцену та ямненські відклади палеоцену Заводівської глибинної складки другого ярусу структур.

Питома густина промивної рідини, яка застосовувалась для розкриття продуктивних горизонтів складала 1240-1660 кг/м³. Буровий розчин оброблявся реагентами: КМЦ, КССБ, гематитом, баритом, графітом, нафтою, хлористим калієм, хлористим кальцієм, кальцинованою содою.

Питомий електричний опір промивної рідини в пластових умовах змінюється від 0,25 до 0,46 Омм. Застосування добавок призвело до підвищення мінералізації промивної рідини і відповідно до зниження її питомого опору до 0,025- 0,09 Омм (св. №№9, 14-Заводівські, №№13, 24, 51, 53-Ново-Східницькі, 15-Урицька). Добавки дещо змінюють електрохімічну активність порід і, в першу чергу, нівелюють криву ПС. Застосування високо мінералізованих рідин знижувало можливості якісної та кількісної інтерпретації деяких матеріалів електрометричних досліджень [1].

Мінералізація пластових вод визначалась в лабораторії бурових організацій на пробах, відібраних в процесі випробування об'єктів (табл. 2.1) [1].

Питомий електричний опір пластових вод визначався за величиною мінералізації із врахуванням температури на глибині розташування продуктивного інтервалу. Температура визначалась за даними вимірювань геотермічного градієнту. На Заводівському родовищі вимірювання виконувались в свердловині № 14-Ново-Східницька для вигодських і ямненських відкладів, а у розташованих поблизу – в свердловині №1-

Станиська Одержані результати співпадають.

Таблиця 2.1 – Мінералізація і питомий електричний опір пластових вод в колекторах Заводівського родовища [1]

№ Свердловини	Інтервал випробування	Горизонт випробування	Мінералізація пластових вод, г/л	Питомий електричний опір ρ_v^t , Омм
12-Завода	4250-4185	Менілітова світа	79,14	0,03
24-Н.Сх.	5045,0-5165	Вигодська світа	318,75	0,012
	5045,0-5180	Вигодська світа	260,99	0,012
	5070,0-5048,0	Вигодська світа	340,33	0,012
	5046,0-5109,0	Вигодська світа	308,99	0,012
	5048,0-5070,0	Вигодська світа	316,16	0,012
22-Н-Сх	5047,0-5138,0	Вигодська світа	389,48	0,012
22-Н-Сх	5047-5138,0	Вигодська світа	249,09	0,013
	5047/0-5138/0	Вигодська світа	286,46	0,0121
24-Н-Сх	5272,0-5400,0	Ямненська світа	255,10	0,0125
53-Н-Сх	4817,0-4932,0	Ямненська світа	196,19	0,0145
	4898,0-4940,0	Ямненська світа	202,60	0,0140
	4819,0-4930	Ямненська світа	220,95	0,0140
6-Завода	4871,0-4806,0	Ямненська світа	171,91	0,0152
	4871,0-4806,0	Ямненська світа	191,1	0,0142

2.3 Комплекс методів геофізичних досліджень свердловин Заводівського родовища

З метою вивчення продуктивної частини геологічного розрізу в розвідувальних свердловинах Заводівського родовища використовувався комплекс геофізичних досліджень, який дозволив виконати літологічне розчленування геологічного розрізу, кореляцію розрізів свердловин, виділити пласти-колектори та розділити їх на продуктивні і водоносні, а також визначити коефіцієнтів пористості та нафтонасичення.

У комплекс промислово-геофізичних робіт входили такі методи досліджень (рис. 2.1) [1]:

- стандартний електрокаротаж (СК);
- бокове каротажне зондування (БКЗ);
- кавернометрія і мікрокавернометрія (ДС і МДС);
- боковий каротаж (БК);
- боковий мікрокаротаж (БМК);
- індукційний каротаж (ІК);
- радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ІННК);
- акустичний каротаж (АК);
- резистивіметрія;
- термометрія;
- інклінометрія;
- газовий каротаж.

Вивчення технічного стану стовбура свердловини і обсадної колони проводилось методами [1]:

- акустичного цементоміра (АКЦ),
- термометрії,
- магнітного локатора муфт (МЛМ).

Стандартний каротаж проводився по всьому розрізу свердловин. Дані методу в комплексі з самочинною поляризацією (ПС) використовувались як геологічний документ для розчленування і кореляції стратиграфічних одиниць, а також загальної оцінки перспективності розрізу. Стандартний каротаж виконувався градієнт-зондом А2, ОМ 0,5 N і потенціал зондом N6,ОМО,5 А при використанні апаратури КСП або N11М 0,5А – апаратури ЕІМ з одночасною реєстрацією кривої ПС. Масштаб запису кривих позірної опору (ПО) – 5,0 мм/см і кратні 5, кривої ПС – 5, 10, 12, 5 мВ/см. Масштаб глибин 1:500 [1].

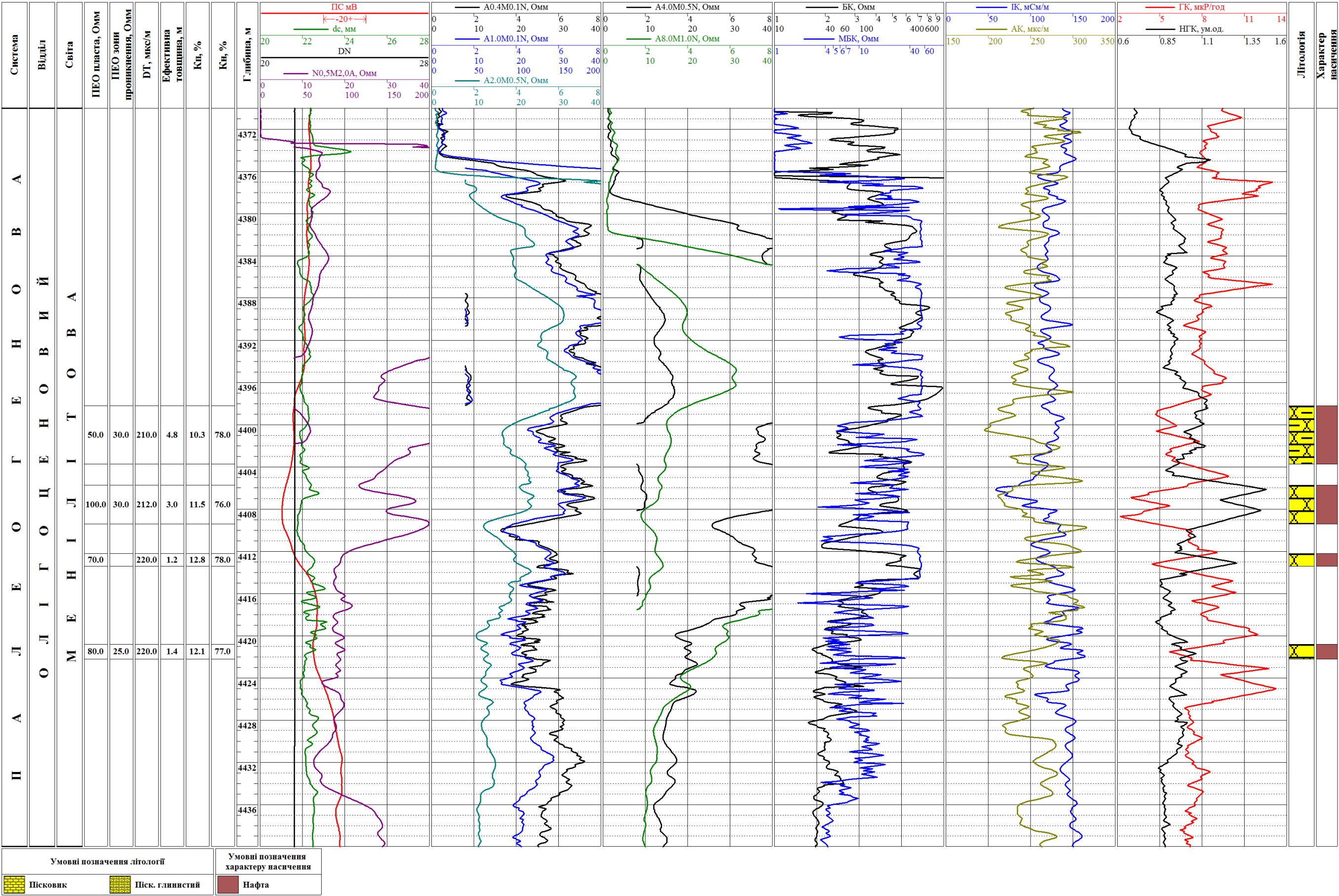


Рисунок 2.1 – Планшет комплексу промислово-геофізичних методів дослідження свердловин Заводівського родовища (св.№62)

Бокове каротажне зондування (БКЗ) проводилось набором підошовних градієнт-зондів АО,4МО,1N; А1,ОМО,1N; А2,ОМО,5N; А4,ОМО,5N; А8,ОМІ,0N і покрівельним градієнт-зондом N0,5M4,0A (інколи N0,5M2,0A). Реєстрацію кривих виконували у масштабі глибин 1:200. Основний масштаб запису становив 5 Ом·м/см, а в окремих випадках застосовувався масштаб 1 Ом·м/см. Одночасно проводилась реєстрація кривої ПС. Дослідження здійснювались із використанням глибинної апаратури типу АБКТ, Е1Б та КСП-2. Матеріали БКЗ використовували для визначення питомого опору пластів і параметрів зони проникнення, оцінки характеру насичення, розрахунку коефіцієнта нафтонасичення, а за необхідності – і коефіцієнта пористості (свердловини №9 та №75-Заводівські, №104-Ново-Східницька, №1-Комарницька). У зв'язку з високою мінералізацією пластових рідин характер кривих зондування проти більшості виділених пластів-колекторів є переважно двошаровим. Лише для окремих високопористих пластів спостерігались ознаки як підвищеного, так і пониженого проникнення.

Криві методу потенціалів самочинної поляризації через високу мінералізацію рідин не дають повного уявлення про фізико-хімічні процеси на межі свердловина-пласт і використовувались тільки для якісної інтерпретації данх ГДС.

Мікрокавернометричні дослідження (МДС) у свердловинах Заводівського родовища проводились в інтервалах виконання БКЗ. Метод застосовувався для виділення ущільнених (піщаних) пластів, визначення інтервалів каверноутворення, а також виявлення глинистої кірки навпроти пластів-колекторів. Дослідження виконувались із використанням апаратури типу КС-3, СКП-1 та СКО-11.

Боковий каротаж (БК) виконувався апаратурою АБКТ, ТБК з застосуванням зондового пристрою $\frac{A_e}{1.6} 0.03 \frac{A_o}{0.15} 0.03 \frac{A_e}{1.6}$ Горизонтальний масштаб запису кривих визначався типом апаратури, що використовувалась,

і був як логарифмічний (в основному з модулем 6,25 см), так і лінійний (в основному 1 Ом/см і кратне 3). Швидкість запису 1000-2000 м/год. Результати бокового каротажу разом з результатами БКЗ використовувались для визначення питомих опорів пластів, а разом з результатами радіоактивного каротажу і інших методів для виділення ефективних товщин в інтервалі пласта-колектора [1].

Боковий мікрокаротаж (БМК) виконувався апаратурою КМБК, КМБК-3М, МБК і КМБ-3. Горизонтальний масштаб запису основний 1 Ом/см і кратні 5. Швидкість запису 600-1000 м/год. Дані запису кривих мікробокового каротажу використовувались для визначення коефіцієнта пористості.

Вимірювання кривих індукційного каротажу (ІК) проводилися з використанням зонда 6ФІ та апаратури АІК-3, АІК-4 і АІК-М. Реєстрація кривих здійснювалась в одиницях електропровідності (мСм/см), а в окремих випадках результати перераховувались у значення питомого опору (Ом·м). Горизонтальний масштаб запису становив 12,5 або 25 мСм/см, швидкість реєстрації – від 1000 до 20000 м/год. Матеріали індукційного каротажу використовувались для уточнення питомого електричного опору водонасичених пластів, а також для більш точного визначення меж водо- та нафтоносних інтервалів.

Акустичний каротаж (АК) виконувався апаратурою СПАК-2М, СПАК-4М і СПАК-8 з застосуванням зондових пристроїв $1_2 0,4$ $1_1 1,2$ П, $1_2 0,5$ 1_1 , $1,2$ П. Одночасно реєструвались криві інтервального часу (Т), часу розповсюдження пружної хвилі від першого (T_1) і другого джерела (T_2), амплітуди пружних хвиль (A_1 і A_2) і логарифм відношення цих амплітуд (кривої затухання). Масштаб запису кривої ΔT становить 10 або 12,5 мкс/м/см, кривих T_1 і T_2 – 150 мкс/см, амплітудних кривих A_1 і A_2 – 0,5 В/см, кривої затухання 2 дБ/см. Швидкість реєстрації кривих 800-1000 м/год. Матеріали акустичного каротажу були основними при розрахунку пористості пластів-колекторів [1].

Методи радіоактивного каротажу проведені в усіх свердловинах Заводівського родовища. Реєстрації кривих виконувались в основному за допомогою апаратури типу ДРСТ-3 і тільки в деяких свердловинах апаратурою ДРСТ-1 і ДРСТ-2. При НГК використовувались полонієві-берилієві джерела потужністю від $5,7$ до $9,4 \cdot 10^6$ нейтр/с довжина зонда 60 см. Швидкість реєстрації кривих ГК і НГК складає $600-10000$ м/год. Масштаб запису кривої ГК витримувався в основному $1 \frac{\text{мкр}}{\text{год}}, \text{см}$ а для кривих НГК- $0,05 - 0,1$ ум.од/см. Дані ГК і НГК разом з даними інших методів використовувались для розчленування розрізу, виділення пластів-колекторів, визначення глинистості, ефективних товщин, пористості [1].

Газокаротажні дослідження виконувались за методикою газового каротажу після буріння.

Резистивеметрію використовували з метою визначення питомого електричного опору промивних рідин під час буріння, випробування і експлуатації. Викривлення стовбура свердловини визначалось інклінометрами типу СТ-200, КІТ через кожні $10-25$ м по всьому стовбуру.

Оцінка якості цементування обсадних колон проводилась методами АКЦ- і ГГК. Акустичне цементування виконувалось приладами АКЦ-1, АКЦ-Д з реєстрацією кривих T_n , A_k , A_n , по яких оцінювалась якість зчеплення цементного кільця з колоною (крива A_k) і з породою (A_n). По кривій ГГК разом з іншими методами визначалась наявність цементу в затрубному просторі.

Термометричні дослідження проводились для визначення працюючих пластів і за колонних перетоків. Реєстрація кривих термометрії проводилась в працюючих свердловинах.

Розкриття продуктивних горизонтів проводилось кумулятивними перфораторами типу ПКС-80, ПКС-105, КПРУ-65 або фільтром з щільністю $10-30$ отворів на погонний метр. Усі види геофізичних досліджень виконувались каротажними станціями типу АКС-Л-7, перфораторними

лабораторіями типу ЛПС-4, 5, 6 з використанням одножильних і трьохжильних кабелів типу КГ-1-53-180; КГ-3-67-180; КГ-1-53-80. При газокаротажних дослідженнях застосовувались станції АГКС-4АЦ.

У свердловині №102-Новосхідницька в інтервалі глибин 4570-4780 м геофізичні дослідження свердловин не виконувались через технічні ускладнення, пов'язані із залишенням у стовбурі УБТ. У результаті цього менілітові відклади залишилися не дослідженими методами каротажу.

Згідно з наведеними даними, найбільш неповно виконаними виявилися дослідження методом БМК у 13 свердловинах (№№7, 9, 10, 62, 74, 75, 76-Заводівські; №№51, 102, 104, 106-Новосхідницькі; №15-Урицька; №1-Комарницька) та методом АК у 9 свердловинах (№№7, 8, 9, 74, 75-Заводівські; №№16, 22, 104, 106-Новосхідницькі). Основними причинами неповного виконання комплексу ГДС були складні свердловинні умови, зокрема ускладнення в процесі буріння та малий діаметр стовбура свердловин.

Якість виконаних геофізичних досліджень задовільна і в цілому відповідає основним вимогам «Стандарту організації України. Геофізичні дослідження (каротаж) свердловини».

Висновок

Отже, умови проведення геофізичних досліджень свердловин Заводівського родовища характеризуються значними глибинами буріння, складними геолого-технічними умовами та високою мінералізацією пластових і промивних рідин, що ускладнювало інтерпретацію окремих методів електрометрії. Використаний комплекс геофізичних досліджень забезпечив детальне вивчення геологічного розрізу, виділення пластів-колекторів, оцінку їх колекторських властивостей і характеру насичення. Незважаючи на окремі випадки неповного виконання комплексу ГДС через технічні причини, якість проведених досліджень є задовільною та відповідає вимогам чинних стандартів.

3 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ ТА ОЦІНКА ЇХ ЕФЕКТИВНОЇ ТОВЩИНИ

3.1 Геолого-геофізична характеристика геологічного розрізу

За результатами комплексу промислово-геофізичних досліджень свердловин Заводівського родовища проводилось вивчення ємнісних властивостей пластів-колекторів. Дані визначення пористості на взірцях керну в лабораторних умовах не забезпечують повної характеристики колекторських властивостей продуктивних товщ.

Порівняння результатів, отриманих за результатами геофізичними матеріалами та дослідженнями керну, показало, що значення пористості, визначені за даними ГДС, переважно є вищими за лабораторні визначення на керновому матеріалі. Такого роду розбіжність пояснюється тим, що високопористі різновиди гірських порід рідко зберігаються та виносяться на поверхню під час буріння. В більшості випадків дослідження взірців керну характеризують породи як неколектори, тоді як колекторські різновиди трапляються лише епізодично.

Комплекс геофізичних досліджень свердловин, проведений під час буріння свердловин Заводівського родовища, дозволив із доволі високою достовірністю визначати ефективні товщини пластів, їх пористість та нафтонасиченість. Водночас через складну геологічну будову розрізу відбір кернового матеріалу був обмеженим.

Негативний вплив на інтерпретацію результатів ГДС мало також використання високомінералізованих промивних рідин, питомий електричний опір яких був меншим за 0,1 Омм і близьким до опору пластових вод. Це суттєво обмежувало можливості застосування методики визначення пористості за питомим електричним опором зони проникнення за даними БКЗ.

Основою для розрахунку пористості слугували переважно матеріали

акустичного каротажу, оброблені за різними методиками. Додатково оцінка пористості виконувалась за результатами бокового мікрокаротажу.

При розрахунку нафтонасиченості використовувався метод питомого електричного опору визначеного за даними інтерпретації бокового каротажного зондування і бокового каротажу (залежність типу $K_n=f(K_p)$), а також статистичний метод. При підрахунку запасів вуглеводнів перевага надавалась статистичному методу, оскільки одержані цим способом значення були усереднені.

За даними геофізичних досліджень свердловин, результатів випробування і експлуатації на Заводівському родовищі виділено чотири підрахункові об'єкти [1]:

– **I об'єкт** – нижньоменілітові відклади (св. №№6, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 62, 71, 74, 76-Заводівські; №№13, 14, 16, 22, 24, 51, 52, 53, 55, 104, №106-Ново-Східницькі; №1-Комарницька; №15-Урицька);

– **II об'єкт** – покрівельний горизонт вигодських відкладів (св. №№6, 8, 15, 16-Заводівські);

– **III об'єкт** – підшовна частина вигодських відкладів (св. №№9, 12, 14, 15, 62, 71, 74, 75-Заводівські; №№13, 14, 16, 22, 24, 51, 52, 53, 55, 102, 194, 106-Ново-Східницькі; №1-Комарницька; №15-Урицька);

– **IV об'єкт** – ямненські відклади (св. №№6, 7, 10, 12, 14, 15, 62, 71, 74, 76-Заводівські; №№13, 22, 24, 52, 53, 55-НовоСхідницькі; №1-Комарницька; №15-Урицька).

З огляду на складність геологічної будови під рахункових об'єктів і розрізів свердловин в цілому при пошуку та розвідці покладів Заводівського родовища слід передбачувати широке проведення часових замірів методом бокового каротажу, термометрії по визначенню фільтраційно-ємкісних властивостей порід-колекторів, забезпечити максимальну повноту комплексу геофізичних досліджень свердловин при якісній та кількісній достовірності параметрів, що реєструються.

3.2 Закономірності розповсюдження продуктивних горизонтів та ефективних товщин

Поклади нафти та розчиненого газу Заводівського родовища пов'язані із відкладами нижньоменілітової підсвіти олігоцену, вигодської світи еоцену та ямненської світи палеогену. У відкладах вигодської світи встановлено два незалежні поклади: у підошовній та покрівельній частині.

Більшість покладів нафти і газу Бориславсько-Покутської зони пов'язані з конседиментаційними структурами, тому важливе значення має дослідження історії їх геологічного розвитку. Палеотектонічний аналіз Заводівського підняття, виконаний методом ізопахічного трикутника, показав, що структура формувалася конседиментаційно та успадковано протягом накопичення палеогенових відкладів. Найбільш інтенсивний етап її росту припадав на час відкладання еоценових осадів. На початок накопичення вигодських відкладів амплітуда структури становила близько 15 % від сучасної, на початок формування менілітової світи – близько 50 %, а наприкінці олігоцену досягала 65 %. Аналіз потужностей відкладів свідчить, що, незважаючи на ранньопалеогеновий початок формування, остаточне становлення структури відбулося під час другої фази карпатської складчастості – на початку баденського часу. Саме тоді сформувалися диз'юнктивні порушення, які ускладнюють сучасну будову структури.

Порівняння сучасного та палеоструктурного планів показує, що склепіння палеопідняття і сучасної структури, зміщеної внаслідок насувних процесів, у межах окремих структурних ярусів практично збігаються.

Аналіз розподілу піщаного матеріалу нижньоменілітової підсвіти свідчить про його значну диференціацію, що ускладнює встановлення чітких закономірностей поширення. Зони ефективних товщин понад 30 м приурочені переважно до південно-західної частини Заводівської структури в межах III ярусу складок. Загалом смуги підвищених ефективних товщин простягаються впоперек карпатського напрямку та розділяються ділянками

знижених товщин і зонами відсутності піщаних порід. Подібна картина спостерігається і в межах другого ярусу структур.

Піщано-глинисті літофаціальні комплекси із вмістом піщаного матеріалу 20-40 % поширені локально, а самі піщані тіла мають видовжену форму. Найбільш перспективними щодо нафтогазоносності є східна частина III та IV ділянок родовища.

Менілітові відклади характеризуються неоднорідною будовою: покрівельна та підшовна частини представлені переважно аргілітами, тоді як у середній частині розвинені піщані різновиди. Найбільший інтерес у нафтогазоносному відношенні становить пачка клівських пісковиків, яка простежується у всіх свердловинах. Ефективні нафтонасичені товщини цієї пачки змінюються від 0 до 23,6 м, а кількість пластів-колекторів – від 3 до 10 при загальній товщині 4,8-23,6 м.

Чітких закономірностей у розподілі ефективних товщин клівського горизонту не встановлено. У центральній частині II та III ділянок Орів-Уличнянського блоку виділяються локальні зони з підвищеними товщинами близько 20 м, тоді як у північно-західному напрямку спостерігається регіональне збільшення потужностей. Крила Заводівської структури характеризуються порівняно невеликими значеннями ефективних товщин – близько 5 м.

Кількість пластів-колекторів, виділених у нафтоносному розрізі – від 3 до 6. Нафтонасичені товщини змінюються в них від 2,4 м до 14,5 м, непроникливі пропластки, які розділяють їх, коливаються в межах від 0,4 м до 10 м.

Загальна товщина вигодських відкладів змінюється в межах від 90 м до 205 м, причому максимальними значеннями характеризується західна частина Заводівського родовища (район свердловини №24-Н.Сх.). На схід загальна товщина вигодських відкладів поступово зменшуються до 192 м (ділянка II) та 156 м (ділянка III), а також 145 м (ділянка IV). В товщі вигодських відкладів встановлено два поклади, це покрівельний і

підшовний.

У покрівельному вигодському покладі пласти-колектори виділяються тільки у східній частині родовища в межах ділянки IV (район свердловин №6, 8, 9 10-Заводівські). Товщини порід-колекторів тут коливаються в межах від 0 м до 17 м. Кількість пластів-колекторів, виділених в нафтоносному розрізі – від 3 до 6 при товщині від 1 м до 5,6 м. Нафтонасичена товщина в свердловинах змінюється від 5,6 м до 16,4 м. Товщини непроникних пропластків, які розділяють пласти-колектори до – 4 м.

У підшовному вигодському покладі пласти-колектори виділяються у західній і центральній частинах структури, в межах ділянок I, II, III. Товщина їх змінюється в межах від 0 до 30,6 м. Товщини окремих пластів-колекторів змінюються в межах від 0,8 м до 4,8 м при загальній кількості пластів від 2 до 12. Непроникні пропластки, які розділяють продуктивні товщі за товщиною складають від 1,2 м до 8 м.

Піщані пласти вигодських відкладів у поперечному перетині Заводівської структури чітко відображають їх руслове походження, що проявляється у значній диференціації як сумарних ефективних товщин, так і потужностей окремих пластів.

Зокрема, у свердловині №1-Комарницька, розташованій у межах Північно-Заводівської структури, виділено лише один пласт пісковиків товщиною близько 6 м. Натомість у свердловинах №9-Заводівська, №16-Ново-Східницька та особливо №51-Ново-Східницька, які приурочені до Заводівської структури, сумарні ефективні товщини піщаних порід збільшуються відповідно до 30,2; 21,4 та 37,2 м.

У південно-західному напрямку спостерігається поступове зменшення товщин піщаних відкладів: у свердловині №15-Урицька їх потужність становить лише 11,6 м, а у ще більш віддаленій на південний захід свердловині №24-Східницька – близько 7 м.

Загальна товщина ямненських відкладів коливається в межах від 83 до 135 м. Сумарна ефективна нафтонасичена товщина в ямненському покладі

змінюється від 8,2 м до 43,2 м. Товщини пластів-колекторів коливаються від 0,8 м до 4,6 м, а в окремих випадках досягають 12 м. Непроникні пропластки мають товщини, яка змінюється від 0,8 до 3 м, а зрідка – до 6 м.

Розподіл ефективних товщин і літофацій піщаних порід ямненської світи у межах Бориславського НПР має смугоподібний характер. Смуги підвищених значень ефективних товщин розділені зонами понижених значень і цілковитою відсутністю ямненських пісковиків. Північна область підвищених значень ефективних товщин охоплює в числі інших Заводівську – III структуру, Орів-Уличнянський блок Станільської, Семигинівської та Заводівської-II складок. На захід від цієї зони товщини ямненських пісковиків зменшуються до повного вклинювання. Значна диференціація значень ефективних товщин спостерігається у межах Заводівської складки II. Так у свердловині №15-Урич значення ефективної товщини складає 25 м, а в бік склепіння структури збільшується до 43-47 м. В цілому морфологія палеоценового піщаного тіла дозволяє припустити про його формування в дельті ріки, яка впадала в басейн з північно-східного борту Передкарпатського прогину [1].

3.3 Виділення колекторів і визначення ефективних товщин

До колекторів віднесені породи, які здатні вміщати нафту, газ або воду і віддавати їх під час розробки. За умовами утворення колектори Заводівського родовища відносяться до осадових відкладів, за речовим складом – до теригенного типу, за морфологією порового простору – до порового типу (між зернові або гранулярні) з незначними проявами тріщинуватості. Величина тріщинної пористості невеликої частини колекторів за даними деяких дослідників складає 0,2 %-0,4 5%. Порові колектори менілітових, еоценових і палеоценових відкладів Заводівського родовища вважаються складними. Складними вважаються ті колекторри, які мають одну з таких ознак: складний мінералогічний склад

породоутворюючих речовин, включаючи високий вміст глинистих матеріалів; складну структуру мінералів; складну структуру порового простору. Через труднощі при кількісній оцінці параметрів тонких пластів за даними ГДС до складних колекторів відносяться також усі пласти з товщиною менше ніж 1,5 м [2, 3].

При сучасному апаратурному і методичному забезпеченні геофізичних досліджень всі підрахункові параметри (ефективна товщина $h_{\text{еф}}$, коефіцієнти пористості – K_p і нафтогазонасиченості – $K_{\text{нг}}$) можуть бути визначені тільки у пластах і прошарках товщиною більшою ніж 1,5 м]. У пластах малої товщини ($1,5 \text{ м} > h_{\text{еф}} > 0,5 \text{ м}$) за матеріалами ГДС визначають ефективні товщини і коефіцієнти пористості; коефіцієнти нафтогазонасиченості можуть бути впевнено встановлені лише для окремих випадків у колекторах без проникнення або з малою глибиною проникнення [2, 3].

За характером змочувальності поверхні твердої фази колектори Заводівського родовища відносяться до гідрофільних.

Для виділення порід-колекторів Заводівського родовища та оцінки характеру їх насичення використовувались результати усіх методів геофізичних досліджень свердловин, лабораторні дослідження кернавого матеріалу, висновки за результатами інтерпретації ГДС, результати випробування свердловин тощо.

Основою для виділення колекторів є комплекс геофізичних досліджень у масштабі глибин 1:200 і дані випробування. На діаграмах геофізичних досліджень свердловин у продуктивних відкладах за якісними та кількісними ознаками виділялись можливі пласти-колектори. Ознаки наявності порід-колекторів у геологічному розрізі свердловин Заводівського родовища стали:

- максимальні значення питомих електричних опорів пластів до 200 Омм;
- наявність глинистої кірки (за кавернограмою);
- низька природна гамма-активність порід (2-8 мкР/год),
- проміжні значення НГК (2,0-3,5 ум.од.);

- ΔT рівне 190-250 мкс/м;
- від'ємні амплітуди потенціалів самочинної поляризації.

Виходячи із наявного комплексу матеріалів ГДС, можна зробити висновок, що жоден із методів не дає повної та однозначної відповіді при виділенні колекторів, а тільки доповнює один одного. Значну роль при виділенні колекторів відіграють прямі ознаки наявності вуглеводнів в колекторах, одержані при проведенні газового каротажу після буріння (рис. 3.1) хоча і нема чіткого розмежування на колектори та неколектори (від методу ще і не вимагається), однак отримані аномалії вказують на наявність в цих інтервалах колекторських різновидностей.

Щодо визначення ефективної товщини пластів-колекторів, то при цьому із загальної товщини (H_z) пластів виключались характерні непроникні прошарки щільних аргілітів та пісковиків. Щільні прошарки пісковиків виділялись по високим, майже до граничних значень питомих електричних опорів на кривих МБК і низькими значеннями інтервального часу на кривих акустичного каротажу ($\Delta T < 90$ мкс/м). Щодо прошарків глинистих порід, то тут в першу чергу вони характеризуються підвищеною гамма-активністю (в першу чергу на фоні низьких її значень, що характерні для порід-пісковиків), низькими питомими електричними опорами на кривих БК, МБК, дещо збільшеними значеннями діаметра свердловини на кривих кавернометрії (мікрокавернометрії).

З метою обґрунтування якісних та кількісних характеристик пісковиків і алевролітів з метою їх розподілу на колектори і неколектори враховувались погіршення колекторських властивостей, яке в першу чергу пов'язане із збільшенням кількості цементуючого матеріалу. Збільшення кількості цементуючого матеріалу (карбонатного або кременевого) призводить до появи високоомних прошарків на діаграмах бокового та мікробокового каротажів.

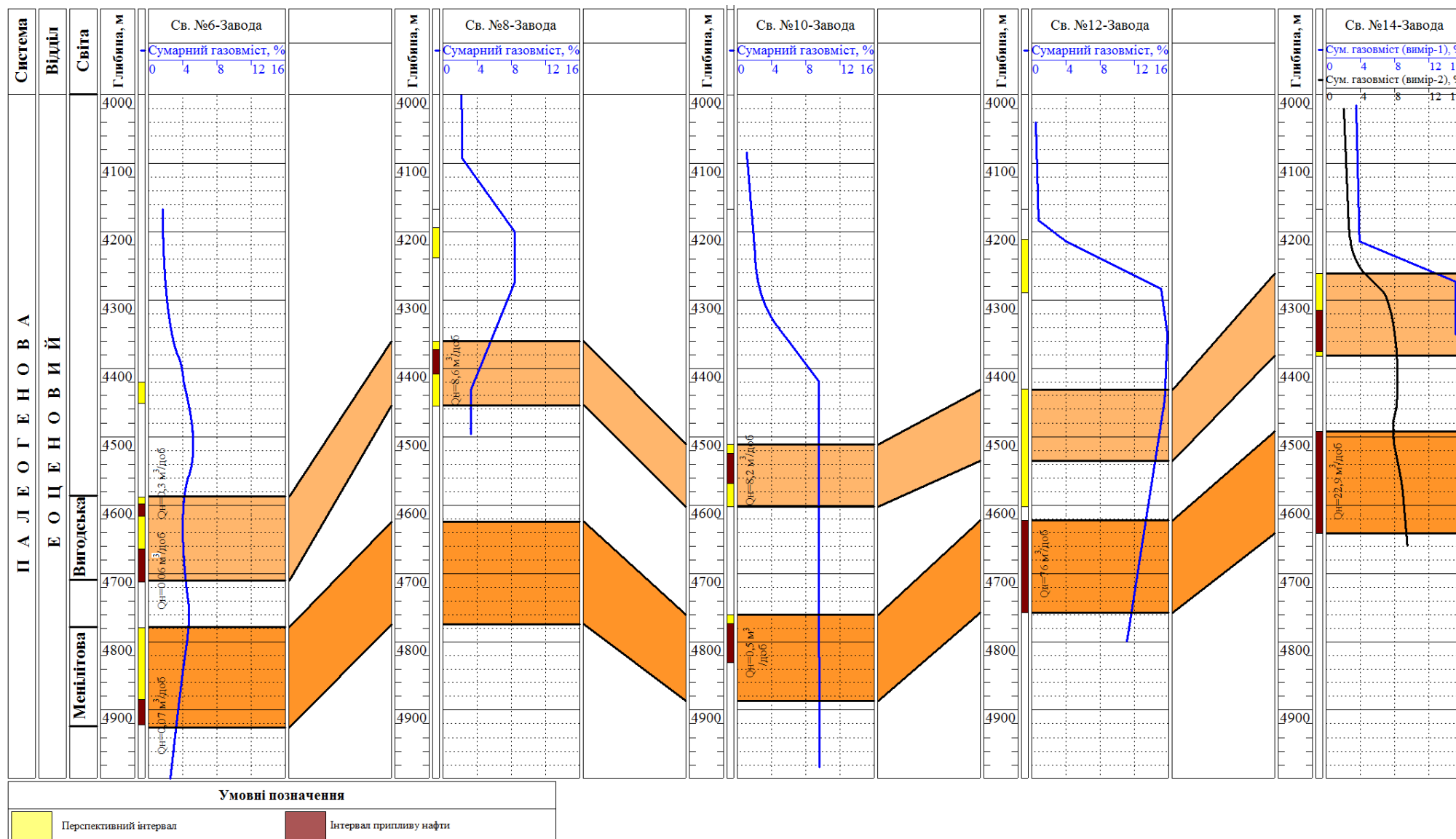


Рисунок 3.1 – Результати газокаротажних досліджень свердловин Заводівського родовища

На кривих гамма-каротажу граничне значення, при якому гірська порода відноситься до колектора чи неколектора перебуває на рівні 6-8 мкР/год і залежить від діаметра стовбура свердловини, типу промивної рідини, свердловинної апаратури а також інших причин технічного характеру.

Зважаючи на усі вище вказані критерії, визначення ефективної товщини порід-колекторів Заводівського родовища виконувалось у два етапи. На першому етапі за результатами комплексу методів ГДС було виділені усі можливі пласти-колектори. За граничними геофізичними ознаками виключались щільні та глинисті прошарки. Після визначення за методами ГДС пористості пластів-колекторів уточнювались їх ефективні товщини. До уваги бралися пласти із пористістю рівною або більшою 7 %. Такі значення пористості при підрахунку запасів вуглеводнів вважались за кондиційні.

Висновок

Отже, результати комплексу геофізичних досліджень свердловин Заводівського родовища дозволили детально вивчити колекторські властивості продуктивних горизонтів, визначити ефективні товщини, пористість і нафтонасиченість пластів. Встановлено, що основними продуктивними об'єктами є нижньоменілітові, вигодські та ямненські відклади, для яких характерна значна літологічна та фаціальна неоднорідність. Аналіз закономірностей поширення ефективних товщин підтвердив вплив конседиментаційного розвитку структури та палеогеографічних умов на формування колекторів. Незважаючи на складні геолого-технічні умови, обмежений винос керну та вплив високомінералізованих промивних рідин, застосований комплекс ГДС забезпечив достатню достовірність оцінки фільтраційно-ємкісних властивостей порід-колекторів і дав можливість обґрунтувати критерії виділення продуктивних пластів.

4 ОЦІНКА КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗАВОДІВСЬКОГО РОДОВИЩА

4.1 Визначення коефіцієнта пористості пластів-колекторів

У зв'язку із недостатньою представленістю продуктивного розрізу керновим матеріалом оцінка ємнісних властивостей порід здійснювалась переважно за результатами геофізичних досліджень свердловин. На родовищах Прикарпаття найбільш поширеними є методики визначення пористості, що ґрунтуються на даних акустичного каротажу, електричних методів каротажу (БКЗ, БМК) та методу самочинної поляризації.

4.1.1 Метод самочинної поляризації. У більшості свердловин Заводівського родовища через високу мінералізацію промивної рідини та вплив хімічних реагентів на електрохімічні процеси в породах криві ПС характеризуються низькою амплітудою, а навпроти окремих пластів вони практично не диференціюються. За таких умов ефективність методу суттєво знижується, тому його застосування для визначення коефіцієнта пористості при підрахунку запасів є недоцільним.

4.1.2 Метод електричних опорів. Оскільки криві бокового каротажного зондування мають переважно двошаровий характер, достовірність визначення питомого електричного опору зони проникнення є обмеженою. У зв'язку із цим визначення пористості за результатами БКЗ виконувалось лише у тих свердловинах, де були відсутні дані інших методів для оцінки коефіцієнта пористості (св. №9, №75-Заводівські та №104-Новосхідницька).

В основі методики визначення коефіцієнта пористості за даними питомого електричного опору лежить залежності між коефіцієнтом пористості водонасичених порід і їх питомим електричним опором [2, 3]:

$$P_n = f(K_n), \quad (4.1)$$

де P_{Π} – параметри пористості (відносний питомий електричний опір);

K_{Π} – коефіцієнт пористості.

Для колекторів менілітових і еоценових відкладів родовищ Бориславсько-Покутської зони запропоновано універсальні залежності відповідно [1, 4]:

$$P_{\Pi} = \frac{0,96}{K_{\Pi}^{1,76}}, \quad (4.2)$$

$$P_{\Pi} = \frac{1,35}{K_{\Pi}^{1,7}}, \quad (4.3)$$

Ці залежності побудовані для поверхневих умов. Для врахування термобаричних умов користувалися емпіричною залежністю [3]:

$$P_{\Pi} = \frac{a}{K_{\Pi}^m}, \quad (4.4)$$

де «а» і «m» значення постійних в базовій залежності для поверхневих умов і визначались із рівнянь [1]:

$$a = a_o - 0,098 \cdot P_z^{0,228} \quad 0,0981; \quad (4.5)$$

$$m = m_o + 0,057 \cdot P_z^{0,336} \quad 0,0981, \quad (4.6)$$

де P_z – гірський тиск, який розрахований за формулою [1, 5]:

$$R = \frac{0,137H}{0,09981}, \quad (4.7)$$

де H – глибина залягання, м.

Залежності побудовані при насиченні керну високомінералізованою водою (200 г/л) і не враховують явищ поверхневої провідності. Тому в роботі

[5] Шеленко В.Й. провівши лабораторні дослідження для фіксованого ефективного тиску при температурі 50 °С для різних мінералізацій, пропонує залежності за формулою 4.3 з врахуванням поверхневої провідності (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Залежність параметру пористості (P_n) від пористості (K_n) ρ із різною мінералізацією розчину [1]

Питомий електричний опір розчину, Омм	Тиск, МПа	Залежність
1,4	40	$P_n = 0,76 \cdot K_n^{-1,6}$
0,3	40	$P_n = 0,78 \cdot K_n^{-1,72}$
0,08	40	$P_n = 0,78 \cdot K_n^{-1,9}$
0,05	40	$P_n = 0,75 \cdot K_n^{-1,96}$
0,03	40	$P_n = 0,72 \cdot K_n^{-2,1}$

Для визначення пористості нафтоносних пластів методом опорів використовувалась залежність [1, 4, 5]:

$$K_n = \left(\frac{a \cdot Q \cdot \rho_\phi}{\rho_{зп}} \right)^{\frac{1}{m}}, \quad (4.8)$$

де K_n – коефіцієнт пористості;

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

ρ_ϕ – питомий електричний опір фільтрату бурового розчину, Омм;

Q – поправний коефіцієнт за залишкову нафтонасиченість;

«а» і «m» – структурні коефіцієнти, визначені лабораторними дослідженнями.

Вихідними даними для ви числення коефіцієнтів пористості пласта є опори промитої зони, визначені за даними МБК. Коефіцієнти «а» і «m» приймали із наведених вище залежностей параметра пористості від коефіцієнта пористості для різних мінералізацій насичуючої рідини.

Скориставшись результатами лабораторних досліджень ЦНДЛ по витісненню нафти і газу водою, згідно з якими залишкова нафта і газ займає 30 % і більше порового простору поправний коефіцієнт приймали рівним 2 [5] Шеленко В.Й..

Не в усіх випадках якість реєстрації кривих МБК була достатньо високою, що, відповідно, знижувало достовірність визначення питомого опору зони проникнення. У зв'язку із цим метод визначення коефіцієнта пористості за даними МБК не міг використовуватись як основний при підрахунку запасів нафти. Лише у свердловинах, де акустичний каротаж не проводився, розрахунок коефіцієнта пористості за матеріалами МБК приймався авторами як основний метод (св. №8, №74-Заводівська та №106-Новосхідницька).

4.1.3 Визначення пористості за даними акустичного каротажу. Перевагою визначення пористості за даними акустичного каротажу, порівняно з іншими методами, є вища точність отриманих результатів. На достовірність цього методу незначною мірою впливають технічний стан свердловини, хімічний склад та фізичні властивості промивної рідини, за винятком випадків значного збільшення діаметра стовбура свердловини. В більшій мірі на точність методу впливають такі фактори:

- глинистість колектора;
- залишкова нафтогазонасиченість;
- штучна тріщинуватість присвердловинної частини порід.

Широкого застосування для визначення пористості одержав спосіб за рівнянням середнього часу [2]:

$$\Delta T = \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{эл} \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (4.9)$$

де $\Delta T_{пл}$ – заміряний інтервальний час навпроти досліджуваного пласта мкс/м;

$\Delta T_{\text{ск}}$, ΔT_p – інтервальний час в скелеті породи і рідини, що насичує породу, мкс/м;

$K_{\text{гл}}$ – коефіцієнт глинистості.

Для визначення пористості використовувався також спосіб, що базується на експериментальних залежностях:

$$\Delta T = f(K_n), \quad (4.10)$$

$$K_n = f(\Delta T), \quad (4.11)$$

які встановлюються шляхом лабораторних досліджень кернавого матеріалу, відібраного із даного геологічного об'єкту, в термобаричних умовах.

Дослідження зразків керна Заводівського родовища дозволило встановити залежність між інтервальним часом і пористістю при ефективному тиску 50 МПа [1]:

$$\Delta T = 170,14 + K_n \cdot 4,40338, \quad r=0,9 \quad (4.12)$$

$$K_n = -30,7754 + \Delta T \cdot 0,187114, \quad r=0,9 \quad (4.13)$$

При $K_n=0$, $\Delta T_{\text{ск}}=170,14$ мкс/м.

Отримане значення використовувалось у рівнянні середнього часу. Результати опису шліфів та дані гамма-каротажу свідчать про незначну глинистість піщано-алевролітових порід. Породи з переважно глинистим цементом трапляються рідко, тоді як карбонатна та кремениста складові цементуючої речовини за своїми акустичними характеристиками близькі до властивостей породного скелета. У зв'язку з цим поправка на глинистість при використанні рівняння середнього інтервального часу не враховувалась.

Лабораторні дослідження показали, що різниця у швидкостях пружних хвиль в породах, насичених різними флюїдами нівелюється зі збільшенням тиску на скелет породи. Присутність нафти спричиняє зниження швидкості в

атмосферних умовах на 16 % і в породах з низькою стисливістю на 10 %. За тиску 40 МПа, зменшення швидкості не перевищує 7% і 3 % [6, 7]. За глибокого проникнення фільтрату бурового розчину поправки на залишкові нафту і газ можуть бути не нижчі. Оскільки радіус дослідження акустичним методом у більшості свердловин не перевищує 10-20 см і знаходиться в межах зони проникнення фільтрату, то поправка за залишкову нафту не вводилась. З врахуванням лабораторних досліджень і рекомендацій роботи [5] рівняння інтервального часу для визначення коефіцієнту пористості приймає вигляд:

$$K_{\pi} = \frac{\Delta T_{\text{пл}} \left(\frac{H}{3000} \right)^{0,06} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_{\text{р}} - \Delta T_{\text{ск}}}, \quad (4.14)$$

Розраховані значення коефіцієнту пористості за рівнянням середнього інтервального часу трохи вищі від значень, що розраховані за залежністю, яка встановлена за даними лабораторних досліджень.

Грицишин В. І. у роботі [7] для підвищення достовірності визначення під рахункових параметрів вивчив петрофізичні характеристики зразків порід Заводівського родовища. Усі дослідження проводились в умовах близьких до пластових з врахуванням літології і віку порід. За результатами цих робіт виведені петрофізичні зв'язки. Які автори підрахунку запасів використовували при визначенні коефіцієнту пористості (рис. 4.1):

$$P_{\pi} = 0,7727 \cdot K_{\pi.в}^{-2,12}, \quad R=-0,82, \quad (4.15)$$

$$K_{\pi} = 0,236 \cdot \Delta T - 5,397 \cdot \Delta I_{\gamma} - 38,117, \quad R=0,45 \quad (4.16)$$

де P_{π} – параметр пористості (відносний питомий електричний опір);

ΔT – інтервальний час мкс/м;

$K_{\pi.в}$ – коефіцієнт відкритої пористості;

ΔI_{γ} – подвійний різницекий параметр інтенсивності природного гамма-випромінювання.

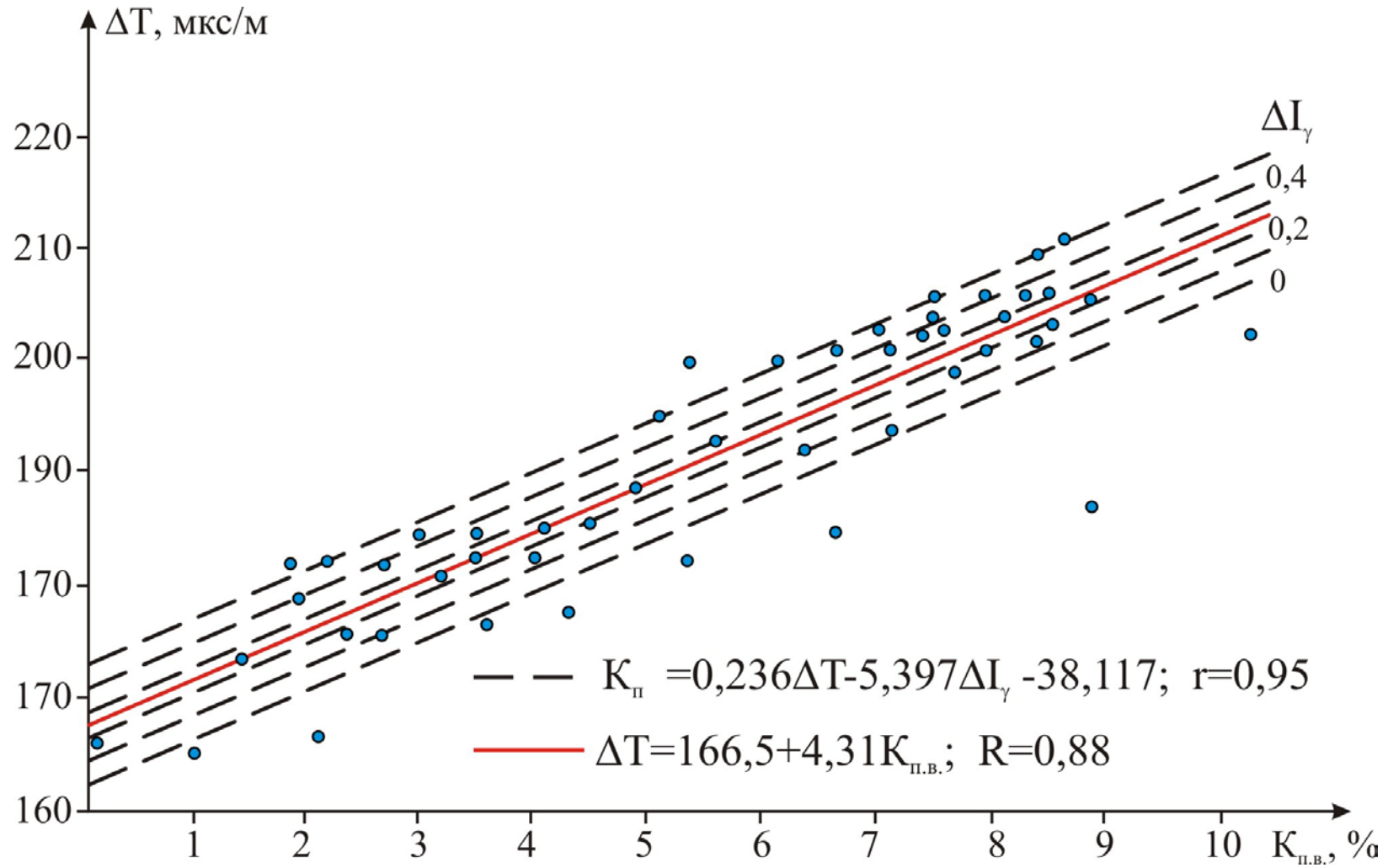


Рисунок 4.1 – Номограма для визначення пористості за даними акустичного і гамма-каротажу для Заводівського родовища [1]

У покрівельному вигодському покладі варіація значень коефіцієнта пористості не перевищує 10 %.

Для підшовного вигодського покладу в нафтонасиченій частині коефіцієнт пористості змінюється в межах від 2,4 % до 29,2 %. Винятком є свердловина №53-Новосхідницька, де значення пористості коливаються від 7,6 % до 13,5 %. У водонасиченій частині цього покладу коефіцієнт пористості змінюється від 4,6 % до 17,4 %.

У ямненському покладі в нафтонасиченій частині коефіцієнт пористості змінюється від 4,9 % до 22,5 %, тоді як у водонасиченій частині – від 0,9 % до 29,1 %. Винятком також є свердловина №53-Новосхідницька, де амплітуда зміни пористості досягає 73,5 %.

4.2 Визначення коефіцієнта нафтонасиченості

Для визначення коефіцієнта нафтонасиченості застосовувався загально прийнятий метод електричних опорів. При розрахунку використовувалась рекомендована у роботі [7]:

$$K_n = f(P_n), \quad (4.17)$$

де K_n – коефіцієнт нафтонасичення;

P_n – параметр насичення.

У процесі досліджень методом капілярного тиску із водоносного пласта витіснялась вода. На кожній із ступені замірявся питомий електричний опір моделі. Як результат отримали рівняння [1]:

$$K_n = 1 - \left(\frac{\rho_{вп}}{\rho_n} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (4.18)$$

де ρ_n – питомий електричний опір нафтонасиченого пласта, за даними БКЗ, БК, Омм;

$\rho_{вп}$ – питомий електричний опір того ж пласта за умови 100 %-ної

водонасиченості, Омм.

Розрахунок опору водонасиченості пласта проводився за формулою з врахуванням величини параметру пористості і опору пластової води із заданими температурами [1]:

$$\rho_{dg} = P_{\pi} \cdot \rho_B^t, \quad (4.19)$$

Параметр пористості розраховувався згідно з залежністю [1]:

$$P_{\pi} = f(K_{\pi}), \quad (4.20)$$

Питомий електричний опір пластових вод ρ_B визначався за даними мінералізації цих вод кожного покладу з врахуванням температури свердловин під час проведення ГДС.

За даними роботи Грицишина В.І. [7] визначення коефіцієнта нафтонасичення ґрунтуване на використанні петрофізичних зв'язків між коефіцієнтом водонасиченості, питомим опором нафтонасиченого пласта і пористістю. Для вигодських і ямненських відкладів Заводівського родовища ці зв'язки виражені такими рівняннями (рис. 4.2; 4.3) [1]:

$$P_{\pi} = 1,018 \cdot K_{\pi}^{-2,125}, \quad R = -0,91 \quad (4.21)$$

$$K_{B.3} = 159,6 / \exp(0,147 K_{\pi}); \quad R = 0,8 \quad (4.22)$$

де K_B – коефіцієнт водонасичення;

$K_{B.3}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення.

Для підрахунку запасів приймалися значення коефіцієнтів нафтонасиченості, які визначені методом статистичного аналізу. Ці дані, визначені за методом опорів і отримані шляхом розрахунку по залишковій водонасиченості наносились на графік залежності типу $K_{\pi} = f(K_{\pi})$, (рис. 4.4). Визначені за цим графіком значення коефіцієнту нафтонасиченості приймалися для підрахунку запасів.

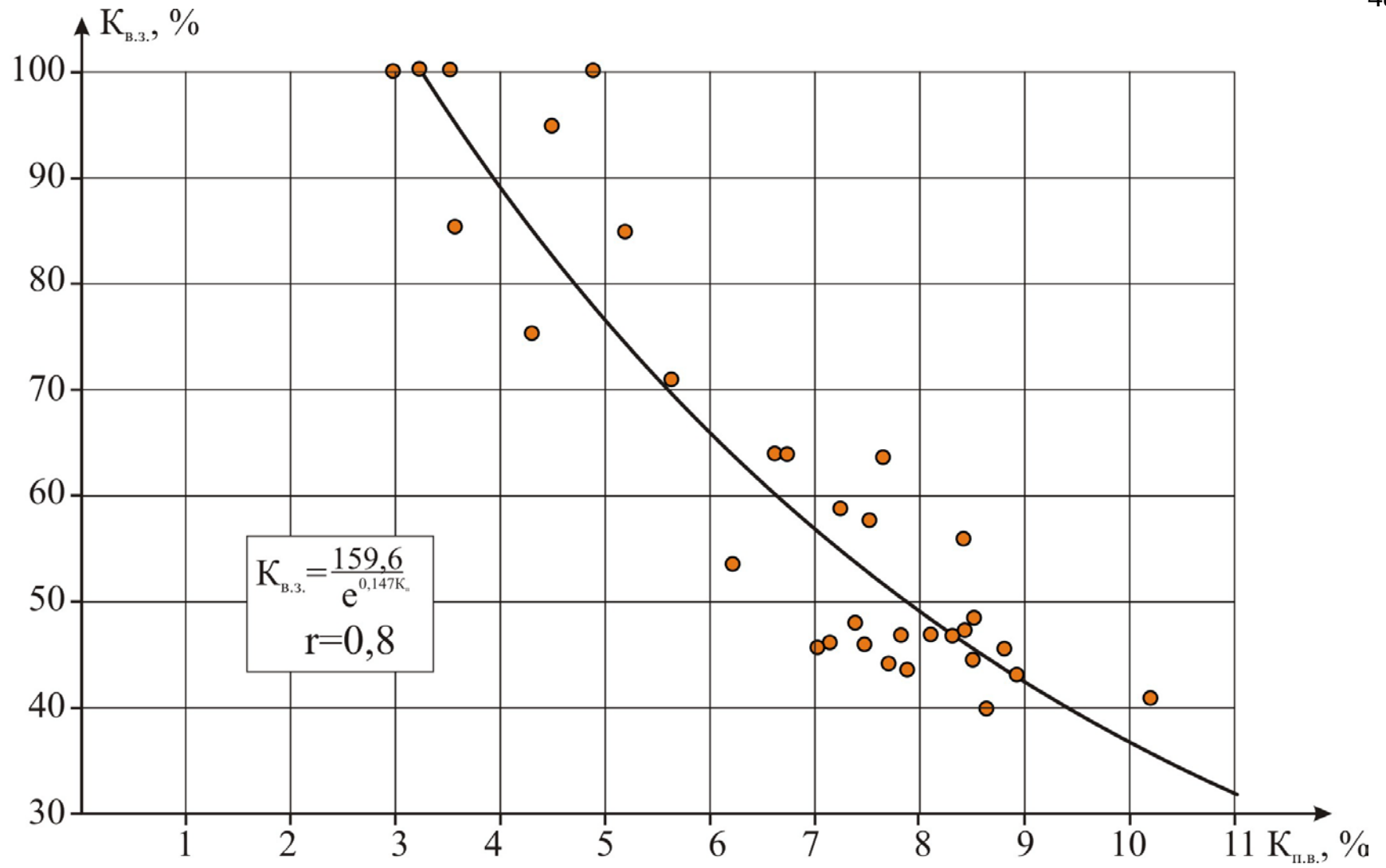


Рисунок 4.2 – Залежність залишкової водонасиченості від відкритої пористості

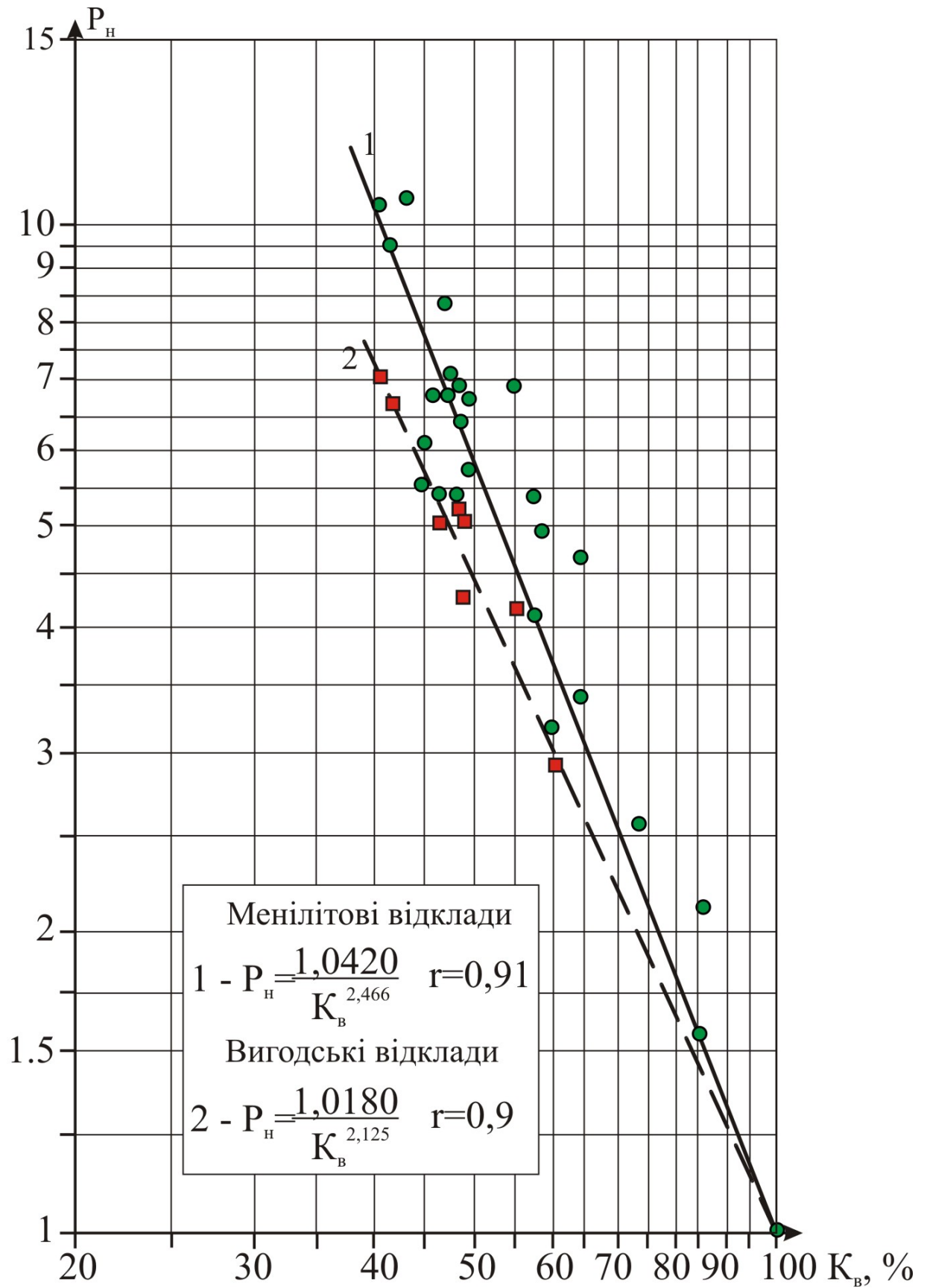


Рисунок 4.3 – Залежність коефіцієнта водонасиченості від коефіцієнта збільшення опору

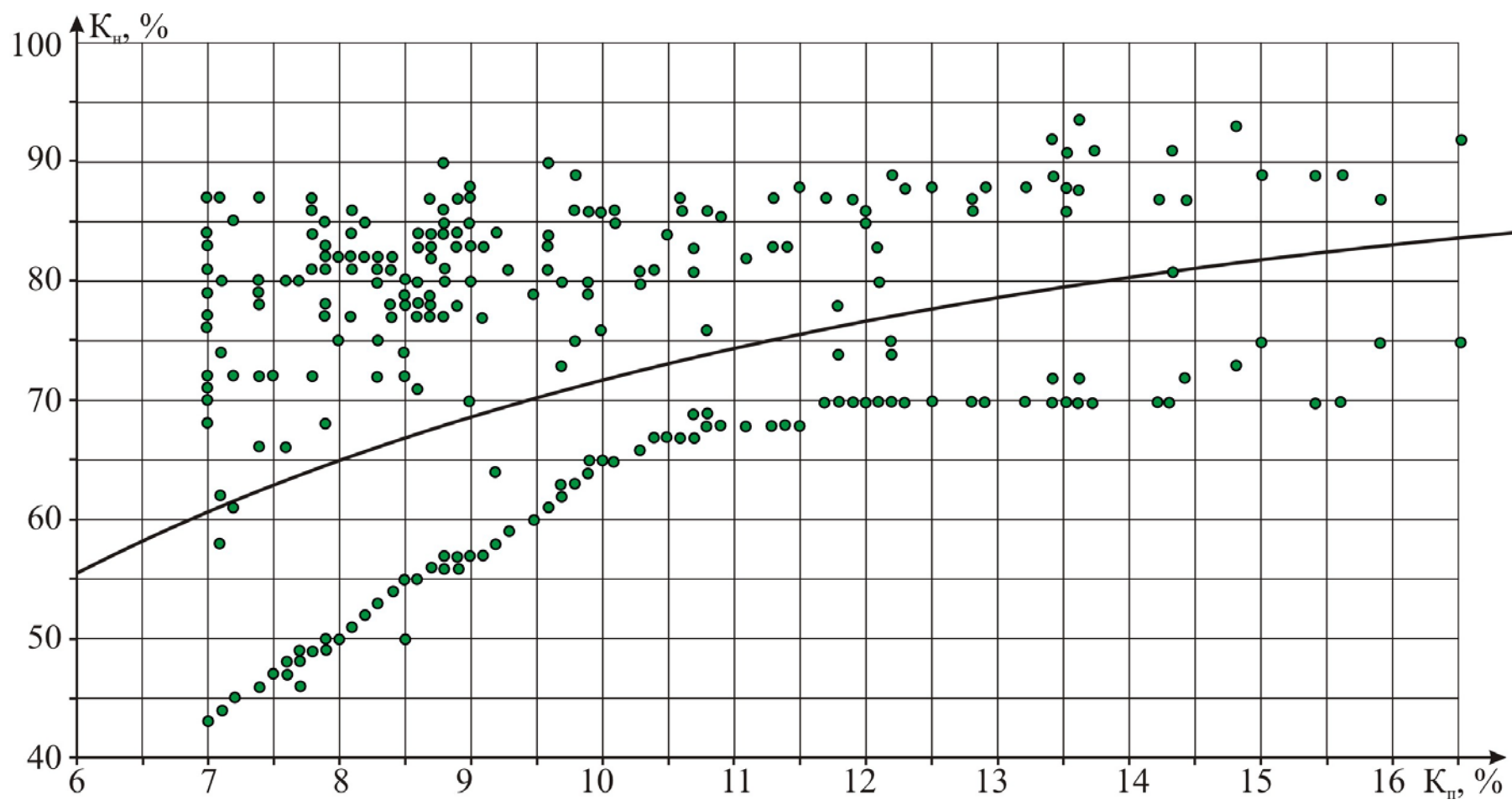


Рисунок 4.4 – Залежність коефіцієнта насиченості від коефіцієнта пористості

4.3 Обґрунтування показників кондицій щодо нижньої межі параметрів

При підрахунку запасів нафти в неоднорідних колекторах основні труднощі пов'язані з відсутністю достатньо надійного способу встановлення кондиційних меж між породами-колекторами та неколекторами.

Відповідно до сучасних уявлень виділяють три кондиційні межі колекторів. Перша межа визначає значення, починаючи з якого породи, окрім залишкової води, здатні вміщувати нафту та газ. Друга межа відповідає мінімальним параметрам колектора, за яких фазова проникність для нафти й газу стає більшою за нуль. Третя кондиційна межа характеризує мінімальні значення колекторських параметрів, при яких за максимально можливих технологічних показників розробки експлуатація свердловин є економічно доцільною.

Проблемами вивчення петрографічних та фільтраційно-ємкісних властивостей із метою обґрунтування кондицій колекторів Передкарпаття займалися численні дослідники, зокрема В. М. Бортницька, Г. Ф. Пономарчук, Р. Н. Засадний, З. В. Ляшевич та Л. М. Кузьмик.

Приймаючи кондиційне значення проникності на рівні $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², автори дійшли висновку, що нижня межа пористості не є сталою величиною, а безпосередньо залежить від типу породи. При переході до порід із переважанням дрібнопіщаних та алевролітових фракцій нижня межа пористості зростає. Встановлені залежності дозволили точніше оцінити взаємозв'язок між пористістю та проникністю.

На основі аналізу геолого-промислових матеріалів свердловин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину З. В. Ляшевич і Л. М. Кузьмик [4] дійшли висновку, що кондиційні межі колекторів доцільно визначати за статистичними залежностями між приведеним коефіцієнтом продуктивності та абсолютною проникністю, отриманою за результатами лабораторних досліджень керну, а також між абсолютною проникністю та відкритою пористістю. При цьому рекомендується така послідовність:

- визначення граничного приведенного коефіцієнта продуктивності свердловин з урахуванням конкретних техніко-економічних та промислово-технологічних умов родовища;
- встановлення за цим коефіцієнтом нижньої межі проникності;
- визначення за нижньою межею проникності відповідної нижньої межі пористості.

Для обґрунтування кондиційних значень підрахункових параметрів Заводівського родовища авторами роботи [6] були досліджені колекторські властивості 46 зразків керну, відібраних зі свердловин №6, №10, №11, №14-Заводівські, №24 та №53-Ново-Східницькі, а також №79-Старо-Самбірська:

$$K_{в.з} = 159,6 \cdot e^{-0,147} \cdot K_{н.г} = 0,8 \quad (4.23)$$

$$K_{пр.ф} = 0,8 \cdot 10^{-0,068} \cdot K_{н.г} = 0,96 \quad (4.24)$$

де $K_{п.в}$ – коефіцієнт відкритої пористості, %;

$K_{в.з}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення, %;

$K_{пр.ф}$ – коефіцієнт фазової проникності по гексану в присутності залишкової води в породі, мкм^2 .

Застосування даних залежностей дозволяє підвищити достовірність оцінки граничних значень нижньої границі пористості при підрахунку запасів вуглеводнів.

За результатами досліджень кернавого матеріалу, отриманого із вигодських та ямненських відкладів Заводівського родовища встановлено, що граничні значення фазової проникності знаходяться у межах $(0,05-0,2)10^{-3} \text{ мкм}^2$, а в середньому можуть бути прийняті як $0,125 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Цьому значенню фазової проникності відповідає кондиційне значення пористості, що становить 7 %.

На основі результатів ГДС, виконаних у свердловині №62-Завода нами визначено такі підрахункові параметри як: $h_{еф}$, $K_{п}$, $K_{н}$. (рис. 2.1, табл. 4.2)

Таблиця 4.2 – Результати комплексної інтерпретації даних ГДС у свердловині №62-Завода

№ п/п	Інтервал залягання, м		h, м	ΔT , мкс/м	ρ_p , Омм	ρ_{zp} , Омм	K_p , %	K_n , %	Літологічна характеристика	Характер насичення
	покрівлі	підосви								
1	4398,2	4403,7	4,8	210	50	30	10,3	78	Пісковик глинистий	Нафта
2	4405,7	4409,4	3	212	100	30	11,5	76	Пісковик	Нафта
3	4412,2	4413,4	1,2	220	70	0	12,8	78	Пісковик	Нафта
4	4420,8	4422,2	1,4	220	80	25	12,1	77	Пісковик	Нафта

Висновок

У розділі виконано оцінку колекторських властивостей продуктивних відкладів Заводівського родовища за даними геофізичних досліджень свердловин і лабораторного аналізу керну. Встановлено, що основним методом визначення пористості є акустичний каротаж, який забезпечує найбільш достовірні результати в умовах недостатнього кернового матеріалу. Для оцінки нафтонасиченості застосовано метод електричних опорів та статистичні петрофізичні залежності.

Дослідження показали значну неоднорідність колекторських властивостей продуктивних горизонтів. За результатами аналізу керну та петрофізичних залежностей обґрунтовано кондиційне значення пористості для колекторів Заводівського родовища на рівні 7 %, що відповідає граничному значенню фазової проникності $0,125 \cdot 10^{-3}$ мкм².

ВИСНОВКИ

За результатами написання бакалаврської роботи можна зробити такі висновки:

1. Заводівське нафтове родовище приурочене до другого ярусу структур Бориславсько-Покутської підзони Передкарпатського прогину. Основними продуктивними об'єктами є відклади ямненської світи палеоцену, вигодської світи еоцену та нижньоменілітової підсвіти олігоцену.

2. Для дослідження геологічного розрізу свердловин Заводівського родовища застосовано типовий комплекс методів ГДС. Умови проведення досліджень ускладнювалися застосуванням високомінералізованих промивних рідин.

3. За комплексом якісних і кількісних геофізичних ознак у розрізі свердловини №62 виділено пласти-колектори.

4. За рівнянням середнього інтервального часу та петрофізичними залежностями, встановленими за результатами лабораторних досліджень керну в пластових термобаричних умовах, отримано достовірні значення пористості.

5. Коефіцієнт нафтонасиченості визначено методом електричних опорів із використанням петрофізичних залежностей. Розрахунки виконано на основі рівнянь Арчі-Дахнова з урахуванням параметра пористості, питомого опору пластових вод і температурних умов на глибинах залягання покладів.

Застосований комплекс методів ГДС і методика їх інтерпретації забезпечили достатню достовірність оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в умовах обмеженого кернавого матеріалу. Отримані результати підтверджують доцільність комплексного підходу до інтерпретації даних ГДС і можуть бути використані при уточненні геологічних моделей та підрахунку запасів вуглеводнів Заводівського родовища.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Геолого-економічна оцінка запасів нафти і розчиненого газу Заводівського Львівської області (2 книги, I папка). НДПІ ПАТ “Укрнафта”. Івано-Франківськ. 2004 р. 216 с.
2. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об’ємним методом: Методичні вказівки. Київ-Львів, ДКЗ України, Львів УКРДГІ, 2010. 46 с.
3. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин: навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
4. Ляшевич З.В., Кузьмик Л.М. Методика определения кондиционных значений коллекторов Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Вища школа. Випуск 15, 1976.
5. Шеленко В.И. “Изучение влияния давления и температуры на электрические свойства пород в сверхглубоких скважинах Внутренней зоны Предкарпатского прогиба”. Івано-Франківськ, 1972 р. ФондиЦНДЛ.
6. Комплексное изучение физических свойств коллекторов месторождений Предкарпатья. Звіт ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта» по темі 25Ц03.03.87/01.55.
7. Грицишин В.І, Гранін О.О. та ін. До методики оцінки нижніх значень колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття. Зб. ”Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ”, № 26, 1989 р., с.8-9.
8. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Використання результатів геофізичних досліджень свердловин для виділення порід-колекторів Заводівського родовища та оцінки їх фільтраційно-ємнісних параметрів»

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 57 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 14 слайдів.

_____ Дарина ЯНІШЕВСЬКА