

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Яворський Олег Олегович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на
(назва роботи)

Монастирчанському родовищі за результатами геофізичних досліджень
свердловин

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 _____
О. О. Яворський
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник _____
Федоришин Сергій Дмитрович, к.геол.н., доцент
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

доцент _____
В. В. Федорів
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

м. Івано-Франківськ — 2026 рік

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри НГГ

доц. Федорів В.В.

“___” _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Яворському Олегу Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на Монастирчанському родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин

Керівник роботи Федоришин Сергій Дмитрович

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “07” квітня 2026 р. № 165/7.

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2026 року

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

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

1) Геологічна будова Монастирчанського родовища.

2) Геофізичні дослідження геологічного розрізу свердловин Монастирчанського родовища.

3) Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловин Монастирчанського родовища.

4) Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин Монастирчанського 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

6.Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 07 квітня 2026 р.**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Геологічна будова Монастирчанського родовища.	07.04.2026-15.04.2026	виконано
2.	Геофізичні дослідження геологічного розрізу свердловин Монастирчанського родовища.	16.04.2026-27.04.2026	виконано
3.	Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловин Монастирчанського родовища.	28.04.2026-11.05.2026	виконано
4.	Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин Монастирчанського родовища.	12.05.2026-12.06.2026	виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень.	13.06.2026-15.06.2026	виконано
	Вступ.		
	Перелік посилань на джерела.		
	Висновки.		

Студент

(підпис)

Яворський О.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Федоришин С.Д.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на Монастирчанському родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин» містить 52 сторінки, 2 таблиці, 9 рисунків та 8 джерел використаної літератури.

Бакалаврська робота присвячена дослідженню питань виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на Монастирчанському нафтогазоконденсатному родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин. У роботі проаналізовано геологічну будову родовища, літолого-стратиграфічні особливості розрізу, тектонічні умови та нафтогазоносність продуктивних горизонтів.

Основну увагу зосереджено на інтерпретації матеріалів комплексу геофізичних досліджень свердловин, що включає електричні, радіоактивні, акустичні та нейтронні методи каротажу. На основі комплексного аналізу каротажних діаграм виконано літологічне розчленування розрізів свердловин, виділено пласти-колектори та встановлено їх підрахункові параметри.

Отримані результати дозволяють уточнити геологічну модель родовища та можуть бути використані при підрахунку запасів вуглеводнів, оцінці перспектив нафтогазоносності й плануванні подальших геологорозвідувальних та експлуатаційних робіт на родовищі.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, породи-колектори, ефективна товщина, пористість, проникність, нафтогазонасиченість, електричний каротаж, акустичний каротаж, Монастирчанське родовище.

ABSTRACTS

The bachelor's thesis entitled "Identification of Reservoir Rocks and Determination of Their Reserve Parameters at the Monastyrchanske Field Based on Well Logging Data" consists of 52 pages, 2 tables, 9 figures, and 8 references.

The bachelor's thesis is devoted to the study of the identification of reservoir rocks and the determination of their reserve parameters at the Monastyrchanske oil and gas condensate field based on the results of well logging investigations. The geological structure of the field, lithological and stratigraphic features of the section, tectonic conditions, and hydrocarbon potential of productive horizons are analyzed.

Special attention is focused on the interpretation of well logging data, including electrical, radioactive, acoustic, and neutron logging methods. Based on the integrated analysis of logging curves, lithological subdivision of well sections was carried out, reservoir intervals were identified, and their reserve parameters were determined.

The obtained results make it possible to refine the geological model of the field and can be used in the calculation of hydrocarbon reserves, assessment of hydrocarbon potential, and planning of further exploration and production activities at the field.

Keywords: well logging, reservoir rocks, effective thickness, porosity, permeability, oil and gas saturation, electrical logging, acoustic logging, Monastyrchanske field.

ЗМІСТ

	Ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	9
1.1. Літолого-стратиграфічний опис родовища.....	9
2.2. Основні відомості про тектоніку родовища.....	14
1.3. Короткі відомості про нафтогазоносність району.....	16
1.4. Постановка геологічного завдання.....	18
2. ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИН МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	20
2.1. Умови проведення геофізичних досліджень свердловин.....	20
2.2. Комплекс, методика і ефективність промислово-геофізичних досліджень.....	21
3. ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ СВЕРДЛОВИН МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	28
3.1. Літологічне розчленування розрізу і кореляція продуктивних горизонтів.....	28
3.2. Виділення реперів колекторів і продуктивних пластів.....	31
3.3. Виділення пластів-колекторів.....	32
4. ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	35
4.1. Визначення ефективної товщини пластів-колекторів	35
4.2. Визначення коефіцієнта пористості пластів-колекторів	35
4.3. Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості.....	43
4.4 Визначення кондиційних значень проникності, пористості та інших параметрів порід-колекторів.....	45
ВИСНОВКИ.....	51
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	52

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АК	акустичний каротаж
БК	боковий каротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
БМК	боковий мікрокаротаж
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГК	гамма-каротаж
ГТН	геолого-технологічний наряд
ЕК	електричний каротаж
ІК	індукційний каротаж
МК	мікрокаротаж
НГК	нейтронний-гамма каротаж
ПР	промивна рідина
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
РК	радіоактивний каротаж
$\rho_{\text{п}}$	питомий електричний опір породи, Омм
ΔT	інтервальний час, мкс/м ;
$K_{\text{п}}$	коефіцієнт пористості, %
$K_{\text{гл}}$	коефіцієнт об'ємної глинистості, %
$K_{\text{в}}$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{\text{г}}$	коефіцієнта газонасичення, %
$K_{\text{в.з}}$	коефіцієнт залишкового водонасичення, %
$P_{\text{п}}$	параметр пористості
$P_{\text{н}}$	параметр насичення
$\alpha_{\text{ПС}}$	відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації

ВСТУП

Актуальність теми. На сучасному етапі розвитку нафтогазової галузі особливої актуальності набувають питання підвищення достовірності геологічної інтерпретації та оцінки запасів вуглеводнів. Це зумовлено ускладненням геологічної будови родовищ, залученням до розробки об'єктів зі складною тектонікою, тонкошаровою будовою продуктивних товщ та значною літологічною мінливістю порід-колекторів.

Монастирчанське родовище належить до об'єктів складної геологічної будови, де продуктивні пласти представлені переважно теригенними відкладами з неоднорідними колекторськими властивостями. У таких умовах використання окремих методів дослідження не забезпечує достатньої точності виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів.

Застосування комплексної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин дозволяє зменшити невизначеність при виділенні продуктивних інтервалів, підвищити точність визначення ефективних товщин і фільтраційно-ємнісних властивостей пластів, а також обґрунтувати більш достовірну оцінку запасів вуглеводнів. Саме це визначає актуальність даної бакалаврської роботи.

Мета і завдання дослідження. Метою бакалаврської роботи є виділення порід-колекторів та визначення їх основних підрахункових параметрів на Монастирчанському нафтогазоконденсатному родовищі на основі інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин з урахуванням геологічних і петрофізичних особливостей розрізу.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити такі задачі:

- дослідити геологічну будову, тектонічні умови та нафтогазоносність Монастирчанського родовища;
- проаналізувати умови проведення геофізичних досліджень

свердловин та склад використаного комплексу методів ГДС;

– виконати літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин за матеріалами каротажу;

– виділити пласти-колектори та визначити їх підрахункові параметри.

Методи дослідження. У роботі використано комплекс методів геофізичних досліджень свердловин, який включає електричний, боковий та індукційний каротаж, акустичний каротаж, гамма-каротаж, нейтронний та нейтрон-гамма каротаж.

Для обробки та аналізу матеріалів застосовано методи якісної та кількісної інтерпретації каротажних діаграм, літологічного розчленування і кореляції розрізів свердловин. Підрахункові параметри порід-колекторів визначалися за допомогою розрахункових та емпіричних залежностей з урахуванням петрофізичних характеристик порід і умов їх залягання пластів.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 8 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 52 сторінки друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 9 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВИЩА

1.1 Літолого-стратиграфічний опис родовища

В геологічній будові Монастирчанського родовища беруть участь флішові відклади верхньої крейди, палеогену і неогену (рис. 1.1, 1.2).

Відклади крейдової системи (K), що, в основному, виповнюють ядра структури, представлені товщами стрийської світи (K_{2st}) – це ритмічне чергування пісковиків, аргілітів і алевролітів, із незначними прошарками мергелів, вапняків, гравелітів та конгломератів. На Монастирчанському родовищі ці відклади бурінням не розкриті. За результатами геологічних побудов їх товщина становить 200-250 м. На сусідніх родовищах їх товщина може становити більше 2000 м.

На Монастирчанському родовищі відклади палеогену (P) представлені палеоценовим (P₁), еоценовим (P₂) і олігоценовим (P₃) відділами.

Відділ палеоцену представлений ямненською світою (P_{1jm}). Відклади даної світи – це тонкоритмічний фліш, де відбувається чергування пісковиків із алевролітами та аргілітами. Ямненські відклади розкриті на Пасічнянському і Південно-Гвіздецькому родовищах, де їх максимальна товщина становить 102 м.

Еоценовий відділ на Монастирчанському родовищі представлений манявською (P_{2mn}), вигодсько-пасічнянською (P_{2vg}) та бистрицькою (P_{2bs}) світами.

Манявська світа в основному складена ритмічним чергуванням темно-зелених і зеленувато-сірих аргілітів та мергелів із тонкошаруватими доволі часто окремнілими пісковиками і алевролітами. Розкрита товщина на Пасічнянському родовищі становить 163-186 м і 215-226 м на Південно-Гвіздецькому родовищі.

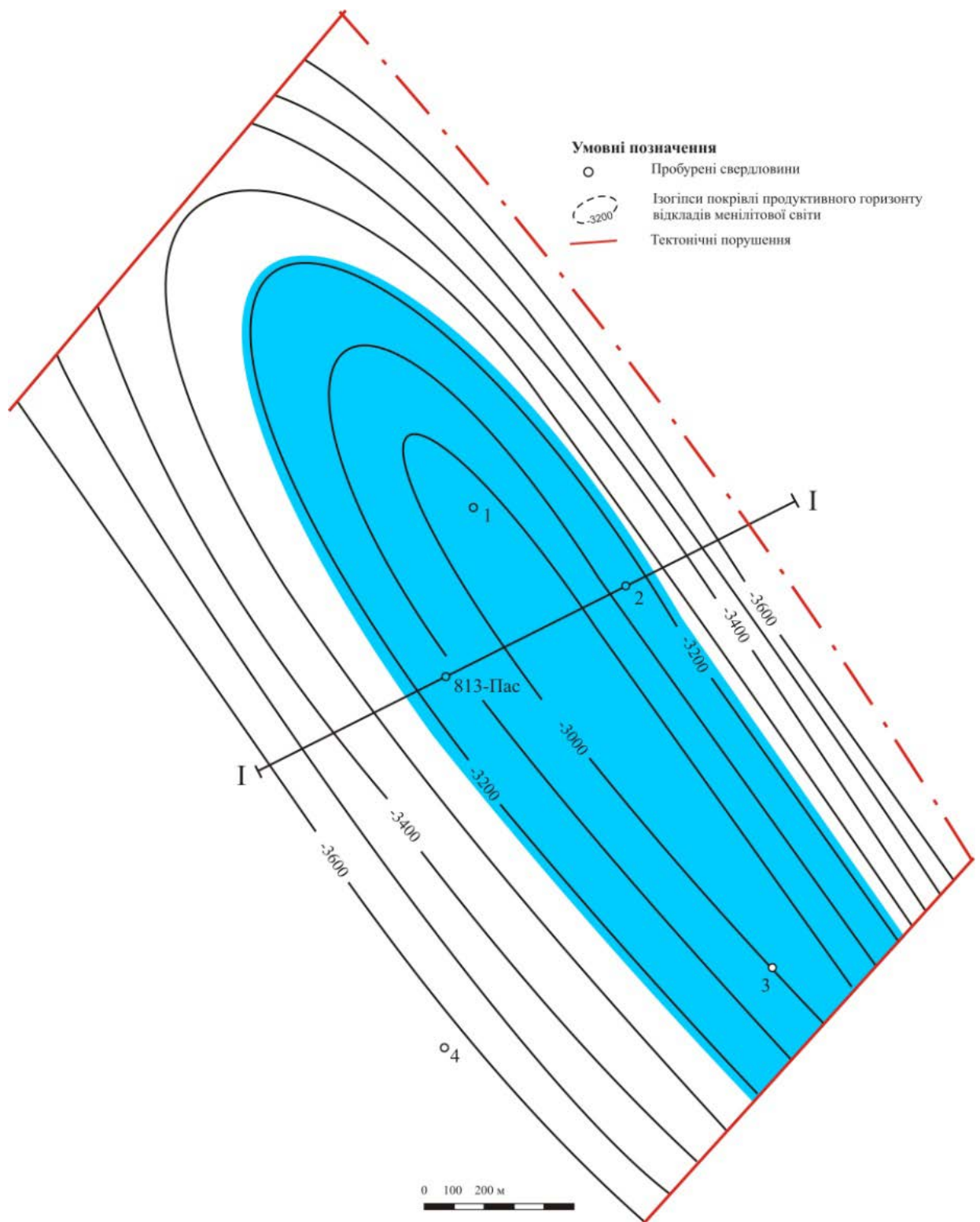


Рисунок 1.1 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту менілітової світи [1]

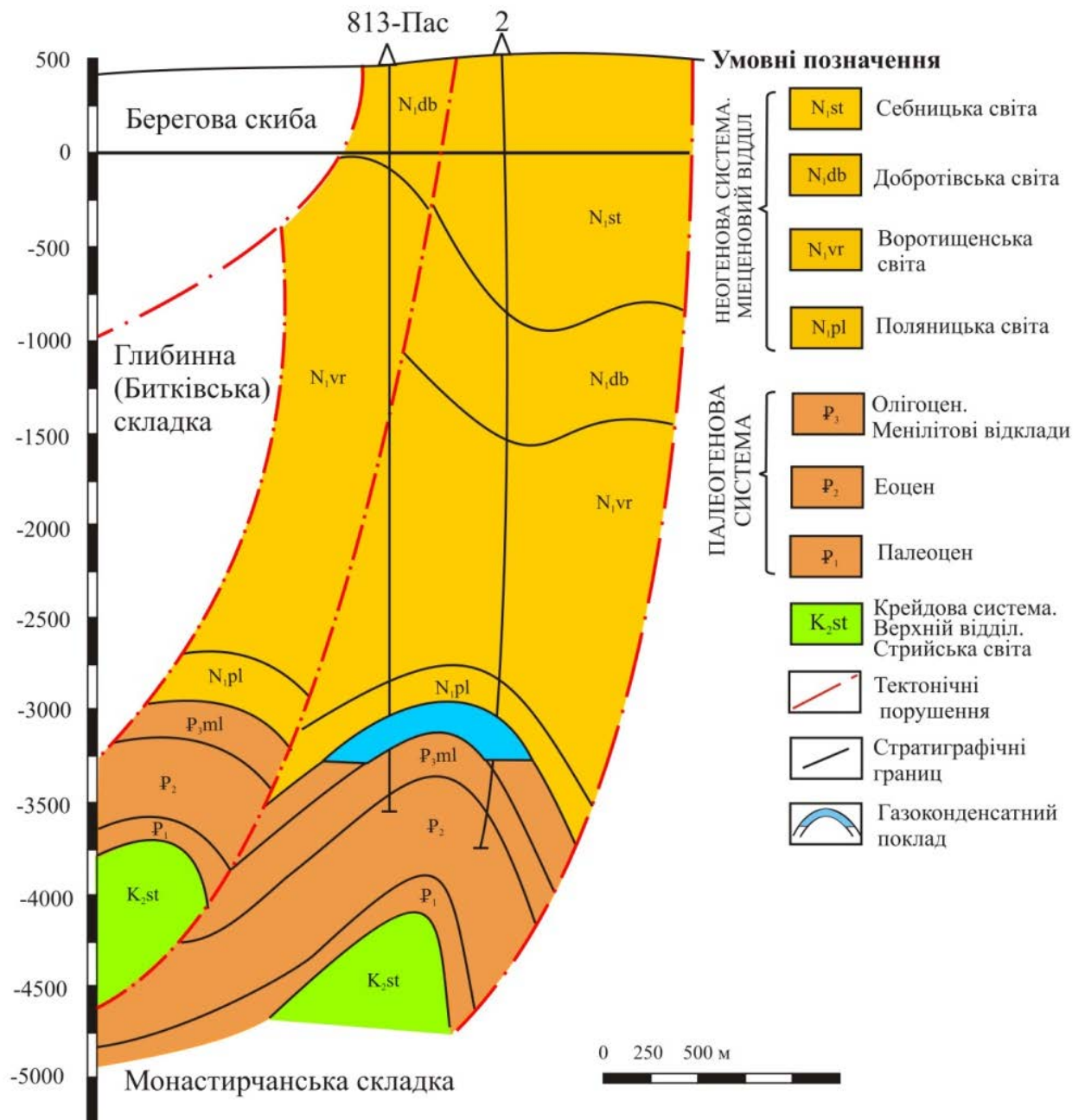


Рисунок 1.2 – Геологічний профіль по лінії I-I [1]

Вигодсько-пасічнянська світа виповнена дрібнозернистими пісковиками і алевролітами, що перешаровуються малопотужними пластами аргілітів та часто вапнистих пісковиків. Також зустрічаються прошарки щільних вапняків і конгломератів. Їх розкрита товщина на Південно-Гвіздецькому родовищі змінюється в межах від 80 до 163 м.

Бистрицька світа складається із двох літофаціальних пачок: знизу – попельською і зверху – бистрицькою. Відклади попельською пачки складені перешаруванням світло-сірих і зелених пісковиків, алевролітів і аргілітів, де перевагу мають піщанисто-алевритисті породи. У покрівлі світи залягає шешорський горизонт, який більш піщанистий, як бистрицька пачка і має значно вищі уявні опори. Розкрита їх товщина на Монастирчанському родовищі становить 207 м [2].

Олігоценний відділ (P_3) представлений відкладами менілітової (P_{3ml}) світи.

В межах досліджуваної площі менілітова світа представлена нижньо- і середньоменілітовою підсвітами.

У розрізі нижньоменілітових відкладів (P_{3ml1}) виділяється такі літостратиграфічні горизонти (знизу вгору): підроговиковий, роговиковий, надроговиковий, аргілітовий, клівських пісковиків, других зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовий (п'яти пластів) [2].

Підроговиковий горизонт виражений пісковиками в чергуванні з чорними і темно-сірими алевролітами і аргілітами. Пісковики є промисловими колекторами і в сприятливих генетичних умовах є нафтогазонасичені. Роговиковий горизонт представлений пачкою чорних, або близьких до чорних роговиків, які перешаровуються пропластками вапняків або кременистих вапняків і пісковиків. Роговиковий горизонт перекривається темними до чорних і коричневими аргілітами, які перешаровуються пластами алевролітів невеликої товщини. Вгору по розрізі йде поступове заміщення глинистих порід на більш піщанисті, прошарки пісковиків мають значно більші товщини і витримані по площі. Це горизонт

клівських пісковиків, який складений із пісковиків, алевролітів і аргілітів коричневого і темно-коричневого кольору. Горизонт других зеленувато-сірих аргілітів представлений аргілітами з чергуванням поодиноких, малої товщини прошарків алевролітів і пісковиків. Залягаючий вище піщано-аргілітовий горизонт складається із перешарування пісковиків і аргілітів при переважній кількості піщаних порід. Характерними для нього є, в більшості випадків, наявність п'яти піщаних пластів, які розділені глинисто-аргілітистими породами. Хоча п'ять пластів пісковиків не повністю витримані на всій площі Надвірнянського нафтопромислового району; іноді їх значно менше і розділення не чітке, або повністю відсутні. Горизонт носить назву горизонту п'яти пластів або піщано-аргілітового [2].

Видима, розкрита товщина підсвіти на Монастирчанському родовищі становить 208-400 м.

Середньоменілітова підсвіта (P_3ml_2). Відклади середньоменілітової підсвіти не завжди узгоджено залягають на нижньоменілітових відкладах. Середньоменілітові відклади в нижній частині складені світло-сірими пісковиками, які поступово змінюються темно-сірими глинистими породами. На Монастирчанському родовищі мінімальна їх товщина становить 147 м в присклепінній частині в районі свердловини 813-Пас, а максимальна 224 м на південно-західному крилі (св. №4-Монастирчани).

Верхньоменілітові відклади на усій території Монастирчанського родовища розмиті.

На менілітовій світі неузгоджено залягають породи неогенової системи (N), яка представлена поляницькою (N_{1pl}), воротищенською (N_{1vr}), та стебницькою (N_{1st}) світами.

Поляницька світа (N_{1pl}) залягає на розмитій поверхні середньоменілітової підсвіти і представлена світло-сірими та зеленуватими сильно вапняковими аргілітами із невеликими прошарками аргілітів і пісковиків. Дана світа має обмежене розповсюдження.

Відклади воротищенської світи (N_{1vr}) характеризуються великою

загіпсованістю і засолоненістю всього розрізу та наявністю окремих пластів солей. Також відклади представлені голубувато-сірими і сірими глинами із малопотужними прошарками пісковиків таі алевролітів. На Монастирчанському родовищі воротищенська світа представлена слобідською та добротівською підсвітами, товщина яких складає до 2000 м.

На воротищенських відкладах повздовжньою полосою на Пнівській і Монастирчанській площах залягають відклади стебницької світи (N_{1st}). На південний захід і північний схід їх товщина зменшується. У св. №2 товщина стебницьких відкладів досягає 1600 м, на Пнівській – до 1500 м. На Гвіздецькій та Південно-Гвіздецькій – 500-800 м. Літологічно породи представлені сірими і рожево-сірими глинами і аргілітами з невеликими прошарками пісковиків, зрідка гравелітів.

2.2 Основні відомості про тектоніку родовища

У тектонічному відношенні Монастирчанське нафтогазоконденсатне родовище приурочене до Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, для якої характерна багатоярусна складчасто-блокова будова. Структурні яруси відокремлені насувами значної амплітуди. Складки мають північно-західне простягання та насунуті в північно-східному напрямку. Їх північно-східні крила короткі й круті, часто зрізані насувами, тоді як південно-західні – ширші, пологіші та перекриті насувами сусідніх структур [2].

У межах Надвірнянського нафтогазопромислового району сейсморозвідкою та бурінням вивчено три яруси глибинних складок, а новітніми дослідженнями встановлено наявність четвертого. Перші три яруси мають алохтонне залягання, тоді як автохтонні відклади очікуються лише на значних глибинах під четвертим ярусом. Найкраще вивченими є перший і другий яруси в районі Битківського родовища. До першого ярусу належать Бабченська, Молодьківська, Стара Копальня, Газова, Бухтівецька,

Довбушанська та інші складки, більшість з яких перекриті насувом Скибових Карпат. Другий ярус представлений Битківською глибинною складкою, з якою пов'язане Битків-Бабченське родовище.

До третього ярусу відносяться Гвіздецька, Південно-Гвіздецька, Старунська, Пнівська, Монастирчанська та Пасічнянська складки. Вони насунуті одна на одну в північно-східному напрямку й розбиті поперечними порушеннями на окремі блоки. Гвіздецькі складки характеризуються високою стислістю та крутим заляганням крил, місцями з переходом у підвороти, що призвело до руйнування частини покладів, хоча в менш порушених блоках збереглися невеликі скупчення вуглеводнів.

Старунська складка є довгою вузькою антикліналлю та найбільш припіднятою структурою третього ярусу в межах Старунського блоку. Монастирчанська складка простежується в межах Гвіздецького блоку й на південному заході занурюється під насув Південно-Монастирчанської складки. Її південно-східним продовженням є Пнівська складка, яка характеризується значним підняттям та східчастим зануренням у напрямку Любіжнянського блоку.

Пасічнянська складка разом із Південно-Монастирчанською утворює четверту лінію антиклінальних структур, з палеогеновими відкладами яких пов'язані поклади нафти, газу й конденсату. За сейсмічними даними на захід від Пасічнянської структури простежується Південно-Пасічнянська складка, однак бурінням вона не підтверджена.

Тектонічна модель Монастирчанської складки ґрунтується на матеріалах сейсмічних досліджень і даних буріння. У цілому вона являє собою лінійну антикліналь карпатського простягання довжиною близько 4,5 км і шириною 2,6 км з відносно пологими крилами. Поперечним порушенням складка поділяється на дві ділянки, що підтверджується результатами буріння свердловини 6, яка розкрила нафтонасичені пласти на глибших гіпсометричних рівнях та північно-східне крило структури.

1.3 Короткі відомості про нафтогазоносність району

Монастирчанське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в межах Надвірнянського нафтопромислового району, який характеризується високою концентрацією покладів вуглеводнів. У безпосередній близькості знаходяться Пасічнянське та Битків-Бабченське родовища (на південному заході), Пнівське нафтове (на півдні), Гвіздецьке нафтове та Південно-Гвіздецьке газоконденсатно-нафтове (на південному сході), а також Дзвіняцьке нафтове, Космацьке газоконденсатне і Росільнянське нафтогазоконденсатне родовища на півночі. Основні промислові скупчення вуглеводнів приурочені до олігоценового та еоцен-палеоценового нафтогазоносних комплексів. Поклади сформовані у пастках склепінного, тектонічно- та літологічно-екранованого типів, а колекторами є пісковики серед аргілітів (рис. 3.1)[2].

Промислова нафтогазоносність родовища пов'язана із середньо- та нижньоменілітовими відкладами й підтверджена результатами випробувань свердловин у межах I та II ділянок Гвіздецького блоку. Згідно з класифікацією запасів, Монастирчанське родовище належить до об'єктів складної будови, що зумовлено тектонічними порушеннями, літологічними заміщеннями та мінливістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів [2].

У менілітових відкладах виділено три горизонти підрахунку запасів: I – середньоменілітовий, II – клівських пісковиків і III – над- та підроговиковий; два останні приурочені до нижньоменілітової підсвіти. Нафтогазоносність середньоменілітових відкладів уперше встановлена у свердловині 813-Пас, де отримано промислові припливи газу й конденсату та виявлено нафтову облямівку. Подальше буріння і випробування свердловин 2 та 23 підтвердили наявність газоконденсатного покладу, а в свердловині 3 зафіксовано прояви газу й нафти [2].

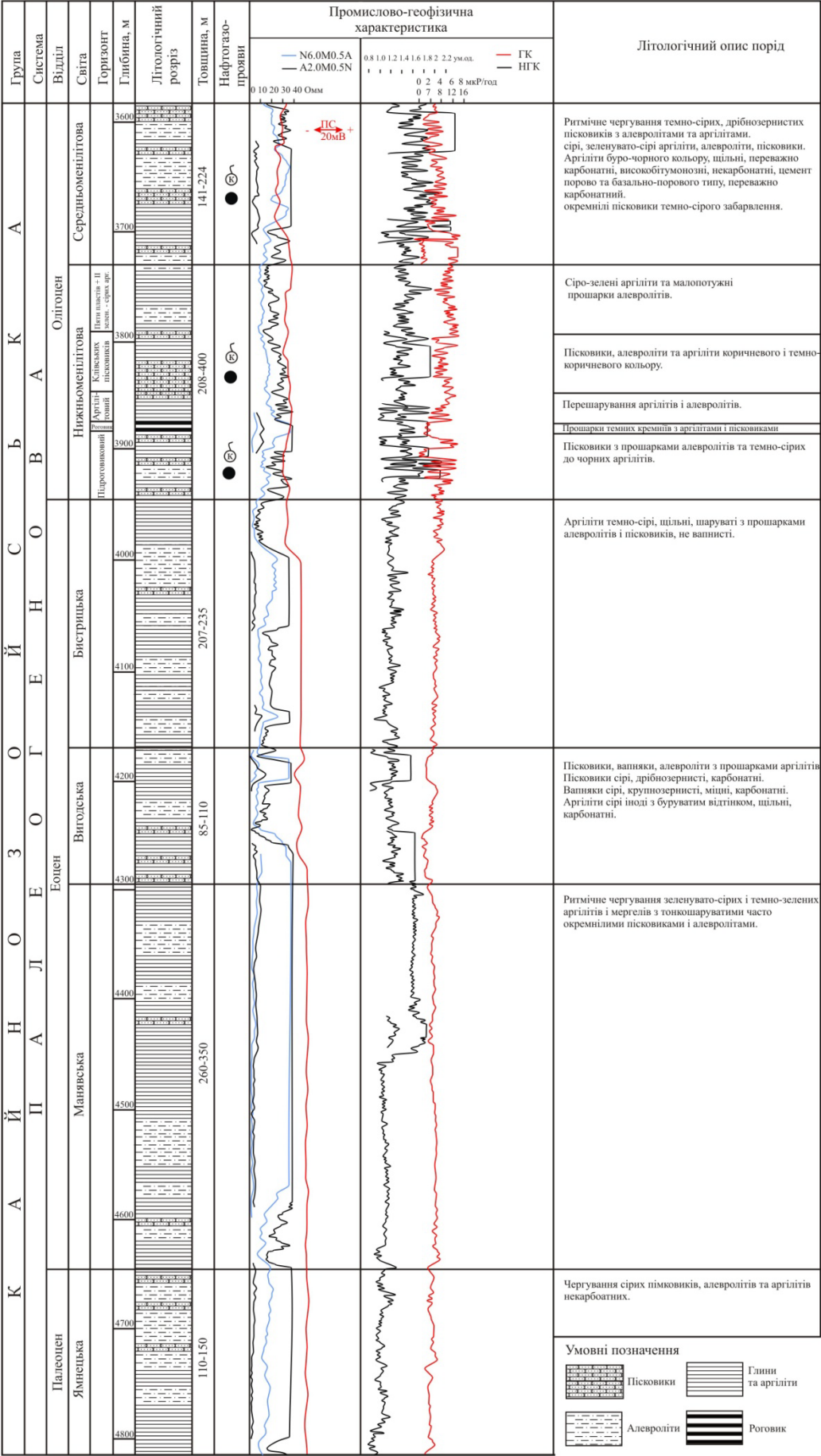


Рисунок 1.3 – Зведений геолого-геофізичний розріз продуктивної частини Монастирчанського родовища

На I ділянці Гвіздецького блоку пробурена свердловина 6, дані якої свідчать про наявність нафто- і водоносних пластів у середньоменілітових відкладах. Відсутність стійкого припливу пояснюється тривалим інтервалом між розкриттям і випробуванням пластів, кольматацією приви́бійної зони та технічною ізоляцією верхнього нафтоносного пласта.

У клівському продуктивному горизонті нижньоменілітової підсвіти в свердловині 3 отримано промисловий приплив газу, а газонасичені пласти підтверджені матеріалами ГДС у низці свердловин. Разом з тим, за результатами випробувань і каротажу встановлено наявність як нафто-, так і водонасичених пластів, що свідчить про складні гідродинамічні умови покладів.

У підроговиковому та надроговиковому горизонтах нижньоменілітової підсвіти зафіксовано припливи газу, нафти й води, причому значна частина відкладів виявилась обводненою. Випробування менілітових відкладів у свердловині 4 не дало позитивних результатів, тоді як у межах Битківської глибинної складки отримано промисловий приплив нафти, після чого свердловину передано в експлуатацію.

Таким чином, у межах I ділянки Гвіздецького блоку в середньоменілітовому та клівському горизонтах виявлено нафтові поклади, тоді як у межах II ділянки в середньоменілітовому горизонті встановлено газоконденсатний поклад з нафтовою облямівкою, а в клівському горизонті – газоконденсатний поклад [2].

1.4. Постановка геологічного завдання

Ефективне освоєння родовищ вуглеводнів неможливе без достовірного визначення будови продуктивних горизонтів і колекторських властивостей гірських порід. Породи-колектори є основними носіями нафти й газу, а їх просторове поширення, потужність та фільтраційно-ємнісні характеристики безпосередньо визначають промислову цінність родовища. У зв'язку з цим

виділення порід-колекторів у розрізах свердловин є ключовим етапом геологічного вивчення надр.

У складнопобудованих та літологічно неоднорідних розрізах колектори часто представлені тонкими, перешарованими або частково заглинистими пластами, що ускладнює їх ідентифікацію за окремими методами досліджень. Недостатньо обґрунтоване виділення колекторів може призводити до пропуску продуктивних інтервалів або, навпаки, до помилкового віднесення непроникних порід до продуктивних. Тому виникає необхідність застосування комплексної інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин з урахуванням геологічних і петрофізичних особливостей порід.

Визначення підрахункових параметрів порід-колекторів, таких як ефективна товщина, пористість, коефіцієнт нафто- або газонасиченості, є обов'язковою передумовою для підрахунку запасів вуглеводнів і оцінки перспективності родовища. Точність цих параметрів безпосередньо впливає на достовірність геолого-економічних оцінок, вибір раціональної схеми розробки та прогноз кінцевого вилучення вуглеводнів.

Таким чином, необхідність виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів зумовлена потребою підвищення достовірності геологічної моделі родовища, зменшення невизначеності при оцінці запасів та забезпечення науково обґрунтованих рішень щодо подальшого вивчення й розробки покладів вуглеводнів.

2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИН МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень свердловин

На Монастирчанському нафтогазоконденсатному родовищі бурились пошукові, розвідувальні та експлуатаційні свердловини глибиною від 3950 до 4400 м, за винятком розвідувальної свердловини №4-Монастирчани, глибина якої становила 4802 м. Головними геологічними об'єктами, що підлягали детальному вивченню геофізичними методами дослідження свердловин (ГДС), стали менілітові відклади Монастирчанської складки.

Геофізичні дослідження свердловин Монастирчанського родовища виконувала Івано-Франківська експедицією геофізичних досліджень в свердловинах відповідно до нормативних документів, а також в залежності від призначення свердловини, геолого-геофізичної характеристики геологічного розрізу, який досліджується, та умов проведення каротажу [3].

Умови проведення промислово-геофізичних досліджень свердловин Монастирчанського нафтогазоконденсатного родовища характеризуються різними параметрами у залежності від фізичних властивостей промивних рідин в свердловинах, діаметра доліт, фізичних властивостей гірських порід, їх фізико-механічних властивостей та нафтогазонасиченості.

Розкриття продуктивних горизонтів Монастирчанського родовища виконувалось в основному долотами діаметром 215,9 мм. Тільки в свердловині №21-Монастирчани розкриття геологічного розрізу проводилось долотом діаметру 190 мм. Щодо геологічного розрізу, який залягав вище продуктивних горизонтів, то він перекривався двома технічними колонами.

Промивальні рідини – це глинисті розчини на водяній основі питомою вагою 1200 – 1820 кг/м³. Буровий розчин оброблявся хімічними реагентами (КМЦ, КССБ, АМ-5, ФХЛС, СМАД-1, суміші ПАР, сульфанол, хлористий кальцій, біхромат калія, NaOH, барит, амоній, окзил, графіт). Крім того до

розчину додавались нафта, тирса та гумові крихти. Обробки цими розчинами дещо змінюють електрохімічну активність порід і в першу чергу нівелюють криву ПС. Питомий електричний опір промивальної рідини в пластових умовах змінюється від 0,06 до 0,1 Ом·м, і лише в експлуатаційній свердловині 23 він складає 0,15-0,17 Ом·м. Це значно ускладнює інтерпретацію матеріалів електричних методів ГДС. В'язкість промивальних рідин складала 30-240 с., водовіддача змінюється від 4 до 8 см³ за 30 хв [2].

В процесі буріння свердловин Монастирчанського родовища виникали різного роду ускладнення:

- прихоплення та затяжки бурового інструменту;
- поглинання бурового глинистого розчину (або його розгазування);
- нафтопрояви тощо.

Зважаючи на те, що на Монастирчанському родовищі буріння відбувалось на протязі тривалого часу (більше 15 років) комплекс геофізичних досліджень свердловин включав різні методи, в тому числі не завжди досконалих в технічному аспекті. Використання різної апаратури у певний час досліджень негативно вплинуло на якість геофізичних матеріалів та їх некоректність при застосуванні різного роду моделей однотипної геофізичної апаратури.

2.2 Комплекс, методика і ефективність промислово-геофізичних досліджень

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, комплекс промислово-геофізичних досліджень, виконаний у свердловинах включав такі методи [2]:

а) Загальні дослідження по всьому стовбуру свердловини в масштабі глибин 1:500 [2]:

- 1) стандартний каротаж (СК);
- 2) радіоактивний каротаж (РК);

3) кавернометрія;
 4) термометрія;
 б) Деталізаційні дослідження в інтервалах перспективних на нафту в масштабі глибин 1:200 [2]:

- 1) бокове каротажне зондування (БКЗ);
- 2) резистивиметрія;
- 3) радіоактивний каротаж (РК);
- 4) кавернометрія та мікрокавернометрія (ДС і МДС);
- 5) боковий каротаж (БК);
- 6) мікробоковий каротаж (МБК);
- 7) індукційний каротаж (ІК);
- 8) акустичний каротаж (АК);
- 9) Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).

в) Для контролю технічного стану стовбура свердловини, а також результатів випробування [2]:

- 1) інклінометрія;
- 2) кавернометрія і профілеметрія;
- 3) термометрія;
- 4) контроль обсадних колон;
- 5) контроль якості цементування.

Стандартний каротаж (СК) на Монастирчанському родовищі виконувався підшвенним градієнт-зондом А2.0М0.5N та потенціал-зондом типу N6.0М0.5А із одночасною реєстрацією кривої самочинної поляризації (ПС). Для реєстрації даних стандартного каротажу використовувалась апаратура типу ЕК-1, К-3. Масштаб запису кривих питомого електричного опору (ПЕО) становив 5, 25, 125 Ом/см, а кривої ПС – 10 та 12,5 мВ/см. Швидкість запису стандартного каротажу складала 1000-2000 м/год.

Бокове каротажне зондування (БКЗ) в свердловинах Монастирчанського родовища виконувалось за допомогою апаратури типу АБКТ, АБКТ-3, КСП-1, С-1, ВПЧМ-2А, ЕК-1, ЕК-МТ, СКИД-3, АГАТ

послідовними градієнт-зондами (A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N, A8.0M1.0N) та і оберненим градієнт-зондом (N0.5M2.0A). Масштаб запису кривих БКЗ складав відповідно 1, 5, 25, 125 Ом/см. Одночасно із кривим БКЗ проводився запис кривої ПС. Швидкість запису кривих каротажу становила 1300-2500 м/год.

Питомий електричний опір бурового розчину замірявся у свердловинах резистивіметром, що входив до комплексу прилада БКЗ і уточнювався за результатами лабораторних досліджень. Результати бокового каротажного зондування використовувались для кореляції геологічних розрізів свердловин, їх літологічного розчленування, визначення питомого електричного опору пластів-колекторів, визначення питомого електричного опору зони проникнення, визначення характеру насичення, встановлення положення міжфлюїдних контактів і коефіцієнта нафтогазонасичення.

Боковий каротаж записаний апаратурою АБКТ, АБКТ-3 ІПЧМ, ІПЧМ-2А, (прилад Е-1, К-3) у лінійному і логарифмічному масштабі. Для цього використовувався зонд $A_1, 1.6 \frac{A_0}{0.15} 1.6 A_2$. Дані БК використовувались для кореляції розрізів, визначення потужності, питомого електричного опору пластів і літологічного розчленування. Швидкість запису складала 1640 – 2800 м/год [2].

Криві мікробокового каротажу у свердловинах Монастирчанського родовища реєструвались у лінійному масштабі апаратурою типу АГАТ та МК-АГАТ, як правило зондом типу $A_1, 0.065 \frac{A_0}{0.07} 0.065 A_2$ із швидкістю аж до 1000 м/год. Даний метод використовувався для визначення товщини пластів, уточнення літологічного складу гірських порід, а також визначення підрахункових параметрів в комплексі із іншими методами ГДС.

Індукційний каротаж у свердловинах Монастирчанського родовища проводився апаратурою типу АІК-4, АІК-5, ІК-МТ із зондом, в основному, типу 6Ф1, а в окремих випадках застосовувались зонди типу 7І1,6, 8І1,4 та 8І1,6. Криві ІК записувались в одиницях провідності, інколи в Ом із

швидкістю від 1770 м/год до 2500 м/год. Разом із результатами інших методів електричного каротажу, дані ІК використовувались для визначення питомих електричних опорів низькоомних колекторів ($\rho_p < 30$ Омм), виділення водо- і нафтоносних пластів та визначення їх характеру насичення.

У свердловинах Монастирчанського родовища мікрокавернометрія проводилась апаратурою КП-МТ, СКП-1 та СКПД-3 із швидкістю від 1550 м/год до 2550 м/год. Результати мікрокавернометрії використовувались для отримання вихідних даних при інтерпретації даних електричного (ЕК) та радіоактивного (ЕК) каротажів, а також уточнення геологічного розрізу свердловини.

Акустичний каротаж, який є базовим методом для визначення пористості колекторів, виконувався за допомогою апаратури ВПАС-4 і ВПАС-4АЛ і свердловинних приладів СПАК-2Т, АК-АГАТ, АК-АГАТ-2, АКБ, АК-МТ зондами $I_20,1I_11,6П$, $I_20,4I_11,2П$, $I_20,4I_11,7П$, $I_22,2I_10,4П$ в масштабі 10, 25 мкс/м/см зі швидкістю запису до 850-1000 м/год [2].

Радіоактивний каротаж виконувався свердловинними приладами СРК, СРК-1 та РК-МТ з використанням наземної апаратури КУРА-2М. Для дослідження використовувались полонієво-берилієві джерела нейтронів потужністю від $0,5 \cdot 10^7$ до $0,82 \cdot 10^7$ нейтронів за 1 с з довжиною зонда 60 см. Реєструвались значення за допомогою таких детекторів: ГК – 30-70 мм або 40-80 мм NaI (ТІ); НГК – 30-40 мм або 40-40 мм NaI (ТІ). Для запису кривої ГК використовувався масштаб 1; 2 мкр/год/см, а для НГК – 0,1; 0,2; 0,4 ум.од/см або імп/хв/см. Швидкість реєстрації кривих РК складає 600 – 1000 м/год. Матеріали РК використовувались для літологічного розчленування розрізу свердловин, їх кореляції, виділення колекторів, визначення глинистості, пористості і насиченості пластів [2].

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж проводився в необсаджених свердловинах із застосуванням наземних установок ІНК-7 та ІНК-9, а також свердловинних приладів ІГН-7 і ІГН-9, оснащених нейтронним генератором НТ-16 з інтенсивністю випромінювання $1,2 \cdot 10^7$ - $1,7 \cdot 10^7$ нейтронів за секунду.

Реєстрація здійснювалася у вигляді інтегральної та диференціальних кривих із використанням лічильника СНМ-18М на часових затримках 200, 300, 500, 600, 700, 900, 1200, 1500 і 1800 мкс. Додатково виконувалися поінтервальні точкові вимірювання для визначення середнього часу життя теплових нейтронів. Швидкість запису кривих ІННК становила до 800 м/год, при цьому масштаб у кожній свердловині підбирався індивідуально з урахуванням інтенсивності нейтронного потоку та умов свердловини. Метод ІННК застосовувався для виділення продуктивних горизонтів і встановлення водонафтових контактів.

Інклінометричні дослідження виконувалися у всіх свердловинах спеціалізованими інклінометричними підрозділами з використанням інклінометрів типу ІТ-200 та КІТ. Інтервал вимірювання зенітних кутів і азимутів становив 25 м, а в зонах перекриття – 5 м.

Кавернометрія та профілеметрія проводилися з метою визначення об'єму затрубного простору при цементуванні свердловин, зменшення аварійності, пов'язаної із прихопленням бурового інструменту в жолобах, розробки заходів щодо підвищення прохідності бурильного інструменту та геофізичних приладів у стовбурі свердловини, обґрунтування місць встановлення башмака й обсадної колони, а також інтервалів з'єднання її секцій. Крім того, результати цих досліджень використовувалися для врахування геометрії стовбура під час ліквідації аварій, отримання вихідних даних для інтерпретації матеріалів ГДС (БКЗ, НГК тощо) та уточнення геологічного розрізу свердловин. Максимальна швидкість реєстрації кавернограм і профілеграм становила 2000 м/год. Під час загальних досліджень кавернограми записувалися в масштабі глибин 1:500, а при детальних – 1:200. Масштаб реєстрації діаграм кавернометра та профілеметра складав 5 см/см.

Резистивиметричні вимірювання здійснювалися з метою визначення питомого електричного опору промивних рідин уздовж стовбура свердловини.

Термометричні дослідження виконувалися з метою визначення температурного режиму гірських порід і бурового розчину під час проведення БКЗ, оцінки геотермічного градієнта, контролю технологічних операцій у свердловині, виявлення працюючих пластів і заклонних перетоків. Вимірювання здійснювалися термометрами типу ТЕГ-36, ТЕГ-60 і Т-5 у масштабі глибин 1:500. Масштаб запису температурної кривої становив 0,5 °С/см, а швидкість реєстрації – до 1500 м/год.

Оцінка якості цементування обсадних колон проводилася методами ГГК, АКЦ та АКШ. Криві гамма-гамма-каротажу реєструвалися апаратурою ДРСТ із зондом довжиною 50-60 см, оснащеним джерелом γ -випромінювання Cs^{137} інтенсивністю до 0,37 ГБк (10 мкКи). Зазначений метод також використовувався для визначення висоти підйому цементного кільця. Швидкість запису складала близько 900 м/год. Ступінь якості цементування та зчеплення цементу з обсадною колоною і гірськими породами визначали акустичним методом контролю цементування колон (АКЦ) з використанням апаратури АКЦ-4 і зондів типу И1,5П, И1,9П та И2,8П. Наявність цементу в затрубному просторі та верхню межу цементного кільця додатково встановлювали за даними термометричних досліджень [2].

Виявлення дефектів обсадних колон, зокрема тріщин, вм'ятин і порушень у місцях з'єднання муфт, здійснювалося за допомогою магнітного локатора муфт.

З метою виділення колекторів, дослідження їх фільтраційних властивостей і визначення характеру насичення свердловини під час буріння випробовувалися пластовипробувачами МІГ-95, МІГ-127, МІГ-146, КВІ-2М-146, КВІ-2М-95 та БВПГ-146 на бурильних трубах.

Розкриття продуктивних горизонтів після спуску експлуатаційних колон здійснювалося шляхом перфорації перфораторами ПКС-80, ПКО-73 і ПКО-89 із щільністю 8-18 отворів на погонний метр.

Геофізичні дослідження виконувалися з використанням каротажних станцій типу ЛКС-7, ЛКС-7-02, ЛКС-7-03, ЛКС-7ЦУ1-05, ЛКС-7-АУ-03,

ЛКС-10-01, ЛКЦС-10-01 та ЛККЦС, а також підйомників ПКС-5 і ПКС-3,5. Роботи проводилися із застосуванням трьох- та п'ятижильних кабелів з розривним зусиллям 55-90 кН і максимально допустимою робочою температурою від 90 до 200 °С. Якість матеріалів ГДС оцінюється як задовільна, що дозволяє використовувати їх для виділення ефективних товщин, оцінки ємнісно-фільтраційних властивостей та встановлення характеру насичення пластів [2].

У свердловині 813-Пас через технічні причини імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж не проводився в інтервалі 3180-4000 м.

Під час буріння свердловини 3 виникали ускладнення, у зв'язку з чим для запобігання нафтогазоводопроявам густину бурового розчину було підвищено з 1570 до 1800 кг/м³. Збільшення густини спричинило інтенсивне кіркоутворення внаслідок підвищеної фільтрації бурового розчину та наявності аномального пластового тиску. У результаті цього в свердловині не виконувалися дослідження методом МБК, а акустичний каротаж було проведено лише до глибини 3700 м.

Висновок

У розділі розглянуто умови проведення та результати геофізичних досліджень свердловин Монастирчанського родовища. Показано, що складні геолого-технічні умови буріння, значні глибини, використання глинистих бурових розчинів і різнотипної апаратури впливали на якість та інформативність матеріалів ГДС. Незважаючи на це, застосований комплекс промислово-геофізичних методів забезпечив детальне літологічне розчленування розрізу, кореляцію пластів, виділення колекторів і визначення їх ємкісно-фільтраційних властивостей та характеру насичення. Отримані результати стали надійною основою для оцінки нафтогазоносності менілітових відкладів і подальшої інтерпретації геолого-геофізичних даних родовища.

3 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ СВЕРДЛОВИН МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВІЩА

3.1 Літологічне розчленування розрізу і кореляція продуктивних горизонтів

Літологічне розчленування розрізів свердловин і кореляція продуктивних горизонтів здійснювалися на основі результатів комплексу промислово-геофізичних досліджень, аналізу кернового матеріалу та бурового шламу. Під час виконання літологічного розчленування й кореляції продуктивних інтервалів пріоритет надавався електрометричним і радіоактивним методам ГДС, а також детальній літологічній характеристиці керну. Основними колекторами нафти й газу в межах продуктивних горизонтів є пласти пісковиків та алевролітів із гранулярним типом пористості. Неколекторські породи переважно представлені аргілітами з прошарками щільних піщано-алевролітових утворень; місцями в розрізі трапляються прошарки гравелітів.

Продуктивні горизонти приурочені до менілітової світи олігоценового віку. Роль покришки для менілітових відкладів виконують аргіліти та глини поляницької світи. За матеріалами геофізичних досліджень свердловин ці породи характеризуються низькими значеннями позірною електричного опору, значним збільшенням діаметра стовбура свердловини, зниженими інтенсивностями нейтронного гамма-каротажу, середніми значеннями природної радіоактивності та підвищеними значеннями інтервального часу акустичного каротажу. За сукупністю геофізичних ознак менілітові відклади поділяються на окремі інтервали, що відповідають середньоменілітовій та нижньоменілітовій підсвітам. У розрізі середньоменілітової підсвіти виділяються два основні горизонти: горизонт перших зеленувато-сірих аргілітів та піщано-аргілітовий горизонт із підвищеними значеннями електричного опору. У межах нижньоменілітової підсвіти за даними ГДС

встановлюються підроговиковий, роговиковий, надроговиковий, аргілітовий горизонти, горизонт клівських пісковиків, горизонт других зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовий горизонт, представлений п'ятьма пластами. У зв'язку з частковим внутрішньоформаційним розмивом верхньої частини нижньоменілітових відкладів проведення чіткої межі між горизонтом перших зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовим горизонтом п'яти пластів є ускладненим [2].

Найбільш чітко простежується роговиковий горизонт, який виступає регіональним стратиграфічним репером і вирізняється високими значеннями питомого електричного опору, що в окремих інтервалах досягають сотень Омм.

Підроговиковий горизонт поширений по всій площі родовища та характеризується чітко вираженими від'ємними аномаліями кривої ПС, підвищеним питомим електричним опором і значеннями НГК, зниженими показниками природної радіоактивності та близьким до номінального діаметром стовбура свердловини. Аргілітові пачки й горизонти за своїми геофізичними параметрами подібні до порід покришки та відзначаються низькими й середніми значеннями питомого електричного опору, невисокими показниками на кривих НГК і номінальним діаметром свердловин.

Горизонт клівських пісковиків характеризується підвищеним питомим електричним опором, від'ємними значеннями ПС, зниженими показниками природної радіоактивності та підвищеними значеннями умовних одиниць НГК. Піщано-аргілітовий горизонт вирізняється середніми та високими значеннями питомого електричного опору, від'ємними значеннями ПС, протилежним характером змін кривих ГК і НГК, а також діаметром стовбура свердловини, близьким до номінального.

Основні запаси вуглеводнів родовища зосереджені в піщано-аргілітовому горизонті середньоменілітових відкладів, а також у клівському та підроговиковому горизонтах нижньоменілітової підсвіти (рис. 3.1).

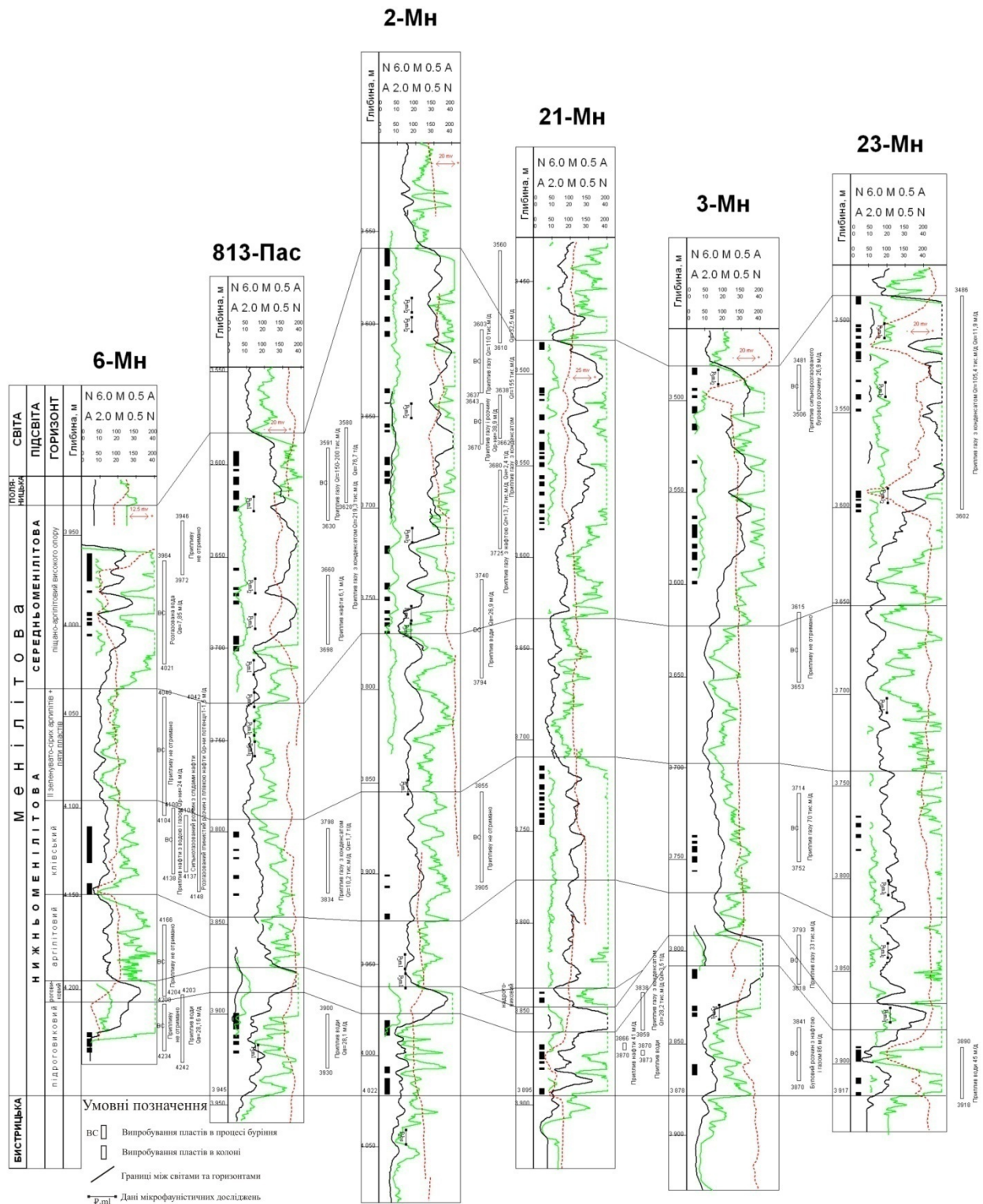


Рисунок 3.1 – Схема кореляції по лінії свердловин 6-Мн–813-Пас–2-Мн–21-Мн–3-Мн–23-Мн

3.2 Виділення реперів колекторів і продуктивних пластів

Петрофізичною основою виділення порід-колекторів в геологічному розрізі нафтогазових свердловин є встановлення граничних значень коефіцієнта пористості $K_p^{гр}$, глинистості $C_{гл}^{гр}$ та інших параметрів, що визначають межу між колекторами і неколекторами. За відомих граничних значень $K_p^{гр}$ і $C_{гл}^{гр}$ до колекторів зараховують усі пласти, для яких виконується умова $K_p > K_p^{гр}$ та $C_{гл} > C_{гл}^{гр}$. Петрофізичним обґрунтуванням граничного значення, зокрема $K_p^{гр}$, може слугувати кореляційна залежність між коефіцієнтом залишкової водонасиченості порового простору $K_{зв}$ і коефіцієнтом відкритої пористості K_p . У цьому випадку граничним приймається значення $K_p^{гр}$, яке відповідає величині $K_{зв}=0,7-0,8$, характерній для межі «колектор – неколектор» у гідрофільних колекторах [2].

Колекторами нафти, газу та конденсату Монастирчанського родовища є осадові породи теригенного походження, які за морфологією порового простору належать переважно до порового типу з незначними проявами тріщинуватості. У межах менілітової світи провідну роль відіграють колектори гранулярного типу, що підтверджується закономірним зростанням проникності зі збільшенням пористості. Частка тріщинуватої пористості в окремих колекторах є незначною і становить близько 0,1-0,2 %.

Колектори менілітових відкладів Монастирчанського родовища належать до складнопобудованих. До цієї категорії відносять породи зі складним мінералогічним складом породоутворюючих компонентів, зокрема з підвищеним вмістом глинистих мінералів, ускладненою структурою порового простору та багатофазною насиченістю в межах одного пласта. Крім того, до складних відносяться всі пласти-колектори потужністю менше 1,5 м, що зумовлено труднощами кількісної оцінки їх параметрів за даними геофізичних досліджень свердловин.

За сучасного рівня апаратурного та методичного забезпечення геофізичних досліджень визначення повного комплексу підрахункових

параметрів – ефективної товщини ($h_{\text{еф}}$), коефіцієнтів пористості ($K_{\text{п}}$) і нафтогазонасиченості ($K_{\text{нг}}$) – можливе лише для пластів і прошарків із ефективною товщиною $h_{\text{еф}} > 1,5$ м. У пластах меншої потужності ($1,5 \text{ м} > h_{\text{еф}} > 0,5 \text{ м}$) за матеріалами ГДС, як правило, визначають ефективні товщини та коефіцієнти пористості, тоді як коефіцієнти нафтогазонасиченості можуть бути достовірно встановлені лише в окремих випадках – у колекторах без зони проникнення або з незначною глибиною її розвитку [4, 5, 6].

За характером змочуваності поверхні твердої фази породи-колектори Монастирчанського родовища належать до гідрофільного типу.

3.3 Виділення пластів-колекторів

Розділ порід в розрізі на колектори і неколектори виконується за даними ГДС з використанням певних критеріїв виділення колекторів. Критерії обґрунтовуються за даними керну і випробування, при цьому вирішальна роль належить випробуванню. В практиці підрахунку запасів використовуються два основних підходи для виділення колекторів за даними ГДС [5, 6]:

1. По прямих ознаках рухливості флюїду в пласті, встановленим за результатами інтерпретації каротажних діаграм.
2. По непрямим критеріях розділу породи на колектори і неколектори з використанням граничних значень геофізичних параметрів.

Прямі ознаки поровогоколектора обумовлені проникненням у пласти фільтрату промивної рідини, що спричиняє формування глинистої кірки на стінках свердловини, збільшення питомого опору на діаграмах мікрозондів, наявність радіального градієнта опору, встановленого за даними різноглибинних зондів БКЗ, зміні показів електричних та інших методів ГДС навпроти досліджуваних пластів при проведенні повторних замірів (часові дослідження) [7].

Виділення колекторів по непрямим критеріям базується на наступних передумовах: в кожному конкретному розрізі породи-колектори відрізняються від вміщуючих порід-неколекторів по величинах пористості, проникності, глинистості, а відповідно, і по значеннях геофізичних параметрів, які відображають вказані властивості; для розрізу що вивчається, границя між колектором і неколектором характеризується граничними (критичними) значеннями коефіцієнтів пористості, глинистості, проникності та іншими геофізичними параметрами [7].

Для виділення колекторів та оцінки характеру їх насичення використовувались всі методи ГДС, дані вивчення взірців керну, результати інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин, результати випробування та гідродинамічних досліджень свердловин Монастирчанського родовища.

Основою для виділення порід-колекторів є комплекс геофізичних досліджень свердловин в масштабі глибин 1:200 таі дані випробування. На діаграмах ГДС у продуктивних товщах за якісними та кількісними ознаками виділялись ймовірні пласти-колектори. Ознаки порід-колекторів наступні: максимальне значення питомих електричних опорів пластів-колекторів до 200 Ом·м, наявність глинистої кірки на кавернограмах, низька гамма-активність порід-колекторів (2-8 мкР/год), від'ємні амплітуди аномалії на кривих ПС, проміжні значення ΔT рівне 200-250 мкс/м, I_{ny} (2-3,5 ум. од).

Висновок

На Монастирчанському нафтогазоконденсатному родовищі породи-колектора приурочені до менілітової світи олігоцену та представлені пісковиками й алевролітами гранулярного типу, тоді як аргіліти виконують роль покришок.

На підставі петрофізичних критеріїв і граничних значень основних параметрів обґрунтовано виділення порід-колекторів і продуктивних пластів.

Показано, що колектори родовища належать до складнопобудованих, переважно гідрофільних, з незначним розвитком тріщинуватості, а надійна кількісна оцінка їх параметрів за даними ГДС можлива переважно для пластів ефективною товщиною понад 1,5 м.

У результаті комплексного аналізу матеріалів ГДС, керну та результатів випробувань виділено основні продуктивні горизонти, в межах яких зосереджені запаси вуглеводнів Монастирчанського родовища, що створює підґрунтя для подальшої кількісної оцінки їх колекторських і фільтраційно-ємнісних властивостей.

4 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН МОНАСТИРЧАНСЬКОГО РОДОВИЩА

4.1 Визначення ефективної товщини пластів-колекторів

При визначенні ефективної товщини пластів-колекторів із загальної товщини (H_3) досліджуваних пластів виключались непроникні прошарки щільних аргілітів та пісковиків. На діаграмах каротажу прошарки щільних пісковиків виділялись по високим, практично наближених до границь чутливості, питомим електричним опорам на кривих БМК і низькими значеннями інтервального часу проходження пружних хвиль на кривих акустичного каротажу ($\Delta T < 200$ мкс/м), підвищеною гамма-активністю (на фоні її низьких значень для порід-пісковиків), низькими питомими електричними опорами на кривих БК і БКЗ, дещо збільшеним діаметром свердловини на кривих мікрокавернометрії.

Враховуючи дані критерії, виділення ефективних товщин виконувалось у два етапи. На першому етапі за даними комплексу геофізичних досліджень свердловин виділялись усі можливі пласти-колектори. Тоді за граничними значеннями геофізичних параметрів виключались щільні та глинисті пропластки. Після визначення пористості та насиченості пластів-колекторів уточнювались їх ефективні товщини, до яких включалися пласти-колектори із пористістю більшою/рівною 7 % (кондиційне значення).

4.2 Визначення коефіцієнта пористості пластів-колекторів

Ємнісні властивості порід-колекторів Монастирчанського нафтогазового родовища, з огляду на обмежену забезпеченість продуктивних інтервалів керновим матеріалом, оцінювались за результатами геофізичних досліджень свердловин. На родовищах Передкарпатського регіону найпоширеніші методики визначення пористості ґрунтуються на даних

акустичного та електричного каротажу.

4.2.1 Акустичний метод визначення коефіцієнта пористості. Акустичний метод визначення пористості є базовим методом по вирішенню даної задачі. Висока точність методу, на яку не суттєво впливає технічний стан свердловини (за винятком великого діаметру), хімічний склад та фізичні властивості промивної рідини.

Пористість $\Delta T_{пл}$ у (мікросекундах за метр) визначаємо за рівнянням середнього часу [7]:

$$\Delta T = \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{зл} \cdot \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (4.1)$$

де $\Delta T_{ск}$, ΔT_p – інтервальний час скелета породи і рідини, що насичує породи, мкс/м;

$K_{зл}$ – коефіцієнт глинистості.

Встановлені експериментальні залежності:

$$\Delta T = f(K_n), \quad (4.2)$$

$$K_n = f(\Delta T_n). \quad (4.3)$$

для визначення пористості шляхом лабораторних досліджень кернавого матеріалу, відібраного з даного об'єкту, в термобаричних умовах пласта. При ефективному тиску 50 МПа між інтервальним часом і пористістю встановлена залежність (рис. 4.1) [2]:

$$\Delta T = 170,14 + K_n \cdot 4,40338, \quad (4.4)$$

$$K_n = -30,7754 + \Delta T \cdot 0,187114. \quad (4.5)$$

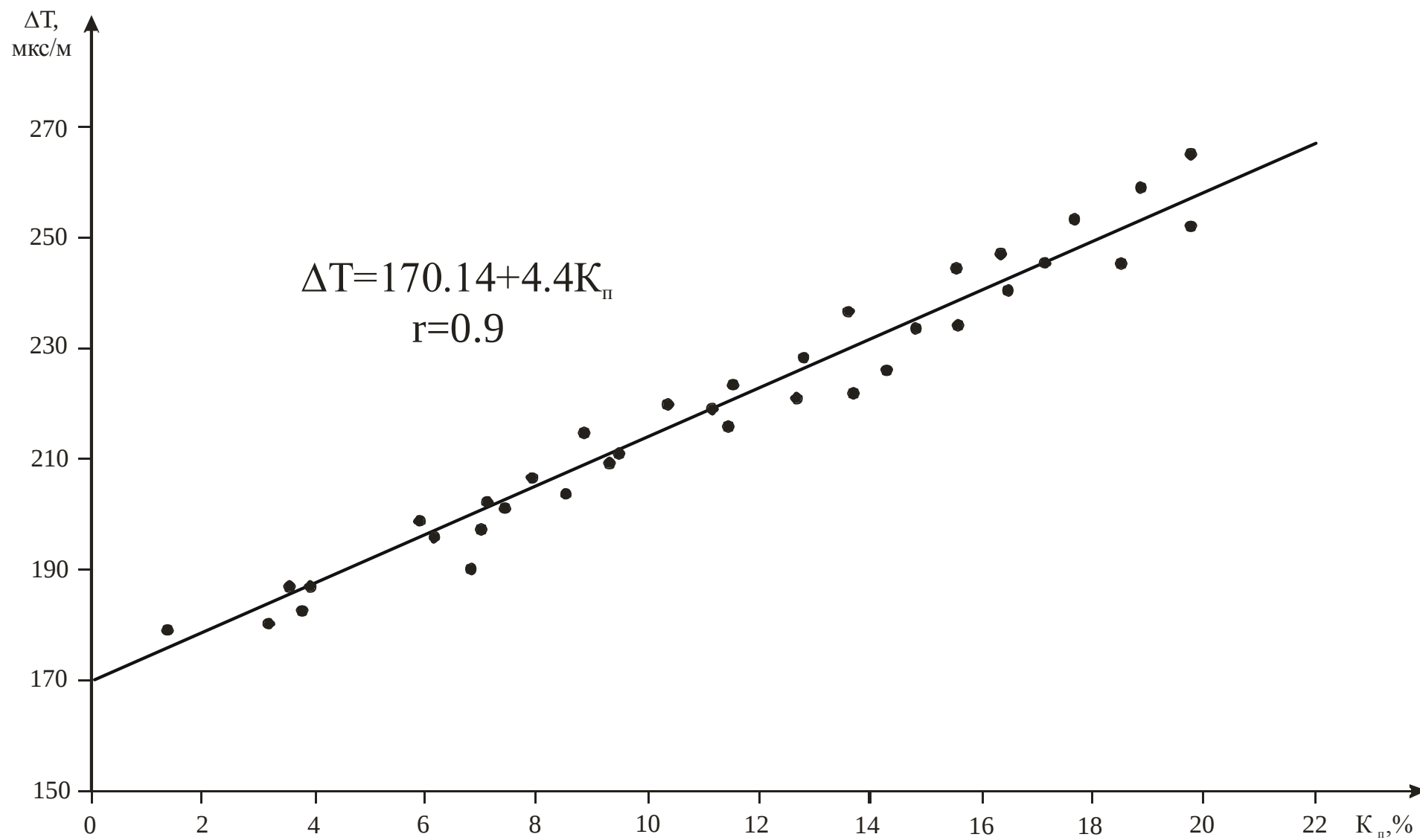


Рисунок 4.1 – Залежність інтервального часу ΔT від коефіцієнта пористості $K_{\text{п}}$.

Коефіцієнт кореляції дорівнює 0,9 при $K_n=0$, $\Delta T_{ск}=170,14$ мкс/м. Цю величину використовували в рівнянні середнього часу. Поправка за глинистість у рівнянні інтервального часу не вводилась, оскільки породи з чисто глинистим, цементуючим матеріалом зустрічаються рідко, а карбонатні і кремнієві складові цементу за своїми акустичними властивостями близькі до властивостей скелету [2].

Лабораторні дослідження показали, що різниця в швидкостях пружних хвиль в породах, насичених різними флюїдами нівелюється із збільшенням тиску на скелет породи. Якщо у високопористих, добре відсортованих газонасичених пісковиках зменшення швидкості пружних хвиль в атмосферних умовах досягає 26 %, то при тиску на скелет 40 МПа, ця різниця не перевищує 8 %, а для порід з низькою стисливістю скелета – всього 3%. Присутність нафти також спричиняє до зниження швидкості в атмосферних умовах на 16 % і в породах з низькою стисливістю на 10 %. За тиску 40 МПа зменшення швидкості не перевищує, відповідно, 7 % і 3 %. При глибокому проникненні фільтрату бурового розчину поправки на залишкові нафту і газ можуть бути ще нижчі [4, 5].

Оскільки радіус дослідження акустичним методом у більшості свердловин не перевищує 10-20 см і знаходиться в межах зони проникнення фільтрату, то поправка за залишкові нафту і газ не вводилась. З врахуванням лабораторних досліджень рівняння середнього часу приймає вигляд [79]:

$$K_n = \frac{\Delta T_{nl} \left(\frac{H}{3000} \right)^{0,06} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (4.6)$$

Значення коефіцієнта пористості, отримані за рівнянням інтервального часу, дещо перевищують результати, визначені за емпіричною залежністю, побудованою на основі лабораторних досліджень. З огляду на те, що лабораторні вимірювання виконувалися в умовах, наближених до пластових, за базові приймалися значення коефіцієнта пористості, розраховані за

формулою 4.5.

4.2.2 Визначення коефіцієнта пористості методом електричних опорів. Метод електричних опорів базується на залежностях між пористістю водоносних пластів і їх електричним опором. В основі методу лежить залежність [7]:

$$P_n = f(K_n), \quad (4.7)$$

де P_n – параметр пористості;

K_n – коефіцієнт пористості.

Над побудовою цієї залежності для різних родовищ працювали УкрНДГРІ, ІФДТУНГ, ЦНДЛ. Побудовані залежності істотно не відрізнялись і тому запропоновано універсальні залежності для колекторів родовищ Бориславсько-Покутської зони Карпат відповідно (рис. 4.2) [2]:

$$P_n = \frac{0.96}{K_n^{1.76}}, \quad (4.8)$$

$$P_n = \frac{1.35}{K_n^{1.7}}. \quad (4.9)$$

Ці залежності побудовані для поверхневих умов. Для врахування термобаричних умов використовувалась емпірична залежність типу [7]:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m}, \quad (4.10)$$

де a і m – значення постійних в базовій залежності для умов і визначались з рівнянь [2]:

$$a = P_z^{-0.25} + 0.52, \quad (4.11)$$

$$m = 0.9 \cdot P_z^{0.08} + 0.65. \quad (4.12)$$

де P_z – гірський тиск, МПа.

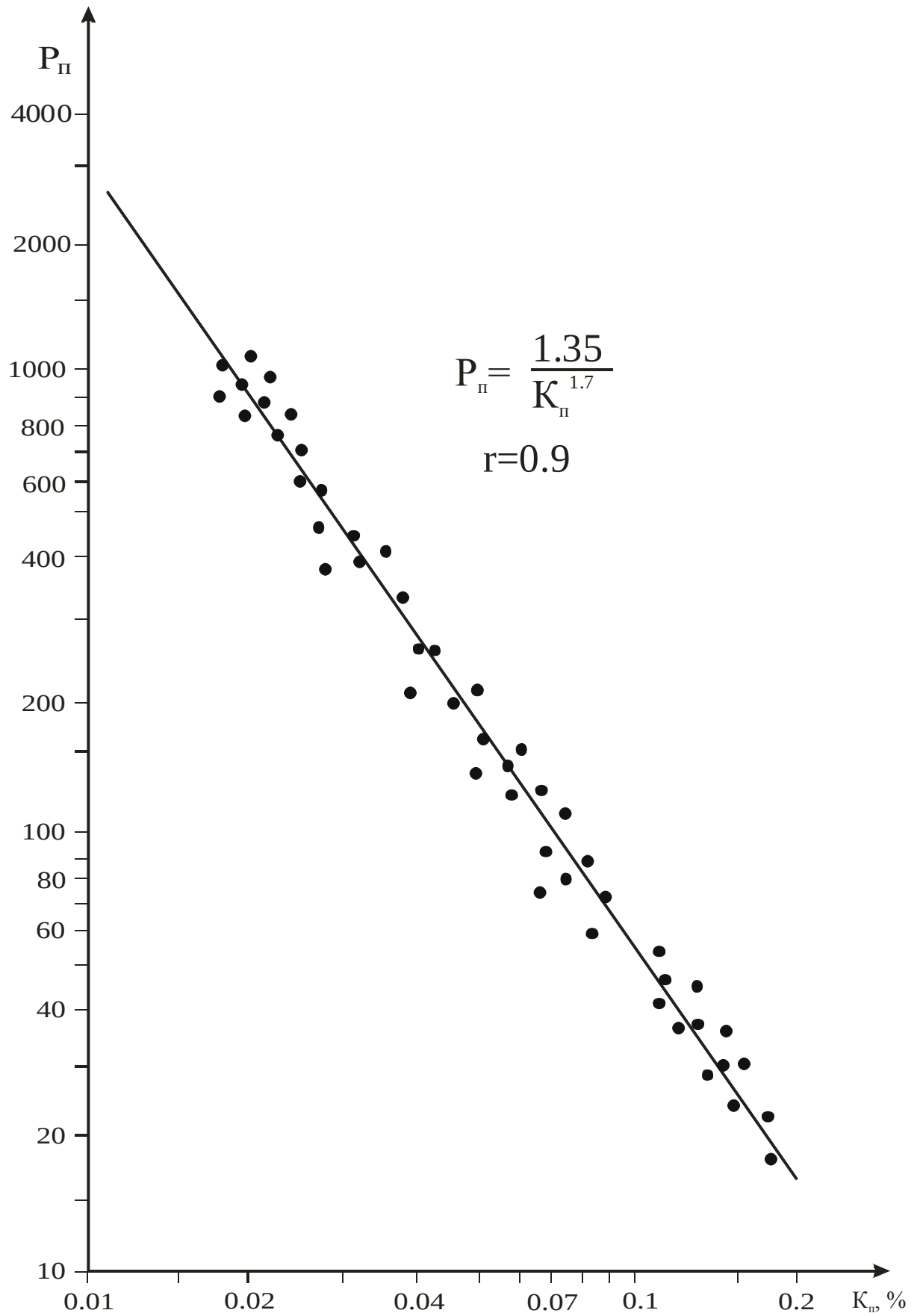


Рисунок 4.2 – Залежність параметра пористості P_{π}
від коефіцієнта пористості K_{π} .

Гірський тиск розраховується за формулою [7]:

$$P_z = \frac{0.137 \cdot H}{0.0981}, \quad (4.13)$$

де H – глибина залягання, м.

Ці залежності побудовані при насиченості керну високомінералізованою водою (200 г/л) і не враховують явищ поверхневої провідності. Тому провівши лабораторні дослідження для фіксованого ефективного тиску при температурі 50 °С для різних мінералізацій, пропонує залежності за формулою 4.9 з врахуванням поверхневої проникності (табл. 4.1) [2].

Таблиця 4.1 – Залежність параметру пористості від зміни мінералізації розчину [2]

1,4	40	$P_n = 0,076 \cdot K_n^{-1,6}$
0,3	40	$P_n = 0,078 \cdot K_n^{-1,72}$
0,08	40	$P_n = 0,078 \cdot K_n^{-1,9}$
0,05	40	$P_n = 0,075 \cdot K_n^{-1,95}$
0,03	40	$P_n = 0,072 \cdot K_n^{-2,1}$

Для визначення пористості нафтогазоносних пластів методом опорів використовувалась залежність [4]:

$$K_n = \left(\frac{aQ\rho_\phi}{\rho_{пз}} \right)^{\frac{1}{m}}, \quad (4.14)$$

де K_n – коефіцієнт пористості;

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

Q – поправочний коефіцієнт за залишкову нафтонасиченість;

a і m – структурні коефіцієнти, визначені лабораторними дослідженнями.

Вихідними даними для визначення коефіцієнтів пористості пласта є

питомий електричний опір промитої зони пласта – $\rho_{пп}$, визначені за даними методу МБК, або зони проникнення – $\rho_{зп}$. Однак в окремих свердловинах погана якість кривих МБК не дала можливості застосувати цей метод для визначення коефіцієнта пористості. При визначенні коефіцієнта пористості порід-колекторів Монастирчанського родовища він вважається як допоміжний метод.

Питомий електричний опір зони проникнення – $\rho_{зп}$ приймався за висновками результатів геофізичних досліджень свердловин або визначався за малими зондами БКЗ. Оскільки дослідним шляхом встановлено, що у випадку перевищення діаметру зони проникнення чотирьох діаметрів свердловини, опір зони проникнення можна визначити шляхом зіставлення лівої вітки кривої зондування з двошаровою палеткою БКЗ. Для визначення $\rho_{зп}$ використані покази малих градієнт-зондів А0.5М0.1N і А1.0М0.1N [2].

Про наявність зони проникнення фільтрату бурового розчину зони проникнення фільтрату бурового розчину в пласт свідчать трьохшарові криві зондування і глиниста кірка проти пісковиків і алевролітів на кавернограмах. У випадку чергування прошарків високого і низького опору значною мірою має вплив анізотропія, внаслідок чого величина питомого опору зони проникнення буде дуже занижена, що у свою чергу спричиняє значне завищення коефіцієнта пористості. Коефіцієнти a і m приймали із наведених вище залежностей параметра пористості для різних мінералізацій рідини, що насичує породу. Використавши результати лабораторних досліджень ЦНДЛ по витісненню нафти і газу водою, згідно з якими залишкова нафта і газ займає 30 % і більше порового простору, поправочний коефіцієнт приймали рівним двом [2].

Пористість на Монастирчанському нафтогазоконденсатному родовища в усіх свердловинах визначалась за даними АК. паралельно по мірі можливості $K_{п}$ визначавсь методом МБК, хоча значення пористості визначені цим методом неможна вважати достовірними, оскільки цей метод є допоміжним. У свердловині №3-Монастирчани для клівського та

надроговико-підроговикового горизонтів значення K_n приймалось по керну, оскільки у цих інтервалах із технічних причин не виконані дослідження методами МБК та АК.

4.3 Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості

Для визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості порід-коелкторів Монастирчанського родовища застосовувався загальноприйнятий метод опорів із залежністю [7]:

$$K_n = f(P_n), \quad (4.15)$$

де K_n – коефіцієнт насиченості;

P_n – параметр насиченості.

В основі визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості (K_n) за питомим електричним опором породи (ρ_n) є залежність між параметром насиченості (P_n) і коефіцієнтом водонасиченості (K_v). Лабораторні роботи, виконані в ЦНДЛ, показують, (рис. 4.3), що існує зв'язок між параметром насиченості та коефіцієнтом водонасиченості [2]:

$$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{en}} = \frac{1}{K_v^2}, \quad (4.16)$$

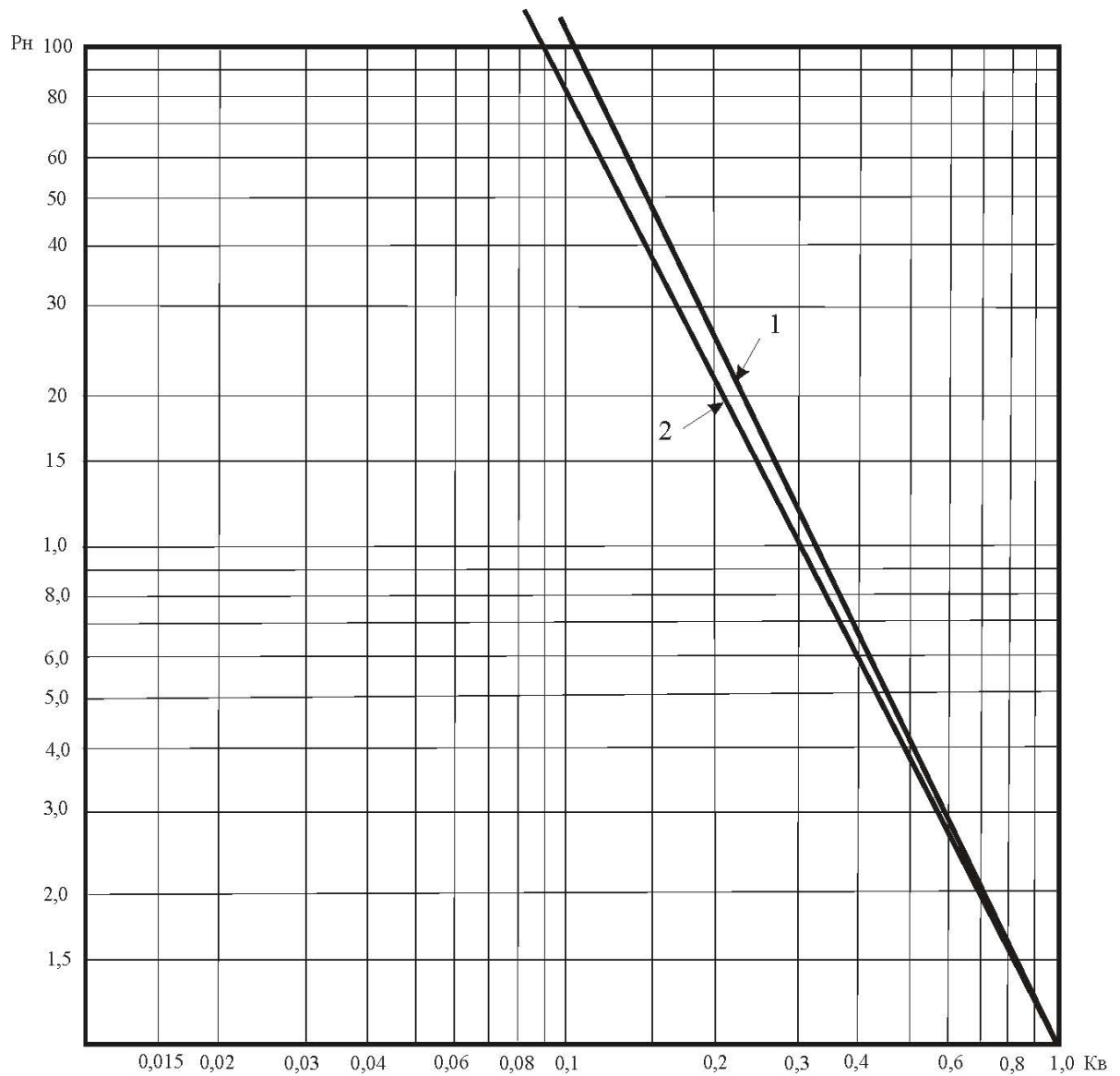
У процесі досліджень методом капілярного тиску з водоносного пласта витіснялась вода. На кожній ступені досліджень замірявся електричний опір моделі. В результаті отримане рівняння:

$$K_n = 1 - \left(\frac{\rho_{en}}{\rho_n} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (5.17)$$

де ρ_n – питомий електричний опір нафтонасиченого пласта за даними

БКЗ, БК, Ом·м;

ρ_{en} – питомий електричний опір того ж пласта при 100 % водонасиченні, Ом·м.



1 - в поверхневих умовах;
2 - в умовах, близьких до пластових.

Рисунок 4.3 – Залежність параметра насичення (P_n) від коефіцієнта водонасичення (K_v)

Розрахунок питомого електричного опору водонасиченого пласта проводився за формулою із врахуванням величини параметру пористості і

опору пластової води із заданими температурами [2]:

$$\rho_{en} = \rho_n \cdot \rho_e^t, \quad (4.18)$$

де ρ_e^t – питомий опір розчину при температурі 20 °С.

Параметр пористості розраховувався згідно з формулою 4.7.

Питомий електричний опір пластових вод ρ_v визначався на основі даних про їх мінералізацію для кожного покладу з урахуванням температурних умов проведення досліджень. У розрахунках опір пластових вод для середньоменілітових відкладів приймався рівним 0,02 Омм, а для нижньоменілітових – 0,018 Омм. Коефіцієнт нафтогазонасиченості було обчислено для всіх пластів, у яких визначено коефіцієнт пористості та питомий електричний опір. Значення коефіцієнта нафтогазонасиченості варіюють у межах від 63 % до 86 %.

Мною виконано обробку та інтерпретацію результатів ГДС по свердловині №813- Пасічна (рис. 4.4, табл. 4.2).

4.4 Визначення кондиційних значень проникності, пористості та інших параметрів порід-колекторів

Для точного підрахунку запасів важливу роль відіграють надійно визначені кондиційні величини пористості і проникності. Згідно з існуючими уявленнями розрізняють три кондиційні межі колекторів. Першою є межа, починаючи з якої породи можуть вміщувати крім залишкової води нафту і газ. Друга межа характеризується мінімальними значеннями параметрів колекторів, за якими фазова проникність для нафти і газує більша від нуля. Третя кондиційна межа відповідає мінімальній величині колекторських параметрів, починаючи з яких при максимально можливих технологічних показниках розробки експлуатація свердловин стає економічно доцільною [2].

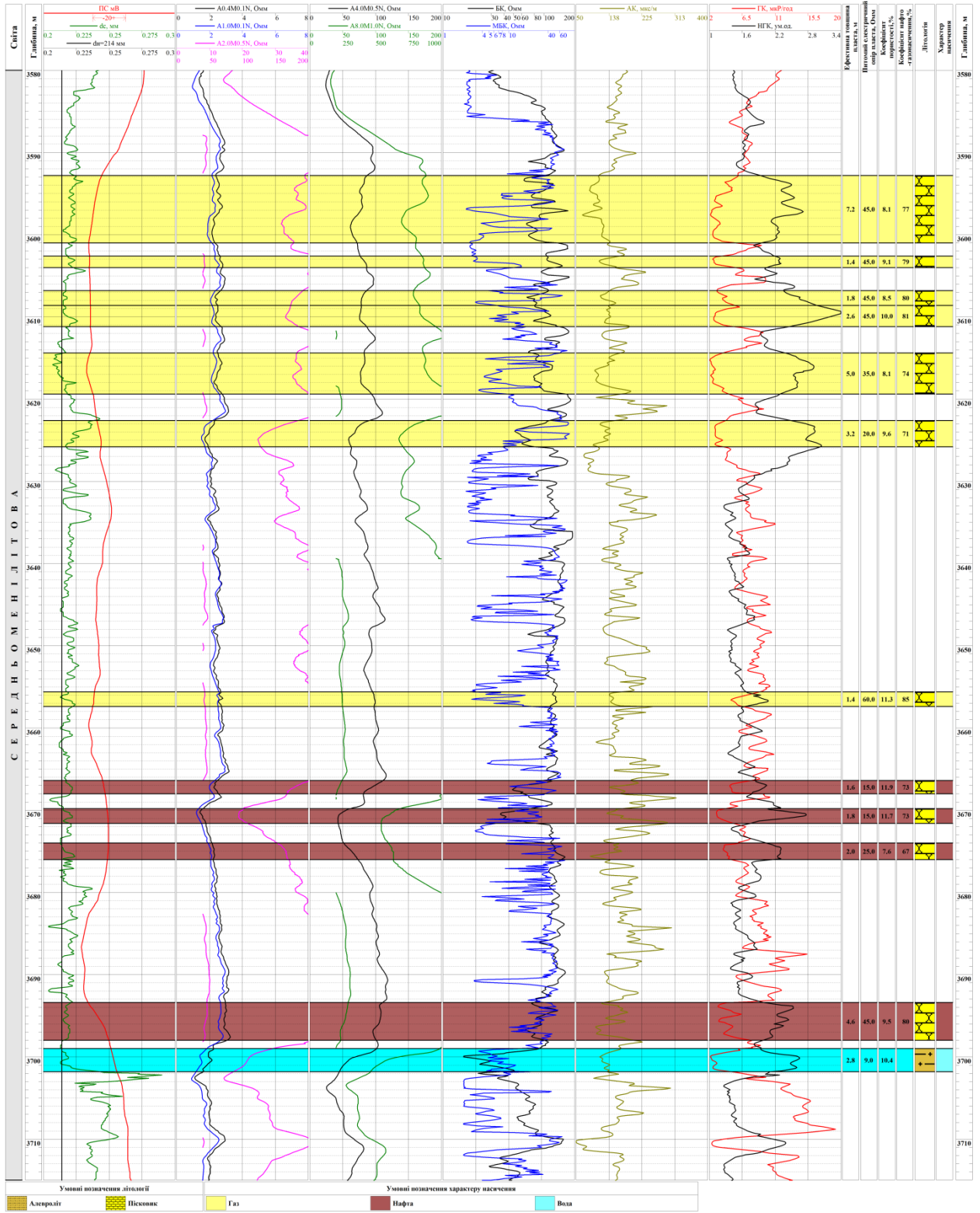


Рисунок 4.4 – Планшет комплексу методів ГДС та результати їх інтепетації (св. №813-Пасічна)

Таблиця 4.2 – Результати інтерпретації даних ГДС, виконаних у свердловині №813-Пасічна

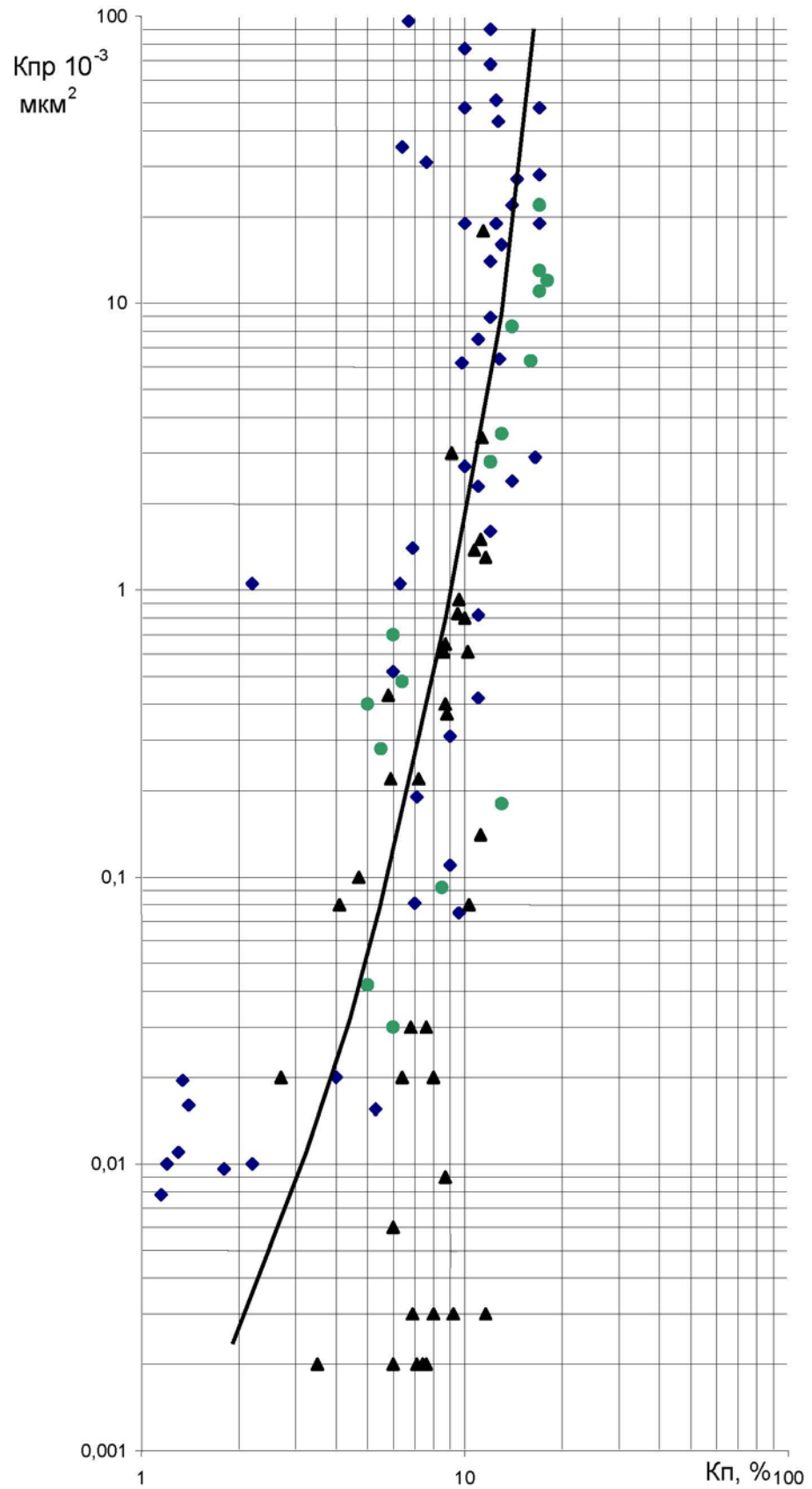
№ П/П	Глибина залягання пластів, м		$H_{\text{заг}}, \text{ м}$	$h_{\text{еф}}, \text{ м}$	$ДС, \text{ м}$	$\rho_c, \text{ Омм}$	$\rho_b, \text{ Омм}$	$\rho_n, \text{ Омм}$	$\Delta U_{\text{ПС}}, \text{ мВ}$	$\alpha_{\text{ПС}}$	$I_{\gamma}, \frac{\text{мкР}}{\text{год}}$	ΔI_{γ}	$I_{\text{пу}}, \text{ ум.од.}$	$\Delta I_{\text{пу}}$	$\Delta T, \frac{\text{мкс}}{\text{м}}$	$K_{\text{п}}^{\text{геоф}}, \%$	$P_{\text{п}}$	$P_{\text{н}}$	$K_{\text{в}}, \%$	$K_{\text{нг}}, \%$	Літологія	Характер насичення
	покрівля	підосва																				
1	3592,8	3601,0	8,2	7,2	0,222	0,09	0,02	45	30,66	0,81	2,74	0,03	2,46	0,57	208	8,1	95,91	43,3	23	77	Пісковик	Газ
2	3602,6	3604,0	1,4	1,4	0,222	0,09	0,02	45	28,08	0,87	2,61	0,03	2,27	0,48	213	9,1	79,73	49	21	79	Пісковик	Газ
3	3606,8	3608,6	1,8	1,8	0,218	0,09	0,02	45	28,49	0,86	4,07	0,11	2,64	0,65	215	8,5	74,44	52,7	20	80	Пісковик	Газ
4	3608,6	3611,2	2,6	2,6	0,218	0,09	0,02	45	28,62	0,86	2,79	0,03	3,24	0,93	218	10	67,48	55,1	19	81	Пісковик	Газ
5	3614,4	3619,4	5,0	5,0	0,212	0,09	0,02	35	26,48	0,92	2,51	0,02	2,66	0,66	208	8,1	95,91	35,4	26	74	Пісковик	Газ
6	3622,6	3625,8	3,2	3,2	0,226	0,09	0,02	20	34,30	0,71	2,82	0,04	2,88	0,76	216	9,6	72,00	29,8	29	71	Пісковик	Газ
7	3655,6	3657,4	1,8	1,4	0,217	0,09	0,02	60	30,61	0,81	5,78	0,18	2,01	0,36	225	11,3	54,76	80,2	15	85	Пісковик	Газ
8	3666,4	3668,0	1,6	1,6	0,222	0,09	0,02	15	36,82	0,65	4,85	0,16	2,01	0,36	228	11,9	50,44	33,2	27	73	Пісковик	Нафта
9	3669,8	3671,6	1,8	1,8	0,222	0,09	0,02	15	39,10	0,59	3,03	0,05	2,69	0,67	227	11,7	51,81	33,2	27	73	Пісковик	Нафта
10	3674,0	3676,0	2,0	2,0	0,216	0,09	0,02	25	39,30	0,59	4,03	0,12	2,30	0,49	205	7,6	108,29	24,2	33	67	Пісковик	Нафта
11	3693,4	3698,0	4,6	4,6	0,217	0,09	0,02	45	35,04	0,70	4,22	0,11	2,34	0,51	215	9,5	74,44	52,7	20	80	Пісковик	Нафта
12	3699,0	3701,8	2,8	2,8	0,216	0,09	0,02	9	42,83	0,49	2,37	0,02	2,58	0,62	220	10,4	63,40				Алевроліт	Вода

Задаючись кондиційним значенням проникності $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², можна стверджувати, що нижня межа пористості не є чимось сталим, а прямо пов'язана з типом гірської породи. У міру переходу до гірських порід, де переважає кількість зерен дрібнопіщаного та алевритового розміру, нижня границя пористості зростає. Встановлені залежності роблять точнішим зв'язок між пористістю і проникністю. Аналіз геолого-промислових матеріали Внутрішньої зони Передкарпатського прогину показав, що кондиційну гарницю (межу) порід-колекторів найбільш доцільно визначати на основі встановлених статистичних залежностей між приведеним коефіцієнтом продуктивності та абсолютною проникністю за даними лабораторних досліджень вірців керну, абсолютною проникністю та відкритою пористістю в такій послідовності. Виходячи із конкретних техніко-економічних та промислово-геологічних умов Монастирчанського родовища, встановлюється граничний приведений коефіцієнт продуктивності свердловин, за допомогою гранично приведенного коефіцієнта продуктивності – нижню границю проникності, по нижній границі проникності – нижню границю пористості. За статистичною залежністю між абсолютною проникністю і приведеним коефіцієнтом продуктивності до ефективної товщини 100 м, що виражається рівнянням [2]:

$$K_{\text{прод}} = 0,104 \cdot K_{\text{пр}}, \quad (4.18)$$

визначаємо кондиційне значення проникності, що дорівнює $0,26 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Для визначення кондиційного значення пористості використано залежність пористості від проникності для менілітових відкладів Битківського, Пасічнянського і Монастирчанського родовищ (рис. 4.5).



◆ Битківське родовище ● Пасічнянське родовище ▲ Монастирчанське родовище

Рисунок 4.5 – Залежність між пористістю (K_p) і проникністю (K_{pr}) порід менілітових відкладів

Висновок

На основі даних комплексу ГДС встановлено ефективні товщини продуктивних пластів шляхом виключення непроникних прошарків і уточнення меж колекторів за кондиційними значеннями пористості.

Ємнісні властивості порід-колекторів оцінено переважно за даними акустичного каротажу, який в умовах обмеженої кернової забезпеченості є найбільш інформативним. Базовими прийнято значення коефіцієнта пористості, отримані за лабораторними залежностями в умовах, наближених до пластових, тоді як метод електричних опорів використовувався як допоміжний.

Коефіцієнт нафтогазонасиченості визначено за методом опорів з урахуванням параметра насиченості та опору пластових вод. Його значення для досліджених пластів змінюються в межах 63-86 %, що свідчить про їх перспективність.

На основі статистичних залежностей між пористістю, проникністю та продуктивністю обґрунтовано кондиційні значення колекторських параметрів для менілітових відкладів Монастирчанського родовища, що створює основу для подальшого підрахунку запасів і геолого-економічної оцінки родовища.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання бакалаврської роботи проведено комплексний аналіз геологічної будови та нафтогазоносності Монастирчанського нафтогазоконденсатного родовища. На основі інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин виконано літологічне розчленування розрізів та кореляцію продуктивних горизонтів.

Виділено основні пласти-колектори, встановлено їх літологічні особливості та просторове поширення. Для виділених колекторів визначено ефективні товщини, коефіцієнти пористості та нафто- і газонасиченості.

У роботі показано, що комплексне використання методів геофізичних досліджень свердловин є ефективним інструментом для виділення порід-колекторів у складнопобудованих розрізах та забезпечує підвищення достовірності оцінки запасів вуглеводнів. Отримані результати можуть бути використані при подальшому геологічному вивченні, підрахунку запасів і плануванні робіт з експлуатації та дорозвідки Монастирчанського родовища.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Атлас родовищ нафти і газу України : в шести томах. Західний нафтогазоносний регіон. Том IV. Львів : УНГА, 1998.
2. Геолого-економічна оцінка запасів газу, нафти, конденсату і розчиненого газу Монастирчанського родовища Івано-Франківської області (4 книги, II папки). ПАТ “Укрнафгаз”, керівник Ю. С. Мончак. Івано-Франківськ. 2008 р. 259 с.
3. СОУ 09.1-30019775-328-4:2020. Влаштування свердловини. Частина 4.
4. Геофізичні дослідження (каротаж) свердловини. Київ: АТ «Укргазвидобування», 2020. 60 с.
4. 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.
5. Федішин В.О., Нестеренко М. Ю., Ципенюк Т. М. Визначення граничних значень фільтраційно-ємкісних властивостей теригенних колекторів. Нові дані з методики і технології геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні: Зб. наук. пр. Львів: УкрДГРІ. 1993. С. 69-77.
6. 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.
7. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин : навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
8. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на Монастирчанському родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин»

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 52 сторінки.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 14 слайдів.

_____ Олег ЯВОРСЬКИЙ