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

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Багній Владислав Олександрович .
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Визначення підрахункових параметрів порід-колекторів Прокопенківського
(назва роботи)
нафтового родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин

Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та
(назва освітньої програми)
гідрогеологія

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 В. О. Багній .
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Коваль Ярослав Миколайович, к.геол.н., доцент .
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

доцент І. О. Федак .
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

м. Івано-Франківськ – 2025 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. Федак І.О.
“____”_____2025 р.

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

Багнію Владиславу Олександровичу
(прізвище, ім’я, по батькові)

1. Тема роботи Визначення підрахункових параметрів порід-колекторів Прокопенківського нафтового родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин
Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович
Затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” квітня 2025 р. № 245/7 .
2. Строк подання студентом роботи 09 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення Прокопенківського нафтового родовища. Спеціалізована література.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1) Геологічна будова Прокопенківського нафтового родовища.
2) Геофізичні дослідження свердловин Прокопенківського нафтового родовища.
3) Літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин Прокопенківського нафтового родовища та виділення в ньому порід-колекторів.
4) Визначення підрахункових параметрів порід-колекторів на Прокопенківському нафтовому родовищі.
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 16 слайдів

6.Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 03 квітня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Геологічна будова Прокопенківського нафтового	03.04.2025-14.04.2025	виконано
	родовища.		
2.	Геофізичні дослідження свердловин	15.04.2025-21.04.2025	виконано
	Прокопенківського нафтового родовища.		
3.	Літологічне розчленування геологічного розрізу	22.04.2025-12.05.2025	виконано
	свердловин Прокопенківського нафтового родовища		
	та виділення в ньому порід-колекторів.		
4.	Визначення підрахункових параметрів порід-	13.05.2025-02.06.2025	виконано
	колекторів на Прокопенківському нафтовому		
	родовищі.		
5.	Перелік умовних позначень і скорочень.	03.06.2025-09.06.2025	виконано
	Вступ.		
	Перелік посилань на джерела.		
	Висновки.		

Студент _____ *Багній В. О.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ *Коваль Я. М.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Визначення підрахункових параметрів порід-колекторів Прокопенківського нафтового родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин». містить 57 сторінок, 1 таблицю, 15 рисунків та 8 джерел використаної літератури.

Розрахунок таких підрахункових параметрів як ефективна товщина, пористість та нафтогазонасичення необхідно виконувати при пошуку, розвідці та експлуатації покладів вуглеводнів. Підрахункові параметри порід-колекторів визначаються за результатами комплексу геофізичних досліджень свердловин та лабораторних досліджень кернового матеріалу.

В бакалаврській роботі проаналізовано геологічну будову Прокопенківського нафтового родовища, розглянуто комплекс методів геофізичних досліджень свердловин для літологічного розчленування геологічного розрізу, виділення в ньому порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів. Для визначення підрахункових параметрів порід-колекторів у роботі подані петрофізичні залежності, з використанням яких для продуктивного горизонту В1-16 Прокопенківського родовища розраховано ефективну товщину пластів-колекторів, коефіцієнт пористості та нафтонасичення.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, порода-колектор, відклади, підрахункові параметри, родовище, виділення, пористість, насичення та ін.

ABSTRACT

The bachelor's thesis on “Determination of the estimated parameters of reservoir rocks of the Prokopenkivske oil field based on the results of geophysical surveys of wells” contains 57 pages, 1 table, 15 figures and 8 references.

The calculation of such estimation parameters as effective thickness, porosity and oil and gas saturation is necessary in the search, exploration and exploitation of hydrocarbon deposits. Estimated parameters of reservoir rocks are determined based on the results of a set of geophysical surveys of wells and laboratory studies of core material.

The bachelor's thesis analyzes the geological structure of the Prokopenkivske oil field, considers a set of methods of geophysical well logging for lithological dissection of the geological section, identification of reservoir rocks and determination of their estimated parameters. To determine the estimated parameters of reservoir rocks, the paper presents petrophysical dependencies, which were used to calculate the effective thickness of reservoir layers, porosity coefficient and oil saturation for the productive horizon B1-16 of the Prokopenkivske field.

Keywords: geophysical surveys of wells, reservoir rock, sediments, estimated parameters, field, production, porosity, saturation, etc.

ЗМІСТ

Ст.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ..... 6

ВСТУП…… 7

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПРОКОПЕНКІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА..... 9

1.1 Літолого-стратиграфічна характеристика родовища..... 18

1.2 Основні відомості про тектоніку родовища..... 18

1.3 Нафтогазоносність..... 21

1.4 Постановка геологічного завдання..... 23

2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПРОКОПЕНКІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВЩА..... 24

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень в свердловинах..... 24

2.2 Комплекс, методика проведення і якість матеріалів геофізичних досліджень..... 25

3 ЛІТОЛОГІЧНЕ РОЗЧЛЕНУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИН ПРОКОПЕНКІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА ТА ВИДІЛЕННЯ В НЬОМУ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ..... 33

3.1 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин..... 33

3.2 Виділення пластів-колекторів..... 34

4 ВИЗНАЧЕННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-

КОЛЕКТОРІВ НА ПРОКОПЕНКІВСЬКОМУ НАФТОВОМУ РОДОВИЩІ..... 41
4.1 Визначення ефективних товщин..... 41
4.2 Визначення коефіцієнта пористості..... 41
4.3 Визначення коефіцієнта нафтонасиченості..... 51
ВИСНОВОКИ..... 56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА..... 57

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АК	акустичний каротаж
БК	боковий каротаж
БМК	боковий мікрокаротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГК	гамма-каротаж
ІК	індукційний каротаж
МК	мікрокаротаж
НГК	нейтронний гамма-каротаж
ННК	нейтрон-нейтронний каротаж
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
СК	стандартний каротаж
$\rho_п$	питомий електричний опір гірських порід, Омм
$\rho_в$	питомий електричний опір пластової води, Омм
$\Delta T_п$	інтервальний час проходження пружних хвиль в породі, мкс/м
ΔI	подвійний різницевий параметр
$K_п$	коефіцієнт пористості, %

$K_н$	коефіцієнт нафтонасичення, %
$K_в$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{гл}$	коефіцієнт глинистості, %
$P_п$	параметр пористості
$P_н$	параметр насичення
$\alpha_{ПС}$	відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації
ρ	питомий електричний опір, Омм

ВСТУП

Актуальність теми. Породи-колектори є важливими елементами в геології, зокрема в нафтогазовій і водопостачальній промисловості, оскільки вони визначають ефективність видобутку та транспортування пластових флюїдів. Підрахункові параметри порід-колекторів є характеристиками, які використовуються для оцінки їх здатності накопичувати та передавати флюїди (нафту, газ, воду тощо). Без підрахункових параметрів не можливо визначити потенційні запаси вуглеводнів а також раціонально прогнозувати процес розробки покладів нафти і газу. Визначення підрахункові параметри порід-колекторів здійснюється за результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та з використанням кореляційних зв'язків типу «керн-керн», «керн-геофізика». Тому задача з визначення підрахункових параметрів є завжди актуально як на етапі оперативної інтерпретації так і на етапі визначення запасів вуглеводнів.

Мета і завдання дослідження. Головною метою роботи є визначення підрахункових параметрів порід-колекторів

верхньовізейського під'ярусу Прокопенківського нафтового родовища.

Для досягнення мети необхідно було розв’язати такі завдання:

– проаналізувати геологічну будову Прокопенківського нафтового родовища;

– проаналізувати комплекс геофізичних методів досліджень геологічних розрізів свердловин Прокопенківського нафтового родовища;

– подати методику виділення та визначення підрахункових параметрів порід-колекторів в геологічному розрізі верхньовізейського під ярусу Прокопенківського родовища;

– виконати розрахунок підрахункових параметрів пластів-колекторів горизонту В-16 верхньовізейського під ярусу Прокопенківського родовища.

Методи дослідження. Обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень продуктивних горизонтів верхньовізейських відкладів Прокопенківського нафтового родовища.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 8 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 57 сторінок друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 1 таблицею та 15 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПРОКОПЕНКІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

1.1 Літолого-стратиграфічна характеристика родовища

Прокопенківське нафтове родовище в адміністративному відношенні знаходиться у Великописарівському районі Сумської області, на відстані 20 км на південний схід від м. У геологічній будові Прокопенківського родовища приймають участь осадові відклади палеозойського, мезозойського і кайнозойського віків, які залягають на докембрійських відкладах кристалічного фундаменту.

Протерозой (PR). Породи докембрійського кристалічного

фундаменту, які належать до протерозою, на Прокопенківській площі розкриті усіма пробуреними свердловинами. Покрівля фундаменту відмічається в межах глибин від 2655 м (св. № 1) до 2928 м (св. № 3). Літологічно докембрійські утворення представлені гранітами, гранітодіоритами, граніто-гнейсами. Граніти чорні, інколи з темно-зеленим відтінком, різнозернисті, масивні, щільні, розбиті тріщинами, заповненими, білим, біло-рожевим кварцом, дуже міцні пронизані рудними мінералами. Гранодіорити роговообманкові від зелено-сірого до темно-сірого кольору, дрібно- і середньозернисті, тріщинуваті, міцні, масивні, низькокарбонатні. Головні складові породи плагіоклази та калієво-кварцові польові шпати. Граніто-гнейси мусковито-біотитові сірі, темно-сірі, дрібно- і середньозернисті, тонкошаруваті, кварцово-польовошпатові, міцні, низькокарбонатні. Розкрита товща порід докембрію складає від 24 до 558 м [1].

Палеозойська група (PZ). Відклади палеозою залягають на вивітреній поверхні докембрійського кристалічного фундаменту із значною стратиграфічною неузгодженістю та розмивом. В розрізі Прокопенківського родовища вони представлені відкладами девонської, кам’яновугільної та пермської систем [1].

Девонська система (D). Відклади девонської системи розповсюдженні в межах опущених блоків фундаменту. На Прокопенківському родовищі розкриті практично усіма свердловинами (виняток – св. № 6) і представлені підсольовими відкладами франського ярусу верхнього девону (D_3fr). В межах залягання девону, відклади складені перешаруванням аргілітів з пісковиками та вапняками. Аргіліти темно-сірі з зеленим відтінком або коричневаті, слабослюдисті з прошарками до 20 см слюдистих, дрібнозернистих темно-сірих алевролітів. Пісковики темно-сірі з зеленуватим відтінком, дрібнозернисті, глинисті, вапнисті. Вапняки темно-сірих з коричневатим

відтінком, глинисті, містять включення макрофауни. Розкрита товщина девонських відкладів змінюється від 12 м до 137 м [1].

Кам'яновугільна система (С). Кам'яновугільна система на Прокопенківському родовищі складена відкладами нижнього, середнього та верхнього відділів та розкрита всіма пробуреними на площі свердловинами [1].

Нижній відділ (C_1). Товщі нижнього карбону виповнені візейським та серпуховським ярусами .

Візейський ярус (C_1v). В межах родовища прослідковуються тільки мікрофаустичні горизонти XII-XI, верхньовізейського під'ярусу (C_1v_2) (рис.1.1). Відклади складені перешаруванням аргілітів з пісковиками, рідше з алевролітами, вапняками та доломітами. Аргіліти темно-сірі до чорних, шаруваті, невапнисті, скорлупуваті, слабослюдисті, із раковистим зломом, глинистий матеріал забарвлений чорною органічною речовиною, містять залишки фауни. Пісковики світло-сірі, дрібно- та середньозернисті, слабослюдисті, вапнисті, слабозцементовані, містять рослинний детрит. В товщі верхньовізейського під'ярусу виділяється вісім піщано-алевролітових горизонтів (В-14-В-20), товщини яких змінюються по площі. Середня товщина горизонту В-14 становить – 22,9 м і змінюється від 23 м у св. № 7 до 30-35 м (св. № 2, 4, 5, 6, 11 та 20). Товщина горизонту В-15 більш витримана по площі і змінюється від 7 м (св. № 6, 7) до 9 м (св. № 1 і 3), а його середня товщина складає 8 м. Для продуктивного горизонту В-16 середня товщина по площі становить – 13,2 м, теж досить витримана і змінюється від 11 м (св. № 5, 7) до 15 м (св. № 1 і 11). З горизонтом В-16 пов'язані поклади нафти. Значно більшу потужність мають горизонти В-17, В-18. Середня товщина для горизонту В-17 складає – 32,9 м і коливається від 27 м (св. № 5) до 41 м (св. № 3) (рис.1.2, 1.3). Для горизонту В-18 товщина коливається від 22-23 м (св. № 1, 6) до 34 м (св.

№ 3, 11), середня товщина складає 27,2 м. Середня товщина для горизонту В-19 становить – 3,3 м. Для більшості свердловин 1, 4, 5, 6, 7, 11, 12 вона малопотужна складає 2-3 м, 4 м – у св. № 3 і тільки в св. № 2 досягає 9 м. Горизонт В-20 має невелику потужність (3-4 м) майже в усіх свердловинах, у св. № 5 він розмитий і тільки у св. № 11 складає 6 м. Середня товщина для горизонту В-20 по площі становить – 5,6 м. Загальна товщина верхньовізейського під'ярусу коливається в межах 146-189 м [1].

Серпуховський ярус (C_1s). Породи серпуховського ярусу, в межах площі представлені мікрофауністичними горизонтами X-VII. Дані відклади складені перешаруванням аргілітів з алевролітами, вапняками, пісковиками та доломітами. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкошаруваті, слабокарбонатні, слюдисті скорлупуваті, середньої щільності та міцності, містять включення рослинних залишків. Алевроліти світло-сірі, сірі, плитчасті, слабокарбонатні, середньої міцності, масивні, слюдисті. Пісковики темно-сірі, дрібнозернисті, слюдисті. Загальна товщина серпуховського ярусу складає 183 м (св. № 5) –213 м (св. № 2) [1].

Середній відділ (C_2). В межах Прокопенківського родовища відклади середнього відділу кам'яновугільної системи складені теригенно-вапняковими породами башкирського і московського ярусів, розкриті усіма пробуреними свердловинами [1].

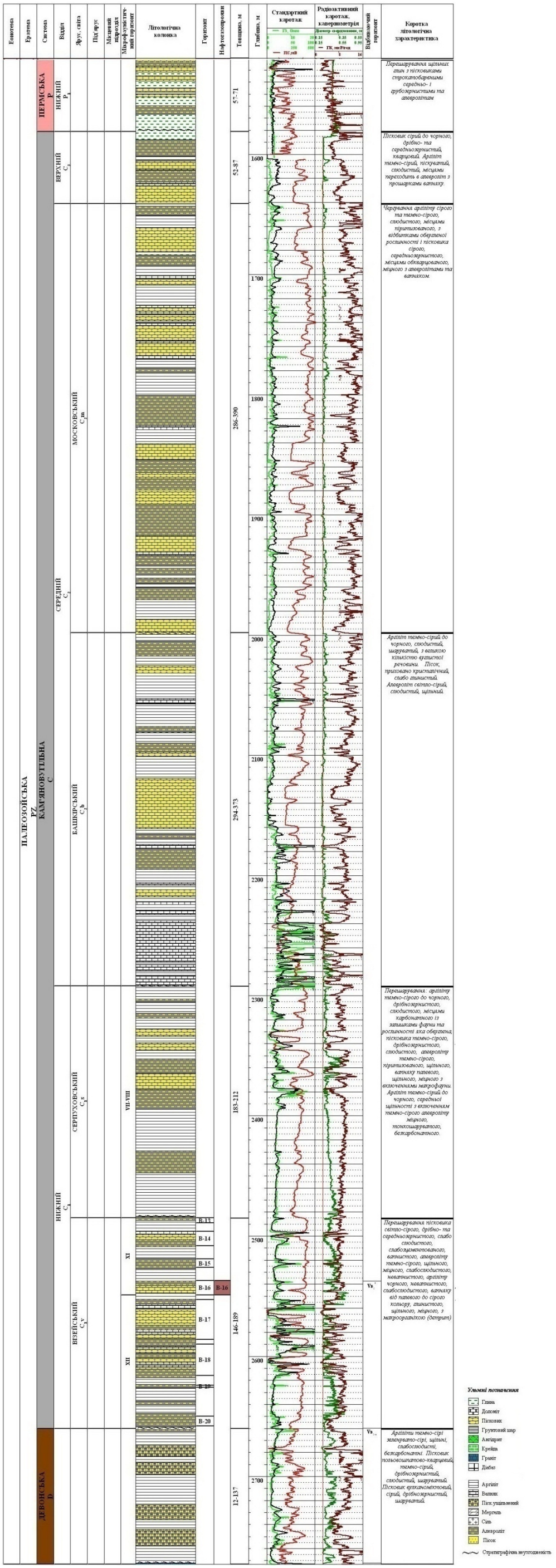
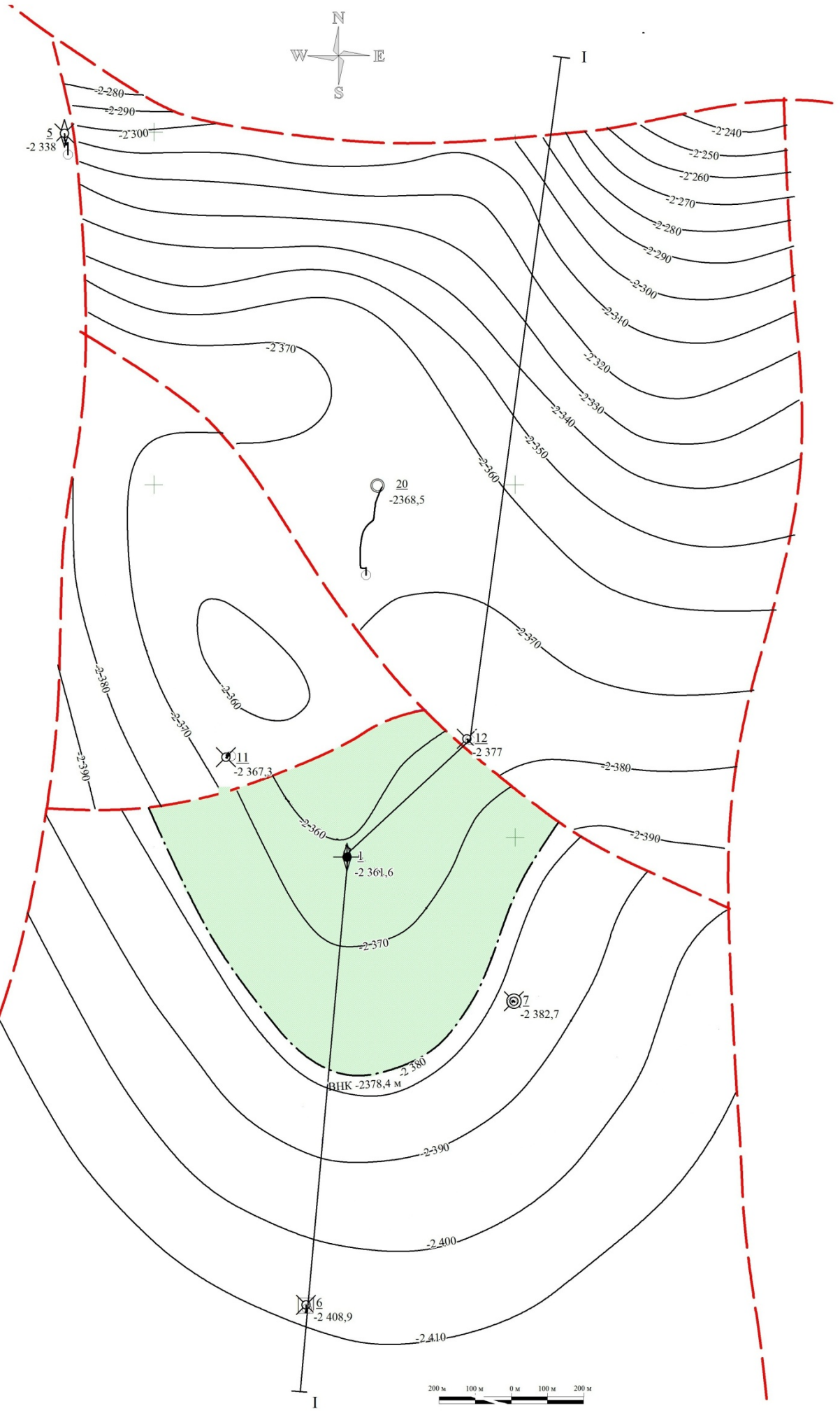

Еонотема
Ератема
Система
Відділ
Ярус, світа
Під'ярус
Місцевий водоносний горизонт
Літологічна колонка
Горизонт
Нафтогазоносни
Товщина, м
Глибина, м
Стандартний каротаж
Радіоактивний каротаж, кавернометрія
Відбивальний горизонт
Коротка літологічна характеристика
ПАЛЕОЗОЙСЬКА
PZ
ПЕРМСЬКА
P
НИЖНІЙ
P1
ВЕРХНІЙ
C3
МОСКОВСЬКИЙ
C2m
КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА
C
СЕРЕДНІЙ
C2
БАШКИРСЬКИЙ
C2b
СЕРПУХОВСЬКИЙ
C1s
НИЖНІЙ
C1
ВЕЙСЬКИЙ
C1v
ДЕВОНСЬКА
D
VIII-VIII
XI
XII
B-13
B-14
B-15
B-16
B-16
B-17
B-18
B-19
B-20
57-71
52-87
286-390
294-373
183-212
146-189
12-137
1600
1700
1800
1900
2000
2100
2200
2300
2400
2500
2600
2700
Vв1
Vв1-4
Перешарування щільних глин з пісковиками строкатобарвними середньо- і грубозернистими та аневролітами
Пісковик сірий до чорного, дрібно- та середньозернистий, кварцовий. Аргіліт темно-сірий, піскуватий, слюдистий, місцями переходить в алевроліт з прошарками вапняку.
Чергування аргіліту сірого та темно-сірого, слюдистого, місцями піритизованого, з відбитками обвугленої рослинності і пісковика сірого, середньозернистого, місцями обкварцованого, міцного з аневролітами та вапняком.
Аргіліт темно-сірий до чорного, слюдистий, шаруватий, з великою кількістю вуглистої речовини. Пісок, приховано кристалічний, слабо глинистий. Алевроліт світло-сірий, слюдистий, щільний.
Перешарування: аргіліту темно-сірого до чорного, дрібнозернистого, слюдистого, місцями карбонатного із залишками фарни та рослинності яка обвуглена, пісковика темно-сірого, дрібнозернистого, слюдистого, алевроліту темно-сірого, пірітизованого, щільного, вапняку чистого, щільного, міцного з включеннями макрофарни. Аргіліт темно-сірий до чорного, середньої щільності з включенням темно-сірого алевроліту міцного, тонкошаруватого, безкарбонатного.
Перешарування пісковика світло-сірого, дрібно- та середньозернистого, слабо слюдистого, слабовуглецьованого, вапнистого, алевроліту темно-сірого, щільного, міцного, слабослюдистого, невапнистого, аргіліту чорного, невапнистого, слабослюдистого, вапняку від палевого до сірого кольору, глинистого, щільного, міцного, з макроорганікою (детрит).
Аргіліти темно-сірі зеленувато-сірі, щільні, слабослюдисті, безкарбонатні. Пісковик польовошпатово-кварцовий, темно-сірий, дрібнозернистий, слюдистий, шаруватий. Пісковик вулканомікотовий, сірий, дрібнозернистий, шаруватий.
Умовні позначення
Глина
Доломіт
Пісковик
Грунтовий шар
Антрацит
Крейда
Граніт
Діабаз
Аргіліт
Вапняк
Пісковик вапняковий
Мергель
Сіль
Алевроліт
Пісок
Стратиграфічна незгідність

Рисунок 1.1 – Зведений геолого-геофізичний розріз продуктивної частини Прокопенківського родовища



Умовні позначення

Устя свердловини

Точка розкриття стовбура свердловини покрівлі продуктивного горизонту

11 Номер свердловини

-2367,3 Абсолютна відмітка покрівлі продуктивного горизонту

Свердловини розвідувальні, пошукові, есплуатаційні

Свердловини, які ліквідовані за геологічними причинами, технічними причинами, після експлуатації

Результати випробування (нафта, вода, нафта з водою, припливу не отримано)

Свердловини, в яких горизонт продуктивний за висновками ГДС

Свердловини, в яких горизонт водонасичений за висновками ГДС

Свердловини в консервації

-2400 Ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту

Тектонічні порушення

Напрям падіння скидача

-2374,0 Зовнішній контур нафтоносності (ВНК, НГВП)

Внутрішній контур нафтоносності

Лінії геологічних профілів

Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-16 Прокопенківського родовища

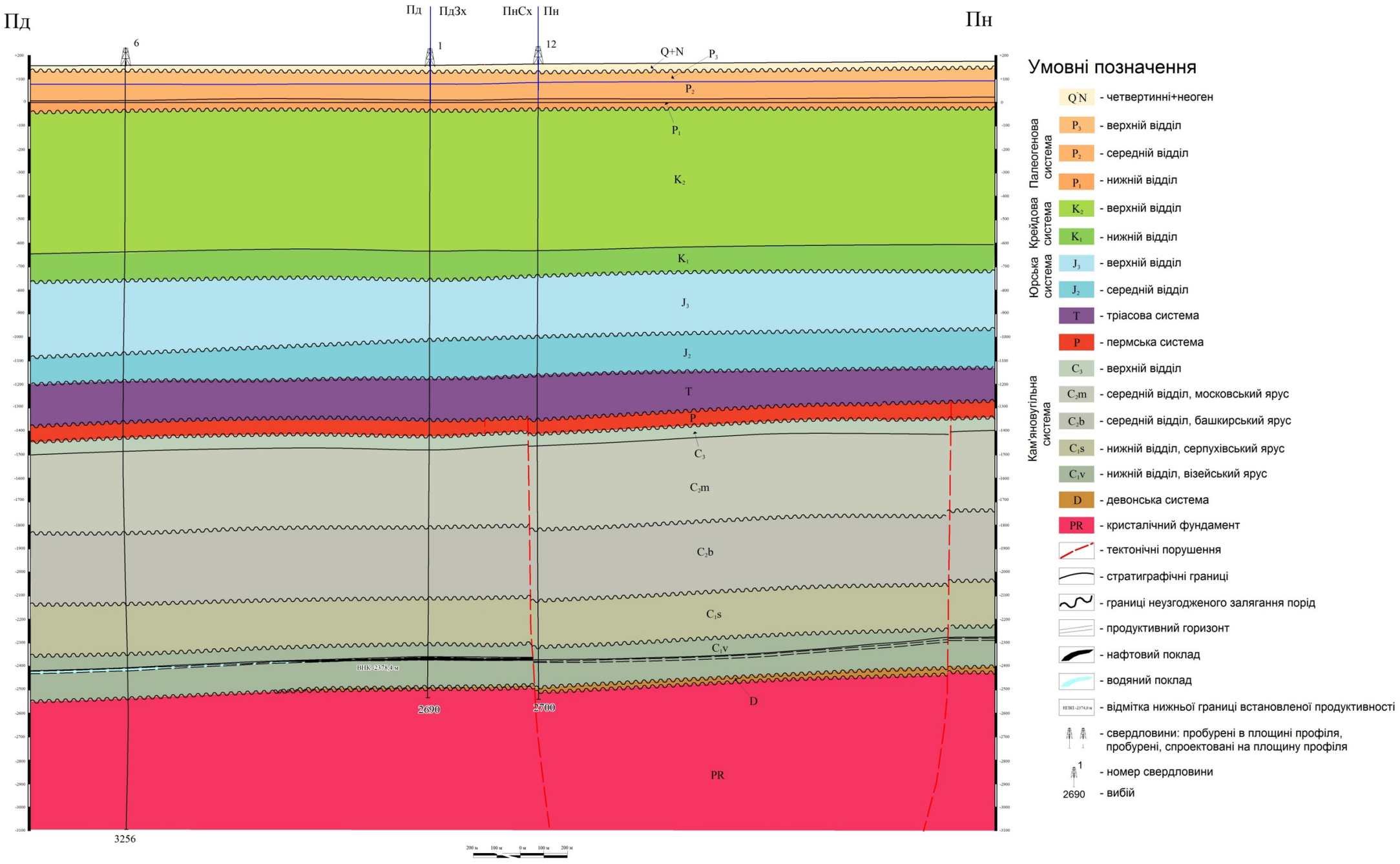


Рисунок 1.3 – Геологічний профіль по лінії І-І Прокопенківського родовища

Башкирський ярус (C_2b). Відклади башкирського ярусу залягають трансгресивно на розмитій поверхні серпуховських відкладів. Дані відклади представлені перешаруванням аргілітів з пісковиками, вапняками, доломітами. Аргіліти сірі, зеленувато-сірі, тонкоплитчаті, слабо-карбонатні, піщанисті, середньої міцності. Пісковики сірі, дрібнозернисті, слабо-глинисті, з гравійними уламками. Доломіт кремовий, окременілий, глинистий, дрібнозернистий, міцний масивний. Вапняки світло-сірі з зеленуватим відтінком, приховано кристалічні. Товщина відкладів башкирського ярусу складає 294-373 м [1].

Московський ярус (C_2m). Відклади московського ярусу залягають не узгоджено на відкладах башкірського ярусу. Ці відклади представлені теригенною товщею, яка складена: сірими пісковиками значної товщини, дрібно- та середньозернистими, темно-сірими слюдистими аргілітами, алевролітами з рідкими прошарками вапняків, які служать маркуючими горизонтами. Товщина відкладів московського ярусу коливається в межах 286-390 м [1].

Верхній відділ (C_3). Відклади верхньокам'яновугільного відділу неузгодженно залягають над утвореннями середнього карбону. Дані відклади представлені чергуванням пісковиків польовошпатових, строкато барвних, дрібно- та середньозернистих з темно-сірими аргілітами та алевролітами. Товщина відкладів вехнього карбону незначна і складає 52-87 м [1].

Пермська система (P). Відклади пермської системи з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на породах верхнього карбону, в межах площі представлені його нижнім відділом (P_1). Літологічно відклади представлені перешаруванням щільних глин з дрібнозернистими алевролітами та строкато-барвними пісковиками середньо- та грубозернистими, поліміктовими, слюдистими. Покрівля нижньопермських порід визначається на глибинах 1475 м (св. № 5) –

1564 м (св. № 3) [1].

М**езозойська група (MZ)** на родовищі представлена відкладами крейдової, юрської та тріасової систем.

Тріасова система (T) представлена в об'ємі нижнього (T_1) та середнього (T_2) відділів. Утворення нижнього тріасу представлений пісковиками сірими, різно-зернистими, слюдистими, міцними з прошарками карбонатів і сірих слюдистих глин. Середній тріас складений: перешаруванням щільних глин, піщанистих, слюдистих, не карбонатних з пісковиками і вапняками. Пісковики дрібно- і середньозернисті, сильнослюдисті, рихлі, глинисті, місцями з включеннями кристалів піриту. Покрівля відкладів тріасу розкрита на глибинах 1301 м (св. № 5) –1371 м (св. № 3), а його загальна товщина становить 174-193 м.

Юрська система (J). Юрські відклади із стратиграфічним неузгодженням залягають на глинистій товщі тріасу. У межах площі вони представлені середнім (J_2) та верхнім (J_3) відділами. Середньоюрський відділ складений відкладами байоського і батського ярусів. [1].

Байоський ярус (J_2b) представлений глинами сірими, темно-сірими і чорними, в'язкими, вуглистими щільними.

Батський ярус (J_2bt) складений чергуванням глин сірих, слюдистих, піскуватих, вапнистих з пісковиками сірими, дрібнозернистими та алевролітами сірими, слабослюдистими. Загальна товщина відкладів середньої юри складає 114-167 м.

Верхньоюрський відділ (J_3) представлений відкладами келовейського, оксфордського та кімеріджського ярусів. Покрівля верхньоюрських відкладів відмічається на глибині 895 м (св. № 5) – 941 м (св. № 3) [1].

Келовейський ярус (J_3k) складений чергуванням пісковиків сірих,

дрібнозернистих, глинистих з прошарками глин щільних, місцями піщанистих і вапнистих [1].

Оксфордський ярус (J_3o) виповнений однорідною товщею сірих глин з голубуватими і зеленуватими відтінками, щільних, піскуватих, вапнистих з залишками мікрофауни. У верхній і нижній частинах розрізу зустрічаються тонкі прошарки глинистих вапняків.

Кімеріджський ярус. (J_3km) представлений чергуванням глин строкатобарвних, в'язких, піскуватих з пісковиками світло-сірими, дрібнозернистими та піском глинистим. Загальна товщина верхньоюрських відкладів становить 240-308 м [1].

Крейдова система (К) залягає трансгресивно на розмитій поверхні юрських відкладів і представлена нижнім ($К_1$) та верхнім ($К_2$) відділами крейдової системи [1]

Нижньокрейдовий відділ ($К_1$) виповнений піщанистими пачками темно-сірими, глауконіто-кварцовими з прошарками строкатих глин коалінітових і вуглистих. Покрівля нижньокрейдових порід відмічається на глибині 773 м (св. № 5) – 816 м (св. № 3). Загальна товщина відкладів – 109-135 м [1].

Верхньокрейдовий відділ ($К_2$) розкритий в об'ємі сеноманського, туронського, коньякського, сантонського, кампанського та маастрихського ярусів. Покрівля верхньої крейди розкрита на глибині 178 м (св. № 5) – 207 м (св. № 3) [1].

Сеноманський ярус ($К_2s$) складений пісковиками кварцово-глауконітовими, дрібнозернистими. Зустрічаються прошарки пісковиків сірого кольору. Туронський ($К_2t$) коньякський ($К_2k$), сантонський ($К_2st$), кампанський ($К_2km$) та маастрихський ($К_2m$) яруси представлені однорідною товщею білої крейди з мергелями світлого кольору різної щільності з включеннями піриту. Загальна товщина верхньокрейдового розрізу становить 595-609 м [1].

Кайнозойська група (KZ) на Прокопенківському родовищі представлена утвореннями палеогенової, неогенової та четвертинної систем.

Палеогенова система (Ꝑ). Палеогенові відклади залягають на розмитій поверхні крейди і складені в обсязі палеоценового, еоценового і олігоценового відділів. Глибина розкриття покрівлі палеогену – 24-35 м [1].

Палеоценовий відділ (Ꝑ$_1$) представлений монтською світою (Ꝑ$_1$mn), виповненою глинами сірими до чорних, міцними, щільними та глинистими алевролітами сірими, слюдистими, міцними. Товщина палеоцену становить 42-45 м [1].

Еоценовий віділ (Ꝑ$_2$) складений канівським, бучацьким, київським ярусами. Канівський (Ꝑ$_2$kn) та бучакський яруси (Ꝑ$_2$bc) виповнені чергуванням пісків сірих, темно-сірих дрібнозернистих, кварцово-глауконітових з глинами темно-сірими, зеленувато-сірими, піскуватими. Київський ярус (Ꝑ$_2$kv) складений мергелем блакитно-сірим, слюдистий, щільний з прошарками глин зеленувато-сірих, піскуватих, слюдистих, щільних. Загальна товщина еоцену становить 73-80 м.

Олігоценовий відділ (Ꝑ$_3$) представлений харківським ярусом (Ꝑ$_3$ch), відклади виповнені пісками сірими, дрібнозернистими, слюдистими, кварцово-глауконітовими з прошарками зеленувато-сірої, слюдистої глини. Товщина олігоцену складає 34-53 м [1].

Неогенова система (N). Неогенова система представлена горизонтом строкатих глин сірого, охристо-жовтого, червонувато-бурого кольорів з великою кількістю вапняковистих включень.

Четвертинна система (Q). Відклади цієї системи складаються з глин червоно-бурих, вапняковистих, лесовидних суглинків з включеннями моренних утворень та пісковиками сірими та жовто-сірими. Загальна товщина комплексу порід неогенової і четвертичної

систем складає 24-35 м.

1.2 Основні відомості про тектоніку родовища

В тектонічному відношенні Прокопенківське нафтове родовище розташоване в межах горстового Прокопенківського підняття порід кристалічного фундаменту в північній бортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини. В загальному площа досліджень розташована в північній прибортовій і північній крайовій частинах Дніпровсько-Донецької западини. Межею, що відокремлює прибортову частину від грабену, є крайове порушення, амплітуда якого за даними КМПВ складає 100-200 м [1].

По поверхні фундаменту в районі робіт виділяється розлогий Прокопенківський виступ, який перекритий товщею девонських і кам'яновугильних відкладів. В межах виступу виділяється припіднятий горстоподібний блок субмеридіонального простягання, де відклади верхнього візею залягають безпосередньо на породах докембрію. Цей блок обмежують розривні порушення амплітудою по фундаменту 100 – 200 м. Вони прослідковуються в осадовій товщі, з деяким виключенням, до поверхні передбашкірського розмиву, амплітуда їх по нижньокам'яновугільних відкладах зменшується до 25-30 м [1].

Над горстоподібним блоком фундаменту за даними робіт сп 34/86 по відкладах карбону (відбиваючий горизонт $V_{в2\text{-}п}$) фіксується Прокопенківська складка, яка виражена протяжним структурним носом, в північній частині якого відокремлюється невелике за розміром склепіння, розбите скидами на три частини. Ця структура розділяється на два блоки субширотним неузгодженим розломом в районі свердловини 12, амплітуда якого складає 15-20 м. За межами

горстоподібного блоку фундаменту, де розвинуті відклади девонського віку, на фоні загального моноклінального занурення осадової товщі фіксуються розлогі структурні носи, а також замкнені підняття: Радянське, Західно-Ходунаївське. Структурні форми ускладнені різнонаправленими порушеннями. На північному борту на північний захід і північний схід від Прокопенківського підняття за відкладами верхнього візею фіксуються Молдованський і Яругинський структурні носи [1].

Прокопенківська структура представляє собою субмеридіальний моноклинальний горст, який з півночі обмежений регіональним субширотним крайовим порушенням з амплітудою 120 м. З заходу і сходу її екранують два субмеридіальні порушення з амплітудою 40 м і 20 м відповідно. В межах горстового підняття спостерігається відсутність девонських нашарувань на ерозійній поверхні кристалічного фундаменту (свердловина 6), або їхня товща не перевищує 20 м (св. № 1, 7, 11, 12). За межами цих порушень у свердловинах 2, 3, 4, 5 потужність девону складає 119-137 м.

За даними структурної карти горизонту В-16 верхньовізейських відкладів, найбільш припіднята частина Прокопенківської субмеридіальної структури, що простягається з півночі на південь відмічена в районі північної частини підняття. Довжина складки, а саме, її субмеридіональне простягання з півночі на південь складає 5800 м. В північній частині вона представлена Північно-Прокопенківською, в центральній – Прокопенківською, а з півдня – Східно-Прокопенківською структурою. Ширина складки дещо змінюється в північній частині складає до 2000 м, а в центральній до 2200 м [1].

Південно-західний блок де встановлена нафтоносність по покрівлі горизонту В-16 має більш відмінну тектонічну будову від сусіднього блоку. Так зміщується вісьова частина складка, яка простягається вже в

субмеридіональному напрямку. Найбільш припіднята частина оконтурена ізогіпсою мінус 2360 м. Найбільш занурена її частина за сейсмічними дослідженнями фіксується на абсолютній відмітці мінус 2500 м (покрівля горизонту В-16). Крила складки мають аналогічну будову, тільки більш виположені.

Суттєве уточнення структурного плану по поверхні фундаменту (відбиваючого горизонту V$в_{2\text{-}П}$) в результаті тематичних досліджень полягало в тому, що на ділянці розташованій на південний схід від пошукової свердловини 1, якою встановлений нафтовий поклад у горизонті В-16, виділялось локальне склепіння. Розміри склепіння за окресленою ізогіпсою мінус 2500 м, склали 850 м на 400 м. Північно-західне локальне склепіння, в ділянці пробуреної свердловини 1, від південно-східного розділяє неузгоджений скид з амплітудою до 30 м. В межах південно-східного локального склепіння була закладена розвідувальна св. № 7. Свердловина розкрила весь осадовий комплекс порід до підошви верхньовізейського під'ярусу і 278 м порід кристалічного фундаменту. Слід відмітити, що глибина залягання поверхні фундаменту (відбиваючого горизонту V$в_{2\text{-}П}$), в св. № 7 співпала з даними тематичних досліджень, так, як це склепіння окреслюється ізогіпсою мінус 2500 м. В свердловині 1 поверхня фундаменту розкрита на глибині мінус 2500 м. Наявна геолого-геофізична інформація дозволяє зробити припущення, що по поверхні фундаменту в межах центральної частини Прокопенківської площі існують два локальних склепіння, розділені неглибоким прогином до 25 м [1].

1.3 Нафтогазоносність

Поблизу Прокопенківського нафтового родовища знаходяться Качанівське, Рибальське, Бугруватівське, Козіївське та інші. В процесі

розвідувальних робіт встановлена нафтогазоносність родовищ у тріасових, нижньопермських, верхньо-, середньо- і нижньокам'яновугільних та девонських відкладах. Стратиграфічні розрізи корелюються цілком задовільно [1].

У результаті зіставлення стратиграфічного положення продуктивних розрізів можна зробити висновок про найповніше поширення нафтогазоносності в надсольовому розрізі Рибальського родовища. Регіональна нафтогазоносність в районі відноситься до відкладів візейського і турнейського ярусів нижнього карбону. Відмінність полягає в тому, що в напрямку до борту западини на родовищі зменшується газоносність, нафтогазові і газоконденсатні поклади змінюються нафтовими. Прокопенківське родовище, яке розташоване безпосередньо в прибортовій зоні западини, має дуже обмежену нафтоносність – один нафтовий поклад у відкладах верхнього візею [1].

Нафтоносність Прокопенівського родовища обумовлена особливостями його геологічної, тектонічної будови, а також особливим положенням родовища у північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, для якої характерні локальні виступи порід кристалічного фундаменту та регіональна промислова нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів Охтирського нафтопромислового району [1].

Нафтовий поклад на Прокопенківському родовищі пов'язаний з продуктивними пісковиками горизонту В-16 верхньовізейських відкладів нижнього карбону. Горизонт В-16 у св.№ 1 за даними ГДС розкритий на глибині 2516,4-2530,8 м, яка відповідає абсолютним відміткам мінус 2359,6 до мінус 2374,0 м. В результаті випробування в інтервалі 2516-2523 м (абсолютні відмітки – мінус 2359,3-2366,3 м), проведеного в експлуатаційній колоні шляхом перфорації, вперше на

родовищі отримали промисловий приплив нафти дебітом 138,8 т/д на 8 мм штуцері при газовому факторі 15,5 м^3/т і початковому пластовому тиску 25,43 МПа на глибині 2519 м [1].

Відклади горизонту В-16 на Прокопенківському родовищі і за його межами добре витримані по всій площі району, однозначно виділяються і корелюються між собою у всіх розрізах свердловин. Загальна товщина горизонту складає від 11 м (св. № 5) до 15 м (св.№ 1, 11). Випробування горизонту В-16 на продуктивність проводилось також у св. № 5 і 7 під час буріння. У св. № 5 горизонт В-16 випробувався сумісно з горизонтами В17-В-18 в інтервалі 2498-2558 м, отримали приплив мінералізованої пластової води. У св. № 7 горизонт В-16 випробувався сумісно з горизонтами В-14 – В-17, в інтервалі 2502-2569 м, отримали приплив мінералізованої води з невеликою кількістю розчиненого газу, без слідів нафти. У всіх інших пошуково-розвідувальних свердловинах пробурених на родовищі (2, 3, 4, 5), параметричної 6, а також в оціночно-експлуатаційних свердловинах (11 і 12) ознак нафтогазоносності горизонту В-16 за результатами дослідження керна і ГДС, в розрізах свердловин не виявлено.

Поряд з горизонтом В-16 на родовищі випробувались також інші горизонти кам'яновугільної системи: відклади башкірського ярусу у св. № 6 та 7, горизонти В-19-В-20 сумісно з відкладами девону – у св. № 2. У всіх об'єктах випробування отримали приплив мінералізованої води, у свердловині 6, вода з невеликою кількістю горючого газу. Незначну кількість горючого газу з мінералізованою водою отримали також у св. № 5 з інтервалу 2644,7-2820 м, який охоплює відклади девону і верхню частину кори вивітрювання кристалічного фундаменту [1].

Не має промислового значення і приплив горючого газу з середнім дебітом 3240 м^3/д, отриманий разом з промивальним розчином з інтервалу 2668 – 2705 м (D_3+PR) у св. № 7. Кристалічний фундамент у

даному інтервалі характеризується як газонасичений продуктивний з обмеженим контуром живлення [1].

1.4 Постановка геологічного завдання

Результати сейсмічних. промислово-геофізичних досліджень, а також лабораторних досліджень кернового матеріалу показали, що Прокопенківське нафтове родовище є складним об'єктом як у геологічному, так і тектонічному відношенні. Наявні результати геолого-геофізичних досліджень не забезпечили відкриття нових покладів вуглеводнів у верхньовізейських відкладах. Попри це все геофізичні дослідження свердловин залишаються одними із ключовими методами пошуку покладів вуглеводні. Але одних результатів каротажу не достатньо, вкрай важливо якісно виконати обробку та інтерпретацію цих даних ГДС.

Висновок

В геологічній будові Прокопенківського родовища беруть участь осадові товщі палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку, які залягають на докембрійських відкладах кристалічного фундаменту. поклади нафти пов'язані із верхньовізейськими відкладами, зокрема горизонтом В-16. Усі інші горизонти верхнього візею не містять вуглеводнів. Із усіх свердловин пробурених на Прокопенківському родовищі, тільки у свердловині № 1 горизонт В-16 є нафтонасиченим.

2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПРОКОПЕНКІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВЩА

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень в свердловинах

Виходячи із особливостей літологічного складу гірських порід та геологічних умов проводки, при бурінні свердловин Прокопенківського родовища застосовувалися кондуктордіаметром 245 мм і спускавсь до глибини 897-1600 м із цементуванням до гирла. У свердловині № 12-Прокопенки застосовувався кондуктор діаметром 219 мм і спускався до покрівлі верхньоюрських відкладів на глибину 922 м і теж зацементовувавсь до гирла свердловини. Під кондуктор буріння свердловин виконувалось трьохшаровими долотами (діаметр 269-295 мм), роторним способом на глинистій промивній рідині густиною 1,16-1,30 г/см^3, в'язкістю 35-60 с та водовіддачею 5-7 см^3/30хв. В наступному буріння, за звичай, виконувалось долотами діаметром 190-216 мм та комплексом набору «Надра» роторним/турбінним способами на глинистій промивній рідині густиною 1,16-1,28 г/см^3, в'язкістю 40-66 с та водовіддачею 5-6 см^3/30 хв. За винятком свердловини № 1-Прокопенки, експлуатаційна колона через недоцільність не спускалась.

Глиниста промивна рідина оброблялась лужним розчином, додавалась нафта (в кількості 8-10 % від загального об'єму), тирса (3 % від загального об'єму) та графіту (2 % від загального об'єму). У свердловинах при розбурюванні серпухівських, візейських та девонських відкладів Прокопенківського родовища застосовувався висококальцієвий розчин (ВКР), який оброблявсь нафтою, обважений крейдою (густина 1,28-1,32 г/см^3). В'язкість даної промивної рідини становила 40-60 с, водовіддача 6 см^3/30 хв. При розбурюванні відкладів РЄ вязкість висококальцієвого розчинустановила 1,65-1,70 г/см^3. Питомий електричний опір цих розчинів при цьому знизивсь до 0,2-0,1 Ом·м.

Мінералізація пластових вод відкладів візею визначалась на основі

хімічного аналізу за одиничною пробою пластової води, яка була відібрана при дослідженні водоносного об'єкта 2498-2558 м (В-16-В-18) свердловини №5-Прокопенки. Відповідно до проведених досліджень, тип води хлоркальцієвий, загальна мінералізація становить 163,7 г/л. Для Прокопенківського родовища питомий електричний опір пластової води на глибині залягання продуктивного горизонту В-16 прийнято за 0,028 Омм.

2.2 Комплекс, методика проведення і якість матеріалів геофізичних досліджень

Із метою стратиграфічної розбивки та літологічного розчленування геологічного розрізу свердловин Прокопенківського родовища, виділення порід-колекторів, визначення їх підрахункових параметрів виконувався наступний комплекс геофізичних досліджень (рис.2.1) [1]:

– стандартний каротаж;

– бокове каротажне зондування (БКЗ);

– мікрозондування (МЗ);

– радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ННК-т);

– кавернометрія (КВ);

– профілеметрія;

– боковий каротаж (БК);

– мікробоковий каротаж (МБК);

– індукційний каротаж (ІК);

– акустичний каротаж (АК);

– гамма-гамма густинний каротаж (ГГК-Г);

– термометрія;

– інклінометрія;

– резистивиметрія;

– імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК);

– відбір проб випробувачем на каротажному кабелі;

– акустична цементометрія (АКЦ);

– відбивка цементного каменю (ВЦК).

Базовий комплекс методів геофізичних досліджень свердловин, який включає стандартний каротаж (СК), БКЗ, МК, БК,БМК, ІК,РК, АК і КВ виконаний практично в усіх свердловинах.

Умови виконання ГДС дали можливість отримати матеріал, який за якістю відповідає вимогам нормативних документів. За цими вихідними даними було визначено усі параметри, що необхідні для підрахунку запасів нафти. Обробка і інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин виконувалась в автоматизованій системі «Геопошук», «Опіум» та інш. Інтерпретація даних ГДС проводилась в попластовому та поточковому режимах із метою отримання детальної геологічної та петрофізичної інформації для прогнозу нафтогазоносності продуктивних відкладів.

З метою кореляції, виділення порід-колекторів і загальної характеристики геологічних розрізів свердловин, в масштабі 1:500 реєструвались криві стандартного каротажу, кавернометрії та радіоактивного каротажу. З метою детального розчленування геологічного розрізу свердловин, виділення порід-колекторів, визначення ефективних товщин, визначення пористості, коефіцієнта насиченості порід-колекторів реєструвались криві електричного (БКЗ, МК, БК, БМК, ІК,), радіоактивного, акустичного каротажів в масштабі глибин 1:200.

Стандартний каротаж (СК) проводився у всіх свердловинах Прокопенківського родовища по всьому розрізу свердловин у масштабі 1:500. Запис виконувався двома зондами: градієнт-зондом

(А2,25М0,25N), потенціал-зондами (N6M0,5A, N11M0,5A), із одночасним записом кривої потенціалів самочинної поляризації в масштабі 12,5 мВ/см. Результати методу СК використовувалися для стратиграфічної розбивки, літологічного розчленування геологічного розрізу та кореляції. Каротаж провеився приладами КСП, К-3, Е-7, Е-32, ЕК-МТ. Якість матеріалу задовільна.

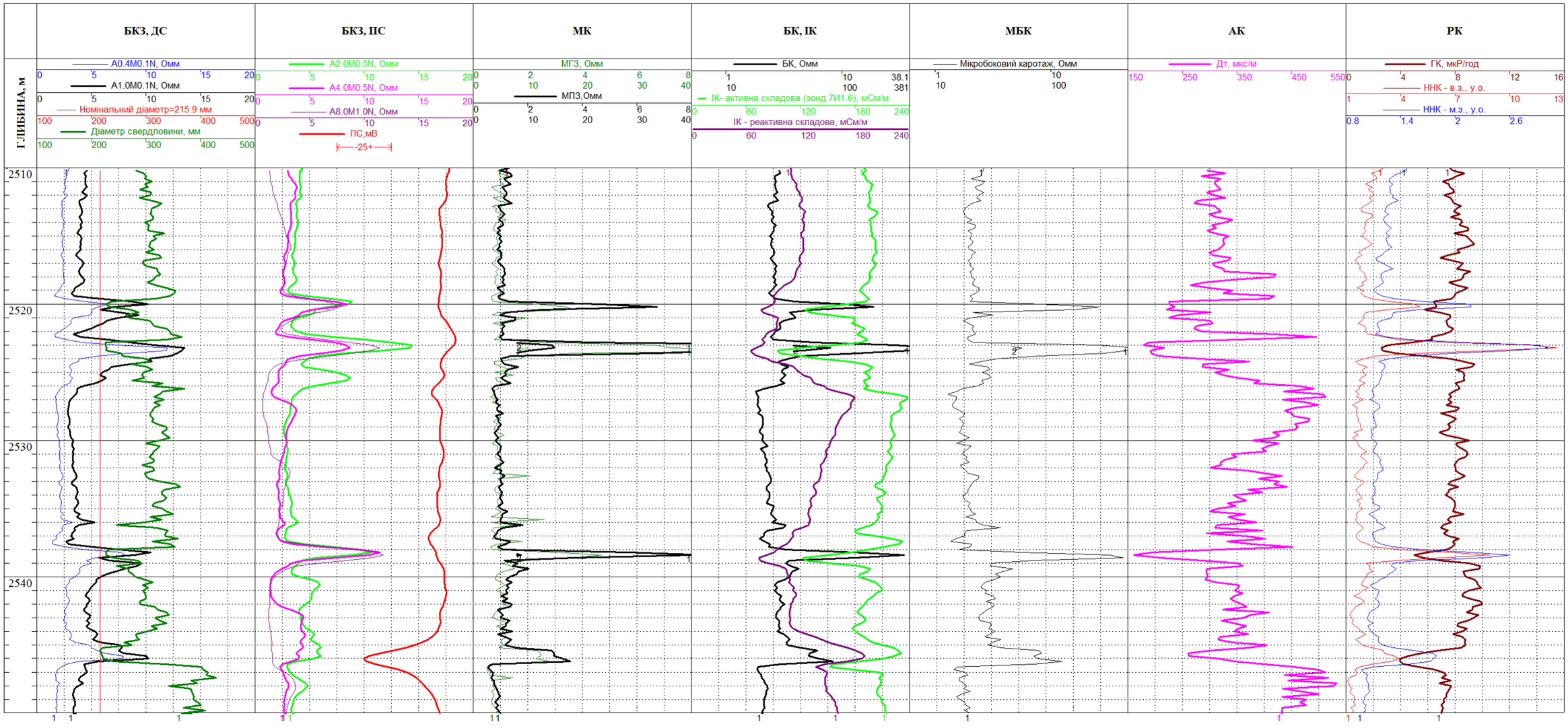


Рисунок 2.1 – Планшет комплексу методів ГДС, виконаний у свердловині №7-Прокопенки

Бокове каротажне зондування (БКЗ) виконувалося приладами АБКТ та Е-7, комплексом градієнт зондів типу А0,4М0,1N, А1М0,1N, А2М0,5N, А4М0,5N, А8М1N, N0,5М4А. Масштаб глибин 1:200. Масштаб запису кривих питомого електричного опору становив 2,5 Ом·м/см, а кривої методу потенціалів самочинної (ПС) – 12,5 мВ/см. Якість зареєстрованих діаграм БКЗ добра та задовільна. Метод бокового каротажного зондування є базовим для розділення пластів-колекторів на нафтоносні і водоносні, визначення границь пластів та характеру їх насичення [1].

Мікрокаротаж (МК) виконувався приладами типу МДО-2, МДО-3 та МК-АГАТ. Запис діаграм виконувавсь мікропотенціал-зондом (А0,05М) і мікроградієнт-зондом (А0,025М0,025N). Запис кривих питомого електричного опору виконувавсь в масштабі глибин 1:200. Масштаб запису кривих питомого електричного опору становив 1 Ом·м/см, 5 Ом·м/см та 10 Ом·м/см. Метод МК проводивсь у всіх свердловинах. Результати каротажу використовувалися для виділення у геологічному розрізі свердловин порід-колекторів т визначення їх ефективних товщин. Інформативність методу МК в значній мірі залежало від типу промивної рідини, стану розмитості стовбура свердловини та роботи притискного пристрою.

Кавернометрія виконувалася приладами типу СКВ та СКПД у масштабі глибин 1:500 по всьому стовбурі свердловин і 1:200 в інтервалах, де проводилося БКЗ. Швидкість запису криивх кавернометрії становила 1900-2000 м/год. Дані кавернометрії і профілеметрії використовувалися для вивчення технічного стану свердловин, виділення порід-колекторів та для уточнення ефективних товщин.

Криві бокового каротажу (БК) записувалися апаратурою типу АБКТ, Е-1, К-3 та ЕК-МТ в інтервалах проведення бокового каротажного зондування у масштабі глибин 1:200. Запис методу БК виконувавсь у

всіх свердловинах. У свердловині №11-Прокопенки матеріал запису бокового каротажу не придатний для обробки та інтерпретації. Швидкість запису кривих БК становила 3000 м/год, а масштаб запису логарифмічний з модулем – 6,25. Діаграми методу БК на Прокопенківському родовищі використовувалися для визначення питомого електричного опору пластів, а в комплексі з іншими методами ГДС для уточнення границь пластів та літологічного розчленування геологічного розрізу [1].

Мікробоковий каротаж (МБК) на Прокопенківському родовищі проводився апаратурою типу МБКУ, Е-2 та КМБК. Реєстрація кривих проводивсь в лінійному масштабі 2,5 Омм/см і логарифмічному із модулем 4,25 см та 2,25 см. Метод МБК проводивсь у всіх свердловинах і використовувавсь для виділення порід-колекторів та уточнення границь пластів. Діаграми мікробокового каротажу дозволили визначити уявний електричний опір, що близький до дійсного питомого електричного опору промитої зони пласта, у випадках коли товщина глинистої кірки не перевищувала 9 мм. В результаті фокусування струму криві мікробокового каротажу дозволяють доволі достовірно встановити границі пластів різного питомого електричного опору, при мінімальному впливі свердловинних умов на одержані результати. Метод МБК використовувався для уточнення літологічного складу гірських порід, визначення підрахункових параметрів в комплексі із іншими методами ГДС.

Криві індукційного каротажу (ІК) реєструвались апаратурою типу АІК-М з метою визначення питомої електропровідності гірських порід зондом типу 6Ф-1, а також апаратурою типу АІК-5 із зондом типу 7І1,6, в якій з метою розширення динамічного діапазону питомої електропровідності окрім активної складової повного сигналу, також виконувалась реєстрація реактивної складової сигналу зонда. Криві ІК

реєструвались в одиницях провідності 20 мСм/см, 25 мСм/см; 50 мСм/см у лінійному масштабі, або в одиницях питомого електричного опору (Омм/см) в логарифмічному масштабі із швидкістю підйому приладу до 2000 м/год. Шкала діаграм ІК – лінійна відносно питомої електропровідності та гіперболічна відносно питомого електричного опору. В використання мінералізованої промивної рідини застосування методу індукційного каротажу є обмеженим. У результаті великого радіуса дослідження зонда індукційного каротажу зареєстрована величина уявного електричного опору практично не залежить від глибини проникнення промивної рідини в пласт і максимально близька до дійсного електричного опору досліджуваного пласта [1].

За даними ІК доволі достовірно визначається питомий електричний опір і в подальшому характер насичення низькоомних порід-колекторів (до 50 Омм), виділяється міжфлюїдний (водонафтовий) контакт.

На Прокопенківському родовищі радіоактивний каротаж проводився апаратурою типу ДРСТ-3 та СРК в модифікації ГК і НГК. Швидкість реєстрації кривих гамма-каротажу та нейтронного гамма-каротажу в більшості свердловин складала 400-1000 м/год при сталій часу інтегруючої комірки для ГК – 1 с, а для НГК – 2 с. Для реєстрації гамма-квантів використовувавсь індикатор ФЕП-74 із джерелом *NaJ*(*Te*) розміром кристалу для ГК – 40×80 і НГК – 40×40. Масштаб запису кривих ГК та НГК становив 1:500 в непродуктивній ділянці розрізу, і в масштабі 1:200 в продуктивній. Криві природної радіоактивності записувались в більшості в масштабі 2 мкР/год в 1 см, криві НГК – 0,2 ум. од. в 1см. Запис кривих радіоактивного каротажу виконувавсь перед спуском обсадної колони [2, 3].

Двозондовий нейтрон-нейтронний каротаж (ДННК) проводивсь в свердловинах № 4, 6, 7, 20-Прокопенки із метою виділення порід-

колекторів. Криві ДННК реєструвались двома зондами (малим та великим) апаратурою типу СРК-1. Швидкість запису кривих становила 400-800 м/год. Масштаб виводу кривих ДННК – 0,3 у.о./см для малого зонда та 1,5-2 у.о./см для великого зонда.

В цілому діаграми радіоактивного каротажу дозволили виділяти породи-колектори, глинисті та щільні прошарки в пластах-колекторах. Методи радіоактивного каротажу застосовувались в комплексі із акустичним каротажем для визначення коефіцієнта пористості пластів.

Реєстрація кривих акустичного каротажу (АК) проводився апаратурою типу СПАК-2М, СПАК-4, СПАК-6, СПАК-8 із зондами $I_1 0{,}5 I_2 1{,}5 П$, $I_2 0{,}4 I_1 1{,}2 П$ з одночасною реєстрацією кривих інтервального часу ΔT, часу поширення пружної хвилі T_1 і T_2 (в мкс на 1 см), а також криві амплітуди повздовжніх хвиль A_1, A_2, (в мВ на 1см), $lg(A_1/A_2)$ та криву коефіцієнта затухання амплітуди α (в дБ/м на 1 см). Метод АК проводивсь в необсаджених колоною свердловинах, заповнених промивною рідиною. Через технічні причини метод АК не проводивсь в свердловинах №2 і №12. В свердловині №6 акустичний каротаж був виконаний, але діаграмний матеріал втрачено. При запису кривих ΔT величина інтервального часу пробігу повздовжньої хвилі повинна задовільняти умову $\Delta T_{min} < \Delta T < \Delta T_{max}$. Для контролю точності реєстрації іправильності вибору масштабів запису часових кривих, виконувалась реєстрація швидкості пружних хвиль в незацементованій обсадній колоні, де вона складала 5300 м/год $\pm$5 % (ΔТ=185 мкс/м). Контроль правильного вибору масштабу виконувавсь за характерним значенням ΔT у щільних вапняках та великих кавернах. Так, наприклад, корегування масштабу запису кривої ΔT в свердловині №1-Прокопенки склала 16 мкс/м. Масштаб запису кривих ΔT складав від 20 мкс/м до 40 мкс/м на 1 см. Дані методу Ак використовувалися для розчленування геологічного розрізу продуктивних горизонтів, виділення порід-

колекторів, а також для оцінки пористості порід-колекторів.

Методом гамма-гамма каротажу густинного (ГГК-Г) досліджено всього дві свердловини. Результати дослідження цих свердловин представлені у вигляді кривої об'ємної густини. При дослідженнях використовувавсь прилад типу СГП-2. Криві ГГК-Г реєструвались із швидкістю 300 м/год, а масштаб запису становив 1 г/см^3,

Реєстрація кривих імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) проводилась апаратурою типу ІГН-4, із нейтронною трубкою УНГ-1, лічильником типу СНМ-18. ІННК проведений у свердловинах №1, 5, 6, 7, 11-Прокопенки. Довжина зонда ІННК становила 40 см, стала інтегруючої комірки 4-6 с. Швидкість запису кривих ІННК становила 200-300 м/год. Час затримки ($\tau_{зат}$) при реєстрації кривих ІННК становив 1050, 1350, 1650 мкс. Масштаб запису інтенсивності склав 20, 50, 100 імп./хв. Метод ІННК використовувавсь для визначення характеру насичення пластів-колекторів та виявлення інтервалі обводнення [1].

Метод термометрії на Прокопенківському родовищі виконувались по стовбуру свердловин в масштабі глибин 1:500, із метою визначення природної температури гірських порід, вивчення розрізу свердловин за тепловими характеристиками і для визначення висоти підйому цементного каменя. Термокаротаж проводивсь термометрами типу ТЕГ-36 і Т-5, криві записувались в масштабі 0,5 °С/см, а швидкість запису сягала 1200 м/год [1].

Вторинне розкриття продуктивних пластів після спуску обсадної колони проводилось кумулятивними перфораторами типу ПКС-80, ПКС-105 та ін.

Відбір проб пластового флюїду виконувавсь з метою визначення їх фізичних властивостей, хімічного складу, характеру насичення пластів, уточнювати положення міжфлюїдних контактів, оцінити відносну проникність окремих інтервалів колектора. Проби пластового флюїду

відбиралися випробувачами ОПН-7-10, ОПН-140 в св.№1, 3, 5, 7, 11, 20.

Розподіл цементу за колоною вивчавсь за даними методу термометрії, гамма-гамма каротажу густинного (ГГК-Г) і акустичним каротажем (АКЦ).

Висновок

Виконаний об’єм геофізичних досліджень розрізів свердловин Прокопенківського родовища дозволяє вивчити його геологічну будову та визначити параметри необхідні для підрахунку запасів нафти і газу.

Аналізуючи якість виконаних промислово-геофізичних досліджень, слід віждмітити, що вона відповідає вимогам нормативних документів, щодо проведення геофізичних досліджень в свердловинах і забезпечує одержання інформації, яка необхідної для виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів.

3 ЛІТОЛОГІЧНЕ РОЗЧЛЕНУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИН ПРОКОПЕНКІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА ТА ВИДІЛЕННЯ В НЬОМУ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

3.1 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин

Відмінність в літологічному складі та фізичних властивостях гірських порід, зумовила хорошу диференціацію відкладів за геофізичними кривими дозволила виконати літологічне розчленування гірських порід, кореляцію розрізів свердловин та виконати усі необхідні структурні побудови.

Кореляція розрізів свердловин на Прокопенківському родовищі проводилась з використанням регіональних і локальних реперів, які надали можливість добре прослідкувати від однієї свердловини до іншої

стратиграфічні комплекси та окремі горизонти. До таких реперів відносяться вапняки в покрівлі горизонтів В-15 і В-16 та башкирські вапняки, як допоміжний корелятив використовувалася глиниста пачка в покрівлі горизонту В-14. Такого роду репери використовуються для родовищ всієї північної частини ДДЗ. Кореляція розрізів свердловин проводилася доволі впевнено за кривими стандартного каротажу та радіометрії, а також як допоміжні – використовувались інші методи деталізаційного комплексу ГДС у масштабі глибин 1:200. Такого роду детальна кореляція продуктивних горизонтів дозволила прослідкувати зміну фаціального складу, зміну їх товщин і колекторських властивостей.

На Прокопенківському родовищі літологічно продуктивний горизонт (В-16) представлений пластами аргілітів із прошарками вапняків, пісковиками, алевролітами різної ступені глинистості та карбонатності. За результатами макро- та мікроскопічного вивчення взірців керну, лабораторними дослідженнями фізичних властивостей, колекторами продуктивного горизонту В-16 є пісковики із хорошими фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЄВ). На Прокопенківському родовищі виділення в геологічному розрізі свердловин порід-колекторів міжзернового типу здійснювалося за даними ГДС по якісних ознаках та кількісних критеріях. Окрім того використовувались результати лабораторних досліджень кернового матеріалу та результати випробування пластів [1].

Продуктивний горизонт В-16 розкритий в усіх свердловинах. З метою відслідковування, як саме поширюється продуктивний горизонт в межах родовища та вивчити його геологічну будову, побудовано кореляційну схему по лінії свердловин: 3, 4, 5, 12, 20, 11, 1, 7, 6, 2-Прокопенки (рис. 3.1).

3.2 Виділення пластів-колекторів

Виділення пластів-колекторів за прямими якісними ознаками базується на більш високій проникності порід-колекторів в порівнянні із вище та нижче залягаючими породами і на проникненні в пласт-колектор фільтрату промивної рідини. Виділення порід-колекторів за побічними ознаками та кількісними критеріями грунтується на їхній відмінності від вище та нижче залягаючих порід по пористості і глинистості, а відповідно, і значеннями геофізичних параметрів, які відображають ці властивості.

На Прокопенківському родовищі буріння свердловин проводилося на прісному буровому розчині ($\rho_с$>0,2 Ом·м) при співвідношенні $\rho_с/\rho_в \geq 5$, а тому проникнення фільтрату промивної рідини в пласт встановлювалось за такими прямими або побічними якісними ознаками: наявність глинистої кірки (тобто звуження діаметра свердловини), позитивний приріст значень $\rho_п$ на діаграмах МК, наявність радіального градієнта питомого електричного опору (встановленого за даними різноглибинних зондів методів БКЗ, БК-ІК, МБК-БК), присутність від'ємної аномалії потенціалів самочинної поляризації та ін. Вказані вище якісні ознаки дозволили виділити породи-колектори і оцінити їх характер насичення. За результатими лабораторних дослідженнь кернового матеріалу, проведеної інтерпретації даних БКЗ до таких пластів-колекторів відносяться колектори горизонту В-16 [1, 4].

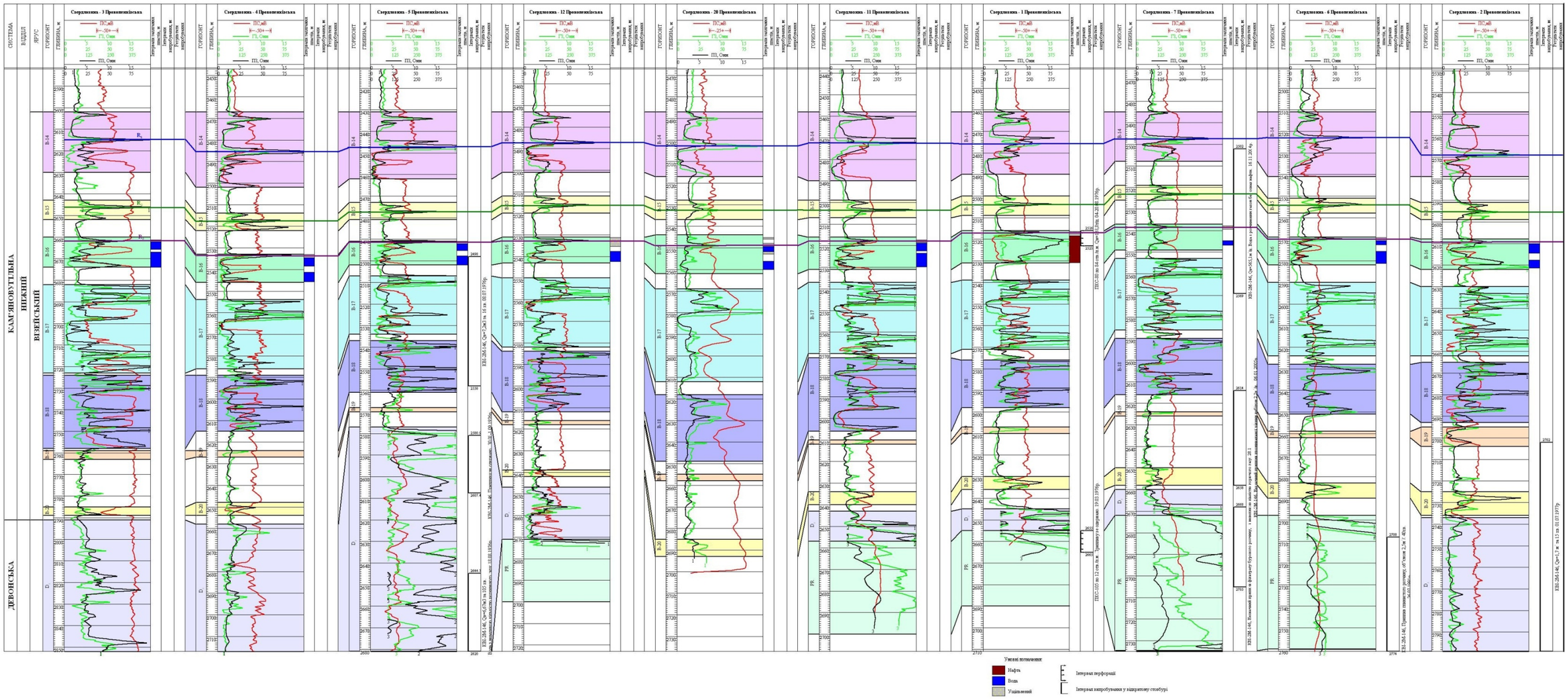


Рисунок 3.1 – Схема кореляції свердловин 3, 4, 5, 12, 20, 11, 1, 7, 6, 2-Прокопенки

Для нафтонасичених порід-колекторів горизонту В-16 притаманні тришарові криві понижаючого проникнення фільтрату бурового розчину в плат (рис.3.2 а). Такий характер кривих свідчить про пласт-колектор, який насичений нафтою. В таких пластах пластах $\rho_{зп} < \rho_{п,}$.

Водонасичені породи-колектори горизонту В-16 характеризуються двохшаровими кривими зондування (св. № 5, 6, 7, 11, 20) або ж мають підвищене проникнення (св. № 2, 3, 4, 12) що, характерне для водоносних колекторів, які насичені водою високої мінералізації (рис. 3.2 б).

Перевищення показів потенціал-мікрозонда над показами градієнт-мікрозонда є надійним критерієм виділення порід-колекторів при наявності глинистої кірки оптимальної товщини і дотриманні умови $\rho_{г.к} > \rho_{пп}$, де $\rho_{г.к}$ – питомий електричний опір глинистої кірки, $\rho_{пп}$ – питомий електричний опір промитої зони. Ця умова дотримується при розкриті розрізу свердловини на прісному буровому розчині. В даному випадку до порід-колекторів відносяться породи, які володіють невисокими значеннями $\rho_п^{МПЗ}$ і $\rho_п^{МГЗ}$, при $\rho_п^{МКЗ} / \rho_с \leq 5$. Доволі впевнено пласти-колектори продуктивного горизонту В-16 виділяються за позитивними приростами на кривих МК в свердловинах №1, 3, 5, 7, 11 (рис. 3.3). Метод МК працює в тому випадку, коли є ознака наявності глинистої кірки в пластах-колекторах. Зменшення діаметра свердловини, наявність глинистої кірки обумовлено фільтрацією промивальної рідини в пласті, яка залежить від фізико-хімічних особливостей промивальної рідини, а також колекторських властивостей порід і може досягти 2-4 см. Глиниста кірка утворюється за умови, що свердловина бурилась на прісному глинистому розчині (питомий опір свердловини ($\rho_с$) при 20 °С > 0,2 Ом·м) з низькою водовіддачею (не більше 2-3 см^3 за 30 хв) при мінімальних депресіях на пласти-колектори. При використанні в якості промивальної рідини

мінералізованого глинистого розчину з високою водовіддачею, не завжди можна гарантувати виділення колектора за цією ознакою [1,5, 6].

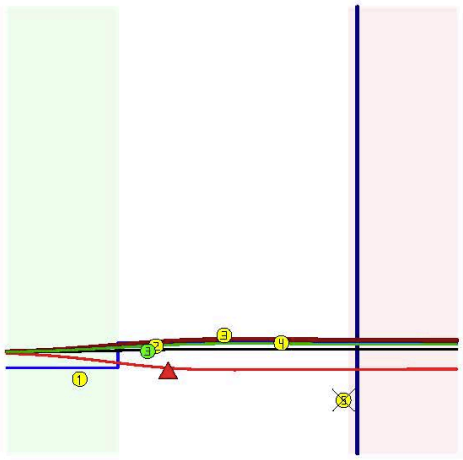
Свердловина 1/Куст/2170_2670
Прокопенки

Прошарок №21 h=9.0 м (2518.4-2527.4 м) Dc=0.253 м Rc=15.797 Омм

Ім'я	L 1/2	Відлік	Ry	Rпр	Lеф	Rп	Зонд	%(Ry)	%(Rпр)
КС1	0.45	7.628	7.628	7.592	0.45	16.76	А0.4М0.1N	133%	149%
КС2	1.05	18.72	18.72	18.49	1.05	16.76	А1М0.1N	12%	9%
КС3	2.25	25.16	25.16	24.77	2.25	16.76	А2М0.5N	10%	17%
КС4	4.25	20.44	20.44	20.4	4.25	16.76	А4М0.5N	10%	1%
КС5	8.5	4.267	4.267	4.348	8.5	16.76	А8М1N		
БК	1.2	16.32	16.32	16.32	1.45	18.7	БК-3	6%	25%
ІК	1.2	79.59	8.954	8.954	1.8	9.489	7И1.6(1)	140%	129%

РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:
Відносн. діаметр зони Dзп/Dc: 2.7
Питомий опір зони Rзп: 10.36 Омм
Питомий опір прошарку Rп: 20.69 Омм
Питомий опір прошарку за ІК: 9.49 Омм
Питомий опір прошарку за БК: 18.70 Омм
Питомий опір прошарку за БКЗ: 16.76 Омм
Середня відносна похибка: 11%

Розраховано методом мінімізації



а)

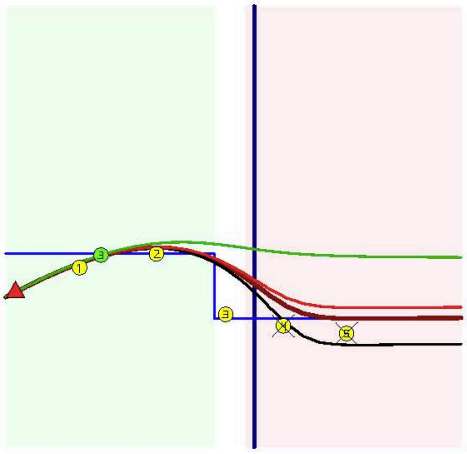
Свердловина 2/Куст/2570_2740
Прокопенки

Прошарок №5 h=2.8 м (2617.6-2620.4 м) Dc=0.209 м Rc=1.000 Омм

Ім'я	L 1/2	Відлік	Ry	Rпр	Lеф	Rп	Зонд	%(Ry)	%(Rпр)
КС1	0.45	9.558	9.558	11.42	0.45	1.021	А0.4М0.1N	13%	24%
КС2	1.05	14.33	14.33	10.63	1.05	1.021	А1М0.1N	20%	4%
КС3	2.25	2.432	2.432	2.359	2.25	1.021	А2М0.5N	318%	47%
КС4	4.25	1.733	1.733	1.724	4.25	1.733	А4М0.5N		
КС5	8.5	1.387	1.387	1.387	8.5	1.387	А8М1N		
БК	1.2	11.61	13.8	13.8	1.4	12.17	БК-3	45%	44%
ІК	1.2	182	4.65	4.65	2.24	2.729	6Ф1	0%	25%

РЕЗУЛЬТАТИ ОБРОБКИ:
Відносн. діаметр зони Dзп/Dc: 9.5
Питомий опір зони Rзп: 14.36 Омм
Питомий опір прошарку Rп: 2.13 Омм
Питомий опір прошарку за ІК: 2.73 Омм
Питомий опір прошарку за БК: 12.17 Омм
Питомий опір прошарку за БКЗ: 1.02 Омм
Середня відносна похибка: 14%

Розраховано методом прив.кривих



б)

Рисунок 3.2 – Тришарові криві зондування із понижаючим а) (св.№1, інт. 2518,4-2527,4 м) та повишаючим б) (св. №2, інт. 2617,6-2620,4 м) проникнення фільтрату бурового розчину в пласт

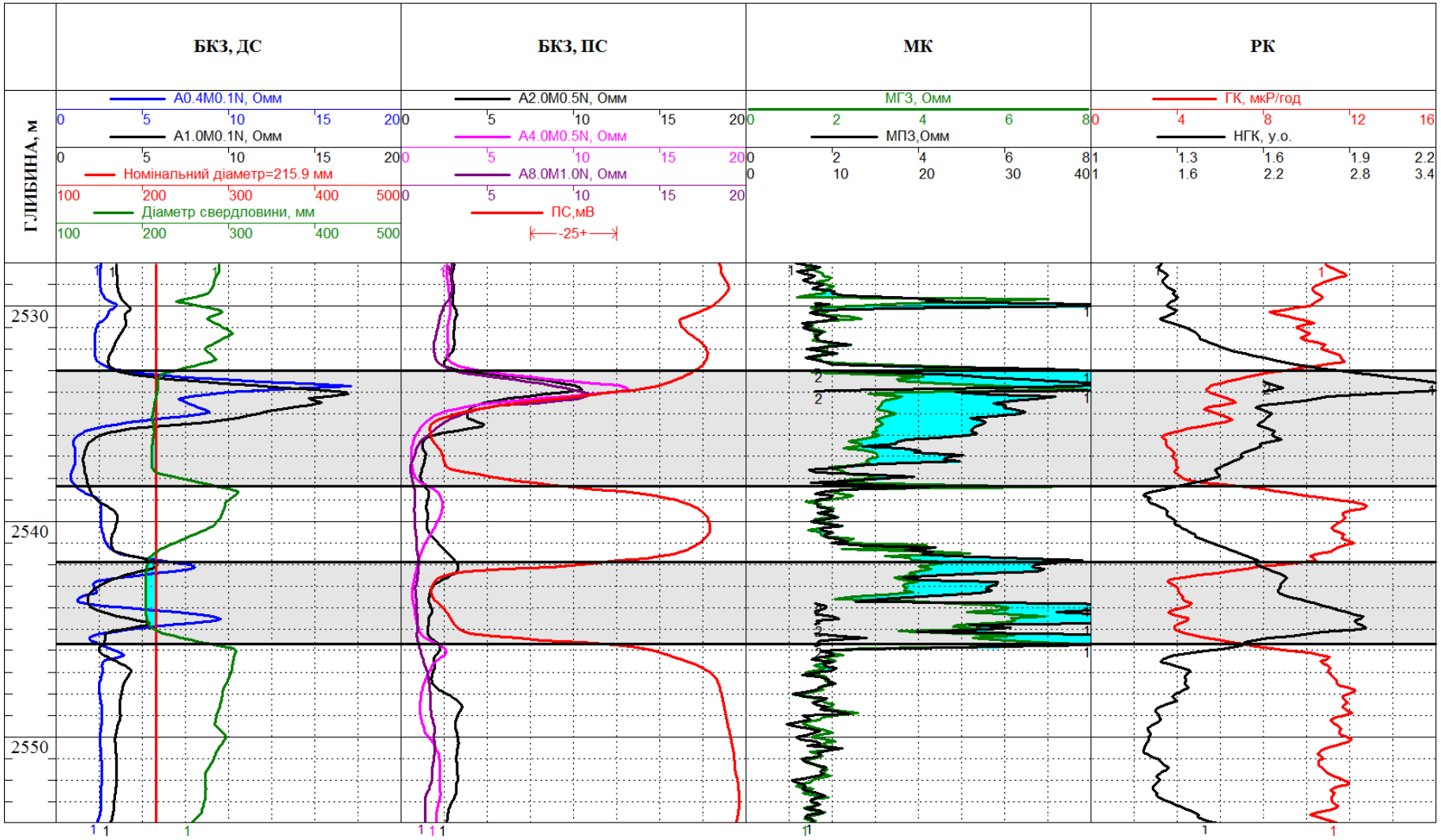


Рисунок 3.3 – Приклад виділення пласті-колекторів за даними методів ГДС з використанням якісних прямик та опосередкованих ознак (св.№4-Прокопенки)

На діаграмах методу потенціалі самочинної поляризації пласти-колектори продуктивного горизонту В-16 достовірно виділяються хорошими від'ємними аномаліями, амплітуди яких може досягати у чистих високопористих пісковиках до 118-110 мВ. При умові $\rho_ф/\rho_в \geq 3\text{-}5$ величина аномалії ПС відображає відносний вміст в гірській породі глинистого матеріалу (рис. 3.3). При цьому величини потенціалів самочинної поляризації $\Delta U_{ПС}$ тим більша, чим більша відмінність в мінералізації та питомому електричному опорі пластових вод та глинистого матеріалу породи-колектора і вміщуючої породи.

Діапазон зміни значень питомого електричного опору по кривим методів опору (БКЗ, БК, ІК) пластів-колекторів досить великий від 20,7 Ом·м до 0,2 Ом·м в залежності від характеру їх насичення. Крім того, використання розглянутих якісних ознак та характерних показів методів ГДС, при виділенні порід-колекторів були використані граничні значення пористості, проникності, а також геофізичні параметри, які позв'язані із ними. Для продуктивного горизонту В-16 у якості нижніх граничних значень, встановлені такі величини параметрів: $К_{пр} = 1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2; $К_п = 0{,}09$.

Для водоносних пластів-колекторів характерні низькі значення питомого електричного опору (від 0,2 до 4,0 Омм).

Нафтоносність колекторів горизонту В-16 на Прокопенківському родовищі встановлена за даними комплексного аналізу методів електричного опору і даних випробування свердловин. При цьому для виділення нафтоносних порід-колекторів за даними методу опору необхідно звернути увагу на наступні обставини:

– чим вища мінералізація пластової води, тим при меншому питомому електричному опорі породи-колектора більша ймовірність його промислового нафтонасичення;

– позірний електричний опір, що виміряний градієнт-зондами

великого розміру, у зв'язку із екранними впливами і обмеженою товщиною пласта, можуть не відповідати дійсній електричній характеристиці нафтонасиченого пласта-колектора. В цьому випадку використання потенціал-зонда великого розміру або індукційного методу (св. № 1, 7) суттєво підвищує надійність опору пласта-колектора;

– до особливостей виділення нафтонасиченого пласта-колектора можна віднести ознаку деякого збільшення додатнього приросту на кривих мікрозондів в нафтоносній частині пласта-колектора у порівнянні із водонасиченою;

– до особливостей виділення нафтонасичених пластів-колекторів за даними методу ПС, відноситься зменшення амплітуди $\Delta U_{ПС}$, які тим більші, чим менша товщина пласта, вища його глинистість і ступінь нафтонасичення. Хоч для певних регіонів зустрічаються і зворотні випадки, тобто збільшення від'ємних аномалій $\Delta U_{ПС}$ в нафтонасичених пластах, у порівнянні із водонасиченими (при $\rho_ф > \rho_в$), що пов'язано із різною концентрацією солей в материнських водах нафтонасичених пластів і водою, що омиває поклад.

Покрівля та підошва пласта-колектора встановлювалися відомими способами при інтерпретації діаграм методів ГДС. При цьому перевага надавалась діаграмам найбільш інформативних методів. Для теригенного розрізу це діаграми $\rho_п$, особливо мікрометодів, $\Delta U_{ПС}$, I_γ. Визначення границь пластів-колекторів проводилося за кривими мікрометодів (МК і МБК) із залученням всього комплексу ГДС.

При оцінці характеру насичення колекторів горизонту В-16 використано граничне значення питомого електричного опору пласта $\rho_п$=8 Ом·м.

Висновок

Комплекс методів ГДС, що застосовувався при дослідженні розрізів свердловин Прокопенківського родовища забезпечив їх літолого-стратиграфічне розчленування, виділення пластів-колекторів і встановлення їхньої продуктивності.

4 ВИЗНАЧЕННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ПРОКОПЕНКІВСЬКОМУ НАФТОВОМУ РОДОВИЩІ

4.1 Визначення ефективних товщин

В свердловинах Прокопенківського родовища ефективна товщина визначалась наступними способами:

– за даними мікрозондів (ділянки позитивних приростів $\Delta\rho$) і відносно низькими значеннями $\rho_п$ і $\rho_{еф}$ (на кривих екранованого мікрозонда) з відніманням товщин щільних (ущільнених) прошарків, які характеризуються високими значеннями $\rho_п$ ($\rho_{еф}$) і глинистих прошарків для яких $\Delta\rho$ близьке до нуля;

– за даними кавернометрії, на основі яких встановлювалась зміна товщини глинистої кірки пластів, які були розкриті свердловиною.

При встановленні ефективних товщин використовувались також дані малих градієнт-зондів, радіоактивного каротажу, методу ПС, а також параметри пластів, які були рівні або вищі обґрунтованих нижніх границь.

4.2 Визначення коефіцієнта пористості

Необхідною умовою для визначення коефіцієнта пористості за промислово-геофізичними даними є наявність тісного кореляційного зв’язку, встановленого між геофізичними параметрами і пористістю, оціненою за лабораторними даними. Базовим методом оцінки

пористості по свердловинах є акустичний метод, який виконаний у восьми свердловинах родовища і має ряд переваг перед іншими методами. До переваг методу відносяться – простота методики визначення пористості, не потребує введення поправок за вплив свердловини, кінцевої товщини пласта, можливість використання методу в свердловинах заповнених розчином будь-якої мінералізації, а також відносно невелика залежність точності оцінки коефіцієнта пористості від мінерального складу скелетної складової твердої фази. В основі використання методу АК для оцінки пористості лежить залежність, яка встановлена між швидкістю поширення пружної хвилі (інтервального часу пробігу пружної хвилі $\Delta T_п$) і коефіцієнтом пористості $К_п$. Серед різних емпіричних і аналітичних виразів, які зв'язують величину $\Delta T_п$ з параметром $К_п$, найпоширенішим є рівняння середнього часу для порід з міжзерновою пористістю, чистих неглинистих порід з мономінеральним складом скелету породи [1, 4]:

$$\Delta T_п = (1 - К_п) \cdot \Delta T_{ск} + К_п \cdot \Delta T_р \qquad (4.1)$$

Збільшення глинистості породи, незалежно від її форми знаходження (у вигляді цементу, тонкого чергування прошарків або в дисперсійному стані) приводить до зменшення швидкості поширення пружних повздовжніх і поперечних хвиль, тобто збільшення інтервального часу пробігу пружної хвилі, $\Delta T_п$. Для глинистих колекторів рівняння середнього часу пробігу пружної хвилі записується у вигляді [1, 6]:

$$\Delta T_п = \Delta T_{ск} + К_п \cdot (\Delta T_р - \Delta T_{ск}) + К_{гл} \cdot (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) \qquad (4.2)$$

де $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час пробігу хвилі в скелеті породи, мкс/м;

$\Delta T_{гл}$ – інтервальний час пробігу хвилі в глинистому компоненті, мкс/м;

$\Delta T_р$ – інтервальний час пробігу хвилі в рідині, мкс/м;

$К_п$ – коефіцієнт пористості, част. од;

$К_{гл}$ – коефіцієнт глинистості, який характеризує вміст глинистого матеріалу в породі, част.од.

Тоді:

$$К_п = \frac{(\Delta T_п - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_р - \Delta T_{ск})} - К_{гл} \cdot \frac{(\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_р - \Delta T_{ск})}, \quad (4.3)$$

Однм із способів внесення поправки за глинистість при визначенні пористості за даними АК є побудова номограми Пікета Г.Р.. При використанні даного способу врахування впливу глинистості на величину коефіцієнта пористості відбувається за допомогою використання методів ГК або ПС. В методиці, яка запропонована Пікетом Г.Р., коефіцієнт пористості визначається за залежностями: $К_п^к = f(\Delta T_п, \Delta I_\gamma)$ або $К_п^к = f(\Delta T_п, \alpha_{пс})$. Використання методу ГК у випадку, коли мінеральний скелет породи не містить радіоактивних елементів і гамма-активність порід визначається в основному, їх глинистістю, і можливо для урахування впливу глинистості. Кластичний матеріал пісковиків продуктивного горизонту представлений переважно кварцом, в цьому випадку методом природної гамма-активності відображається вміст глинистого матеріалу в породі, що дозволяє використовувати параметр ΔI_γ для обліку впливу глинистості при оцінці пористості. За результатами зіставлення пористості, оціненої за керновими даними і параметрами ΔT, ΔI_γ для верхньовізейських горизонтів В-14 – В-17 родовища авторами попереднього звіту з підрахунку запасів Прокопенківського родовища одержана багатомірна залежність $К_п^к = f(\Delta T_п, \Delta I_\gamma)$, яка апроксимується наступним виразом (рис. 4.1) [1]:

$$К_п = -18,7608 + 0,1707 \cdot \Delta T_п - 10,864 \cdot \Delta I_\gamma, \quad (4.4)$$

де ΔI_γ – подвійний різницевий параметр по ГК.

Достовірність визначення $К_п$ встановлювалось шляхом порівняння результатів визначення коефіцієнта пористості за даними ГДС та за даними керну, як для водонасичених, так і нафтонасичених порід-колекторів. Результати зіставлення наведені на рисунку 4.2. Із рисунку 4.2 видно, що більшість точок лежить у межах від +20 % до -20 %, коефіцієнт кореляції становить 0,96, а кутовий коефіцієнт прямої близький до одиниці. Такий результат свідчить про відсутність систематичних похибок, а також про достовірність розрахованих значень $К_п$ та можливість використання цієї номограми для підрахунку запасів вуглеводнів.

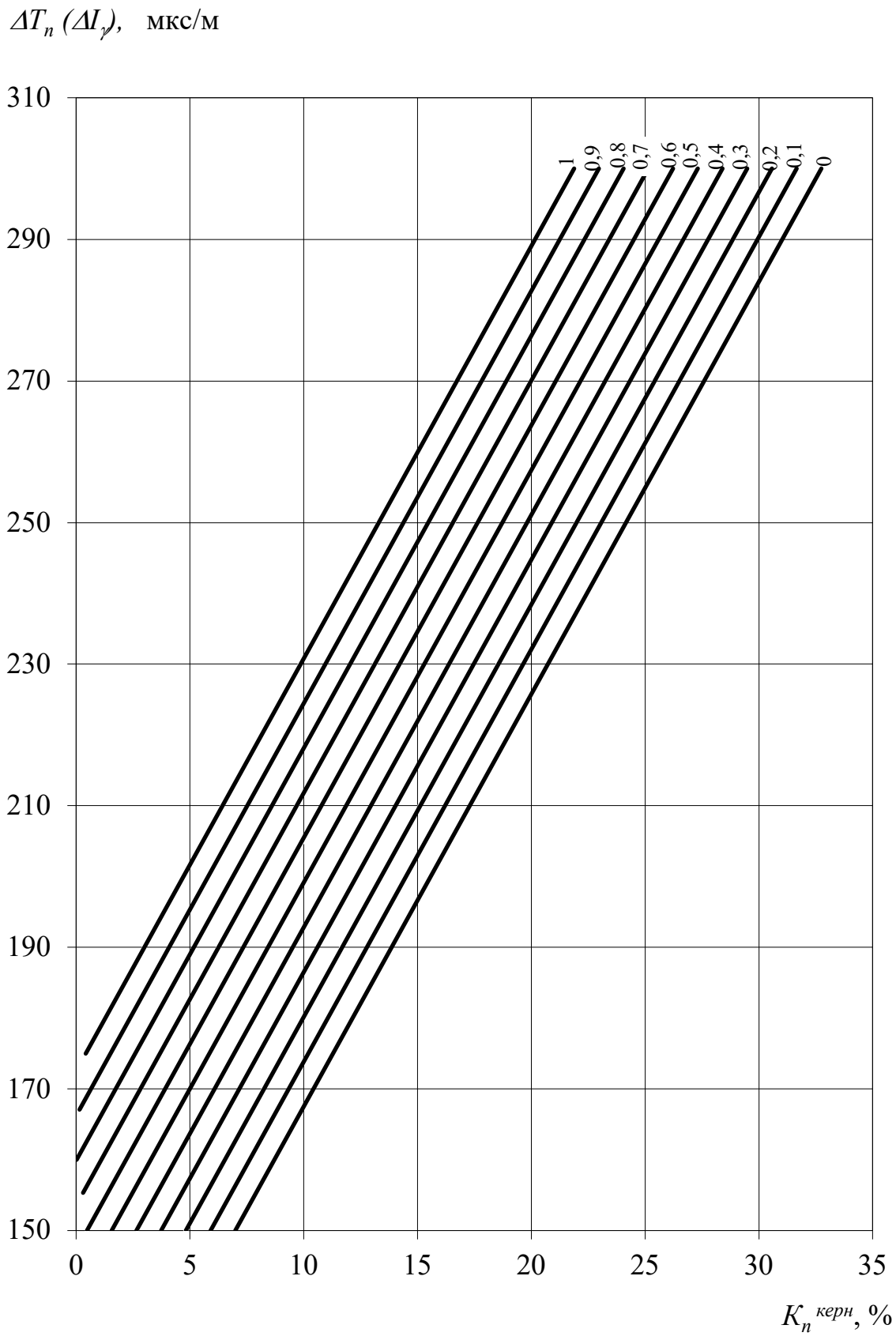


Рисунок 4.1 – Номограма для визначення пористості порід за параметрами $\Delta T_п$, ΔI_γ [1]

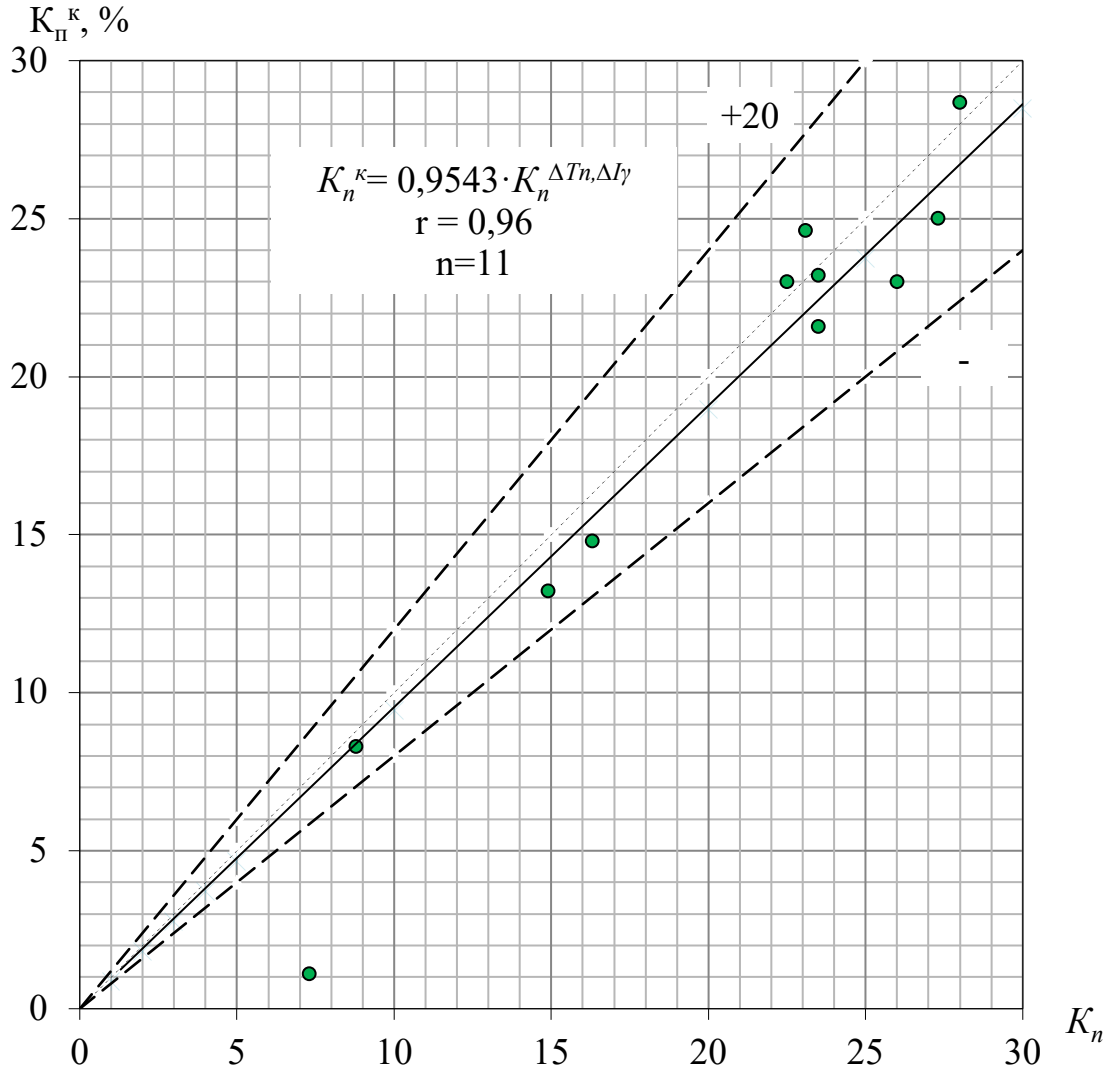


Рисунок 4.2 – Зіставлення значень $К_п$, визначених за керном $К_п^к$ та розрахованих за залежністю $К_п=f(\Delta Т_п, \Delta I_\gamma)$ для Прокопенківського родовища [1]

Крім рівняння типу $К_п^к = f(\Delta Т_п, \Delta I_\gamma)$ для визначення $К_п$ колекторів Прокопенківського родовища, також метод АК використовувався у парі із методом ПС. Використання методу потенціалів самочинної поляризації для оцінки впливу глинистості базується на залежності, яка існує між дифузійно-адсорбційною активністю гірських порід і вмістом в ній глинистого компоненти. Передумовами застосування методу ПС є [1]:

– постійність хімічного складу та мінералізації пластових вод і фільтрату промивальної рідини;

– зміна пористості порід в доволі широкому діапазоні, в основному

через розсіяний тип глинистості породи-колектора;

– дотримання умови $\rho_ф / \rho_в > 3–5$;

– доволі однорідний мінеральний склад цементу породи при значній кількості глинистого цементу і меншій кількості інших видів цементу (залізистого, карбонатного);

– хороша відсортованість зерен скелету породи-колектора;

– наявність у розрізі витриманих по площі доволі великих по товщині опорних пластів чистого (неглинистого) пісковика та чистих (непіщаних) глин.

Більшість із перерахованих умов витримуються на Прокопенківському родовищі і тим самим підтверджують доцільність застосування методу ПС для визначення $К_п$ в комплексі з методом АК.

Для верхньовізейських горизонтів В-14-В-17 Прокопенківського родовища. залежність $К_п^к = f(\Delta Т_п, \alpha_{пс})$ апроксимується наступним виразом (рис.4.3) [1]:

$$К_п = -30,326 + 0,161 \cdot \Delta T_п + 14,049 \cdot \alpha_{пс}, \quad (4.5)$$

де $\alpha_{пс}$ – відносна амплітуда ПС.

Аналіз результатів зіставлення значень пористості, визначеної по залежністю типу $К_п^к = f(\Delta T_п, \alpha_{пс})$ і даними керна (рис. 4.4), показав добру збіжність, похибки в діапазоні $\pm$20 % (відносних) характерні для пластів-колекторів із малою пористістю. Підвищення відносної похибки у низькопористих різновидностях, пов’язане із характером взаємозв’язку між величинами $К_п$ і $\alpha_{пс}$ в області низьких значень. Кількість точок, що розташовані нижче і вище бісектриси по всьому діапазоні зміни величини пористості є приблизно однаковою. У тих свердловинах, де дані АК були поганої якості або взагалі відсутні, визначення $К_п$ порід здійснювались за даними методів ПС та РК.

У тих випадках, коли у досліджуваному геологічному розрізі свердловин не були виконані методи ГДС, що дозволяли визначити $К_п$,

метод потенціалів самочинної поляризації може виступати як самостійний.

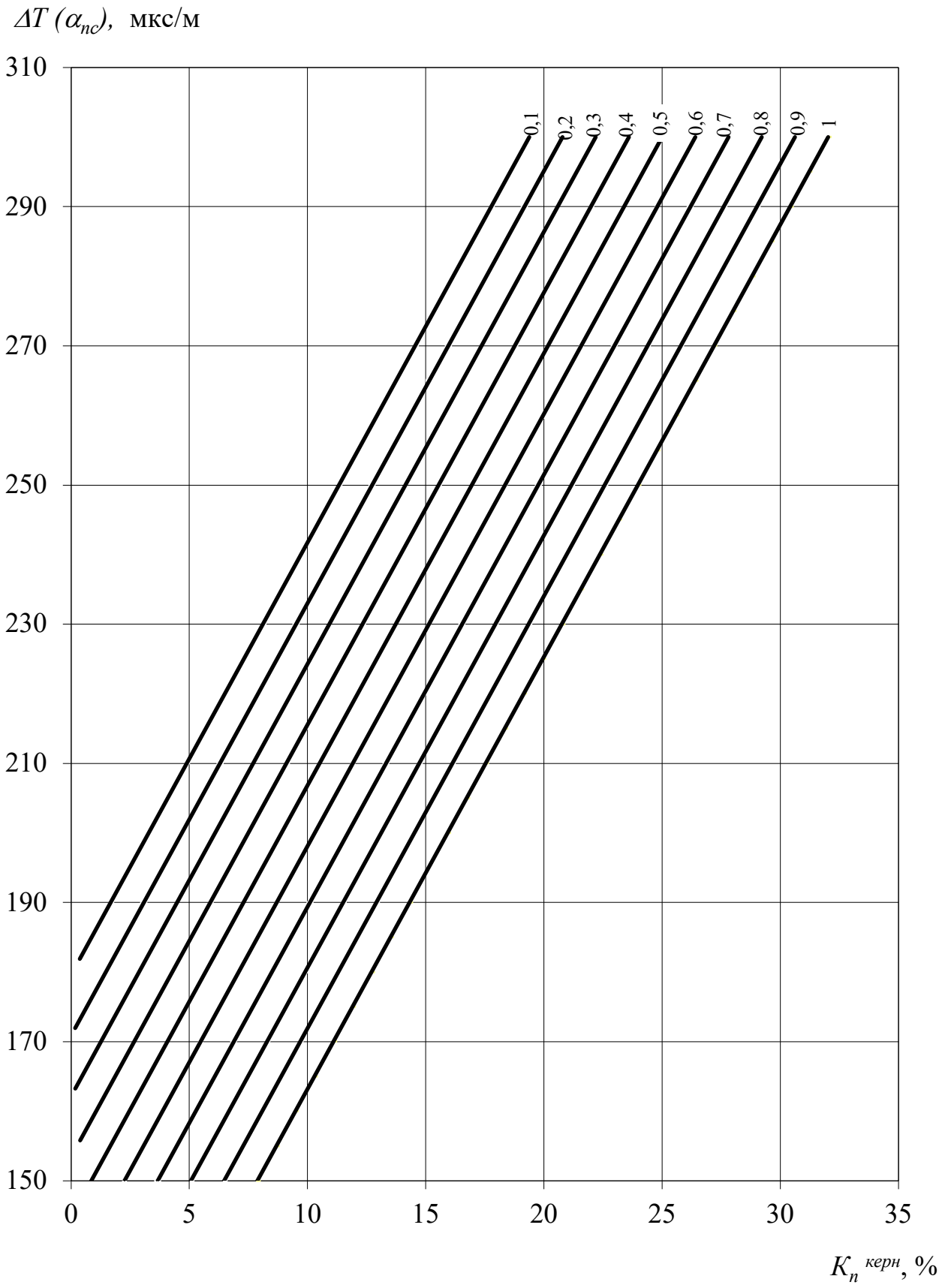


Рисунок 4.3 – Номограма для визначення пористості порід за параметрами

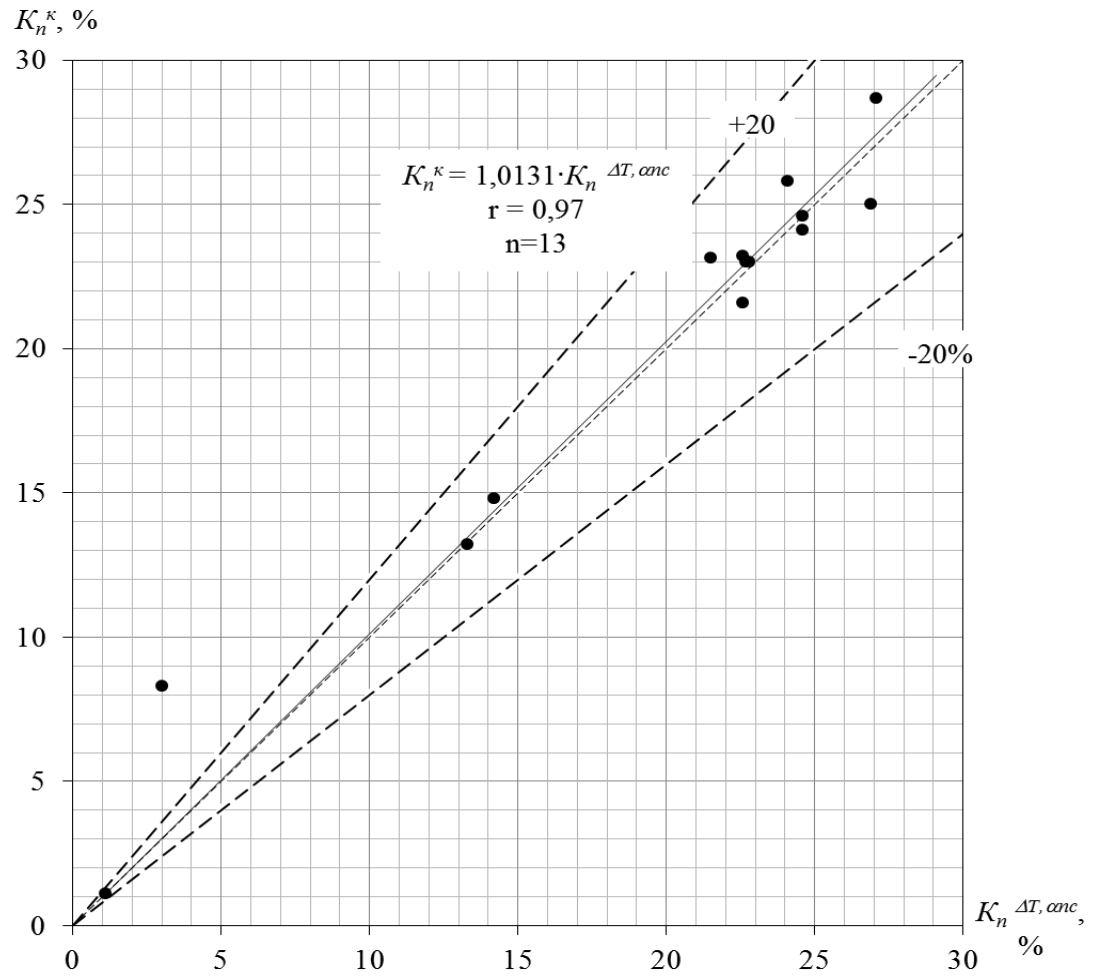


Рисунок 4.4 – Зіставлення значень $К_п$ визначених за керном та значень $К_п$ розрахованих за залежністю $К_п = f(\Delta Т, \alpha_{пс})$ для Прокопенківського родовища [1]

Характер взаємозв'язку між параметрами $\alpha_{пс}$ і $К_п^к$ вивчався для 25 пластових характеристик верхньовізейських горизонтів В-14-В-17 Прокопенківського родовища, апроксимується наступним виразом (рис.4.5)[1]:

$$\alpha_{пс} = -0,015 + 0,037 \cdot К_п. \quad (4.6)$$

Аналіз показав, що похибка більше $\pm$20 % характерна для низькопористих різновидностей порід, в області значень $К_п$ від 4,7 % до 10 % . Ця особливість пов'язана із особливостями характеру взаємозв'язку

між $\alpha_{пс}$ і $К_п$ в області низьких значень пористості, де залежність виположується.

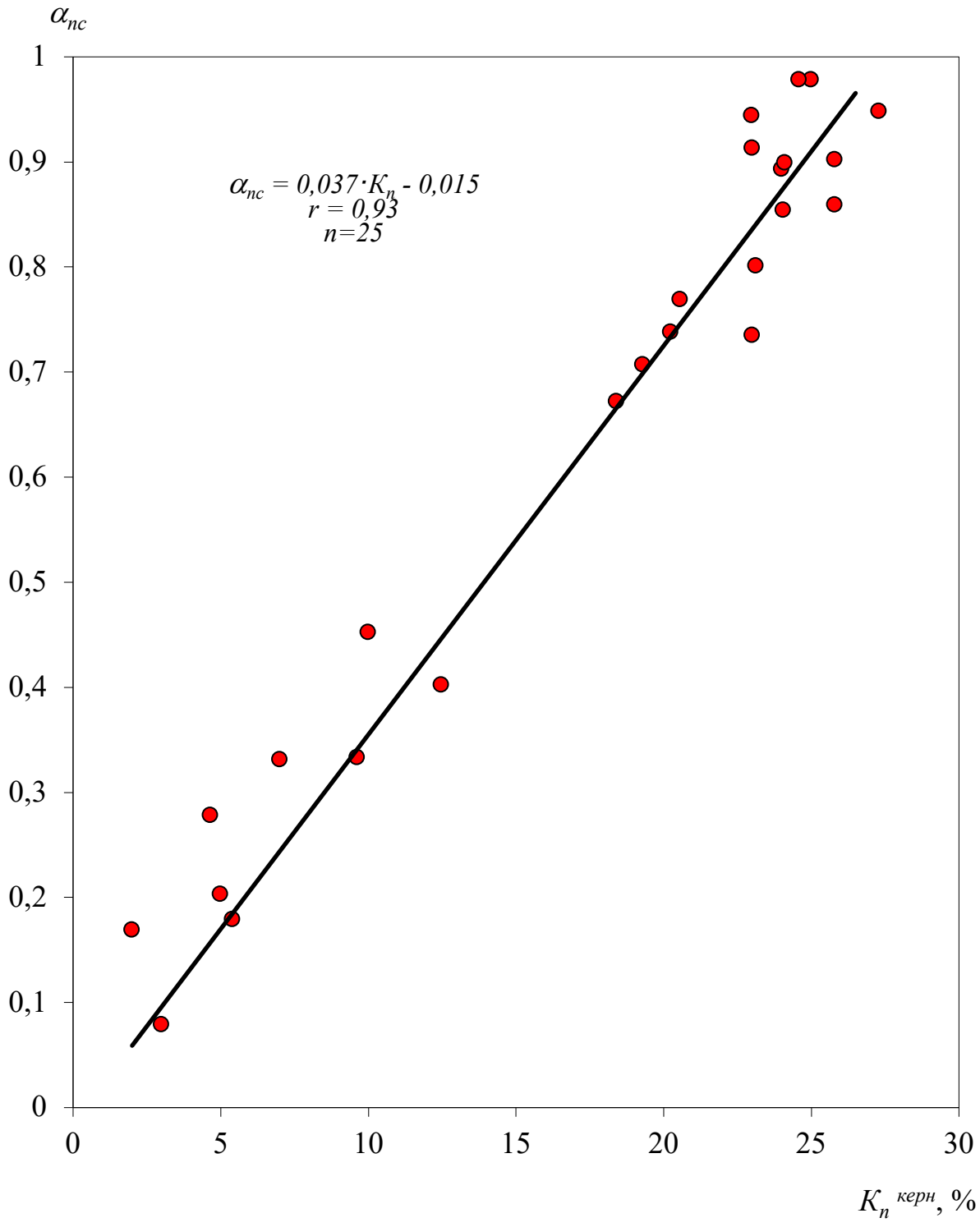


Рисунок 4.5 – Графік залежності $К_п=f(\alpha_{пс})$ для розрахунку пористості порід за параметром $\alpha_{пс}$ для Прокопенківського родовища [1]

Отже, дані методу ПС можна використовати для визначення коефіцієнта пористості порід Прокопенківського родовища. Достовірність визначення коефіцієнта пористості встановлювалася шляхом порівняння результатів визначення $К_п$ за даними ГДС та за даними керну, як для водоносних, так і нафтоносних пластів-колекторів. Як показують результати співставлення основна кількість точок розміщені в межах від +20 % до -20 %, коефіцієнт кореляції становить 0,94, а кутовий коефіцієнт прямої близький до одиниці,

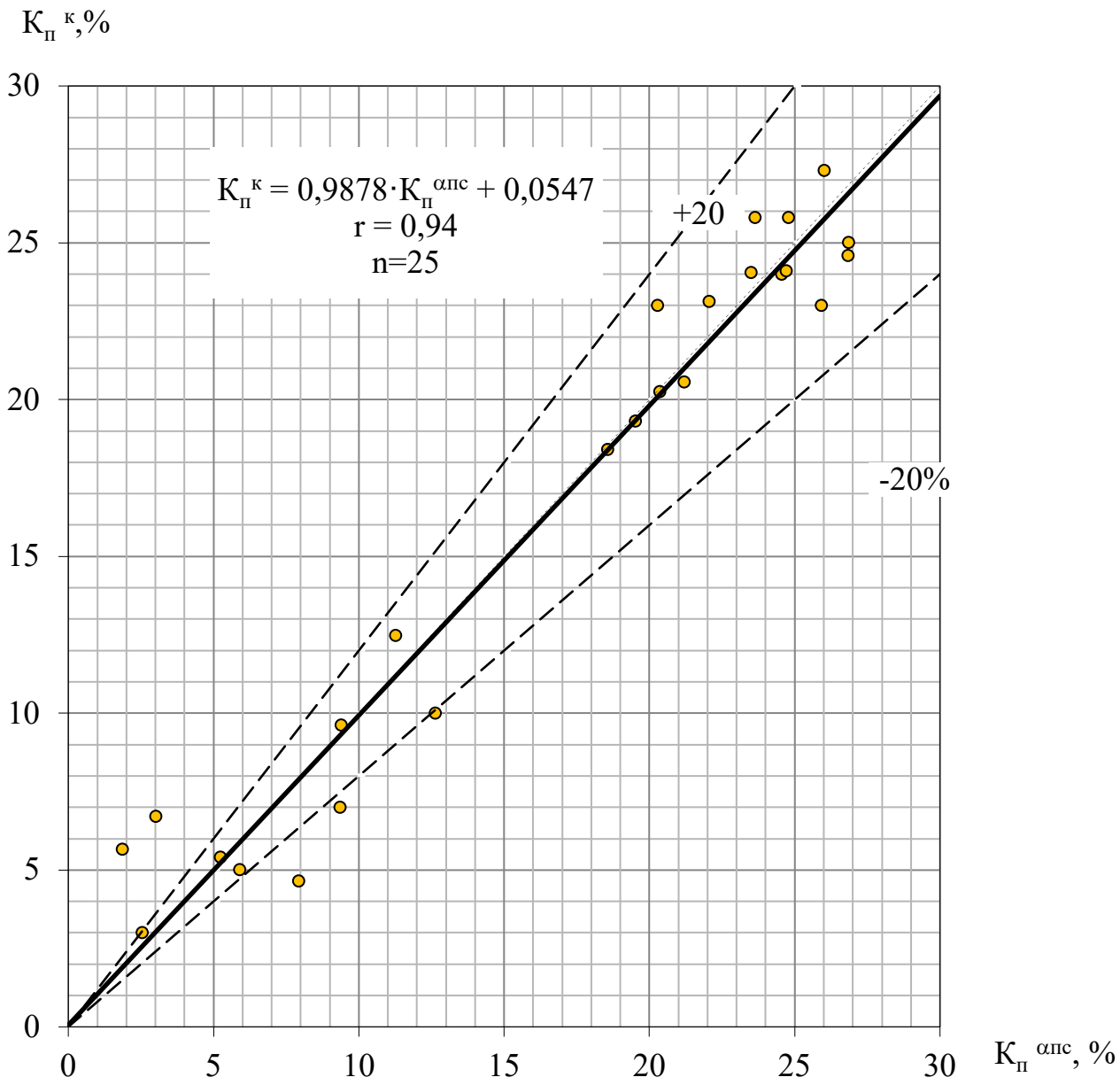


Рисунок 4.6 – Співставлення значень $К_п$ розрахованих за залежністю $К_п=f(\alpha_{пс})$ та значень $К_п$ визначених за керном для Прокопенківського родовища [1]

В тих свердловинах, де пористість за даними АК не розраховувалась, крім визначення $К_п$ за даними ПС, використовувалась методика визначення водневмісту за ННК/НГК (св. № 6 та №12). Згідно [7] водневміст за нейтронними методами розраховують за формулами:

$$К_{п} = -8,2 + 75,4 \cdot (I_{ннк-мз} / I_{ннк-вз}) - 1,25 \cdot (I_{ннк-мз} / I_{ннк-вз})^2, \quad (4.7)$$

$$К_{п} = -8,72 + 53,1 \cdot I_{n\gamma}^{-1} + 5,11 \cdot I_{n\gamma}^{-2}, \quad (4.8)$$

де $I_{ННК-мз}$, $I_{ННК-вз}$ – інтенсивність зареєстрована каналами ННК малого (ННК-мз) та великого (ННК-вз) зондів відповідно, і приведені до показів даних зондів у баці із прісною водою, у.о.;

$I_{n\gamma}$ – інтенсивність зареєстрована каналом НГК і приведена до показів зонда у баці із прісною водою, у.о.

4.3 Визначення коефіцієнта нафтонасиченості

На Прокопенківському родовищі коефіцієнта нафтонасичення проводилося традиційним методом за даними методу опору, на основі використання залежностей між параметром насичення $P_н$ і коефіцієнтом водонасичення $К_в$. Розрахунок параметра насичення проводився за формулою [4, 6]:

$$Р_{н} = \rho_п / \rho_{вп}, \quad (4.9)$$

де $\rho_п$ – питомий електричний опір досліджуваного пласта, Ом·м;

$\rho_{вп}$ – питомий електричний опір пласта при 100 % насиченні його водою, Ом·м.

Питомий електричний опір нафтонасичених пластів продуктивного горизонту В-16 визначавсь за даними БКЗ та ІК із введенням усіх необхідних поправок. Розрахунок питомого електричного опору водонасиченого пласта проводився за формулою із врахуванням величини параметру пористості та питомого електричного опору пластової води:

$$\rho_{вп} = Р_{п} \cdot \rho_в \quad (4.10)$$

Параметр пористості $P_п$ розраховувався відповідно до залежності Дахнова В.Н. між коефіцієнтом пористості та питомим електричним

опором водонасиченої породи при пластових умовах:

$$\mathrm{P_п} = f(K_п). \tag{4.11}$$

У зв'язку з відсутністю лабораторних досліджень з визначення залежності параметра насичення від коефіцієнта водонасичення для відкладів родовища, при розрахунку коефіцієнта нафтонасичення використана залежність, отримана для верхньовізейських відкладів Бугруватівського родовища. Характер взаємозв'язку між параметрами вивчався за результатами вимірювання питомого електричного опору частково або повністю водонасичених зразків і коефіцієнтів водонасичення. Встановлена залежність описується рівнянням (рис. 4.7) [1]:

$$\mathrm{P_н} = 0{,}99 \cdot K_в^{-1.9} \tag{4.12}$$

Використовуючи наведені в роботі методики, методи на петрофізичні залежності було виділено пласти-колектори та визначено їх підрахункові параметри по св.№1-прокопенки (рис.4.8, табл. 4.1).

Висновок

Отже, на Прокопенківському нафтовому родовищі ефективні товщини продуктивних пластів визначались за результатами комплексної інтерпретації даних ГДС із урахуванням їх роздільної здатності, а також даних дослідження керна, ВПК, ГДК. Визначення коефіцієнта пористості здійснювалось за залежностями типу $К_п=f(\Delta T_п, \Delta I_\gamma)$, $К_п=f(\Delta T_п, \alpha_{пс})$ та $К_п=f(\alpha_{пс})$. Коефіцієнт нафтонасичення визначавсь за даними методів питомого електричного опору.

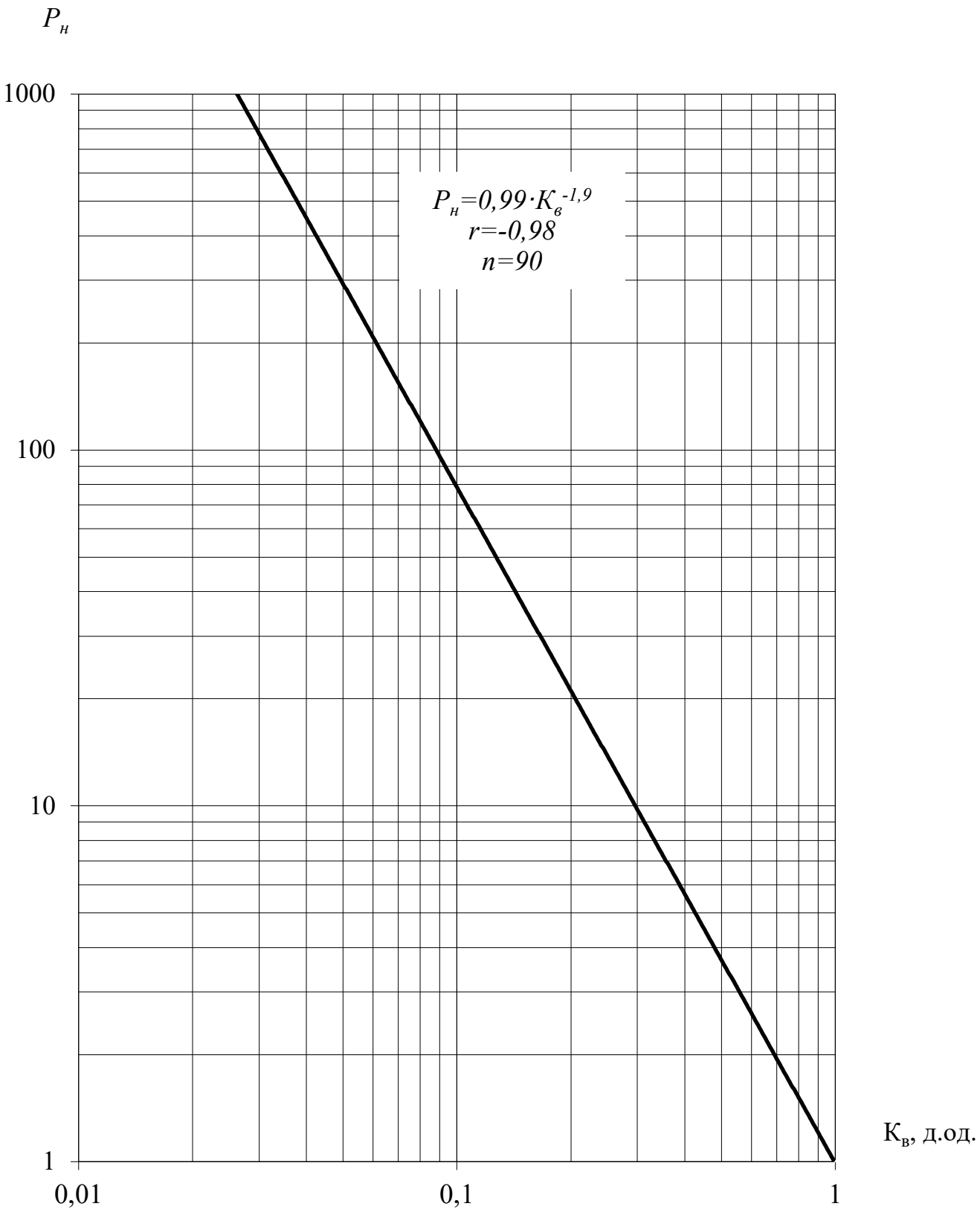


Рисунок 4.7 – Графік залежності параметра насичення від коефіцієнта насичення для верхньовізейських відкладів Бугруватівського родовища

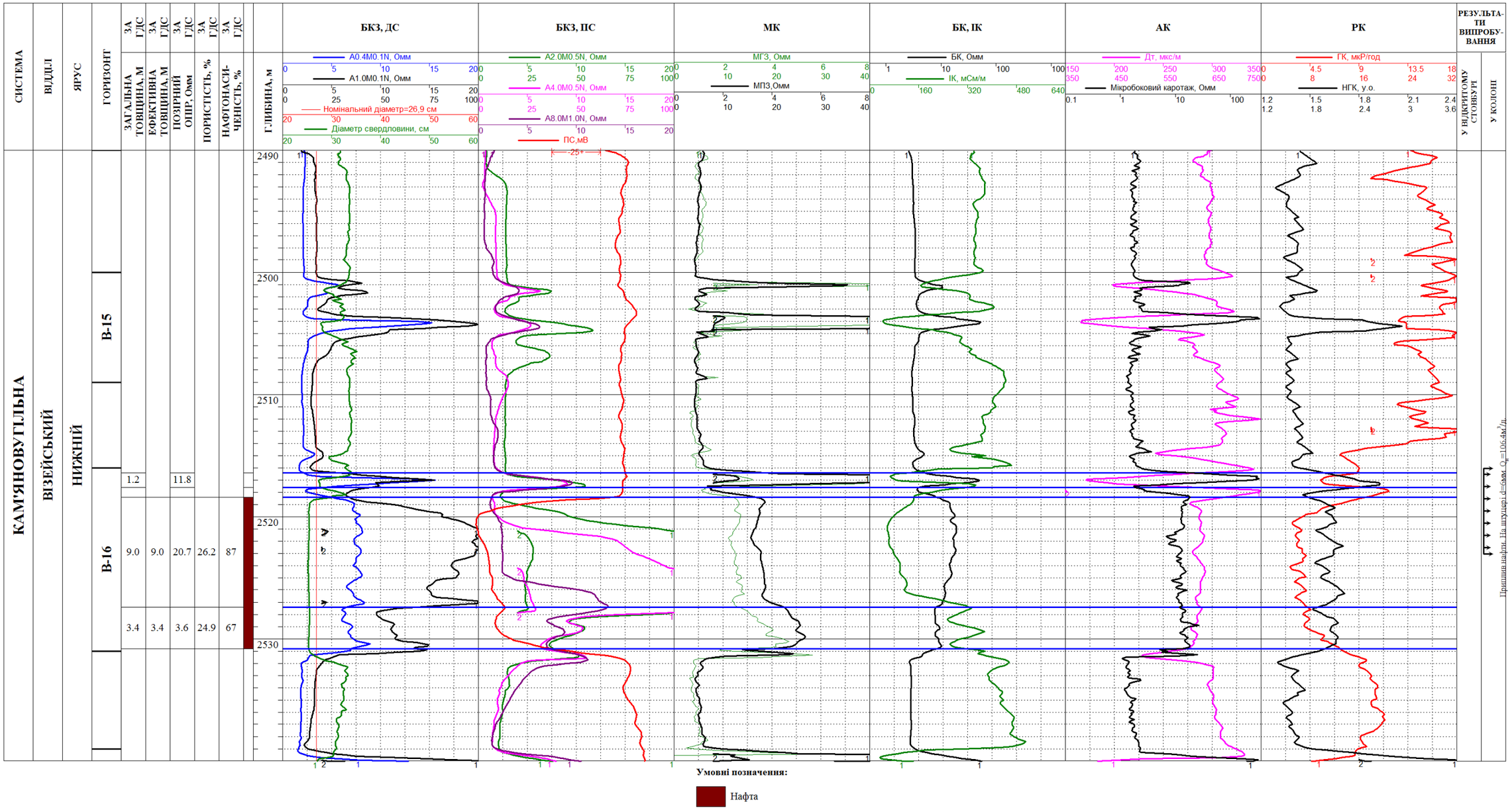


Рисунок 4.8 – Планшет комплексу методів ГДС, виконаний у свердловині №1-Прокопенки

Таблиця 4.1 - Зведена таблиця геофізичних величин та підрахункових параметрів продуктивних пластів горизонту В-16 св.№1-Прокопенки

Глибина, м		Товщина, м			Діаметр свердловини dc, м	Питомий електричний опір, Ом·м								$\alpha_{ПС}$	ΔT_n, мкс/м	I_γ, мкР/год	$I_{n\gamma}$, у.о.	ΔI_γ	$\Delta I_{n\gamma}$/ННК	P_n	$P_н$	$K_{пр}$ (геоф), $\cdot 10^{-3}$мкм^2	K_n (АК, ГК) /РК, %	K_n (АК, ПС), %	K_n (ПС), %	$K_в$, %	Прийняті величини			Характер насичення
						бурового розчину, ρ_c	пластових вод, $\rho_в$	водоносного пласта, $\rho_{вп}$	БКЗ	БК	ІК	МБК	прийнятий																	
покрівля	підошва	загальна	ефективна	нафтонасичена					пласта, ρn	пласта, ρn	пласта, ρn	промитої зони, $\rho пз$															$H_{еф}$, м	K_n. %	$K_{нг}$, %	
2516,4	2517,6	1,2	-	-	0,272	1,2	0,028	35,71	12,9	43,8	10,6	290,8	11,8	0,09	172	5,4	1,93	0,17	0,33	-	-	0,001	7,9	-	2,8	-	-	-	-	Неколектор
2518,4	2527,4	9,0	9,0	9,0	0,253	1,2	0,028	0,42	20,7	16,3	10,6	10,9	20,7	0,94	287	3,5	1,62	0,05	0,21	14,53	50,89	623,68	26,7	26,2	25,8	12,6	9,0	26,2	87	Нафтонасичений
2527,4	2530,8	3,4	3,4	3,4	0,254	1,2	0,028	0,48	8,4	8,7	3,6	16,5	8,4	0,89	282	4,3	1,64	0,11	0,22	16,15	7,96	414,725	25,4	24,8	24,5	33,4	3,4	24,9	67	Нафтонасичений
																											$\sum h_{еф}$= 12,4	$K_{пс.зв.}$= 25,9	$K_{нгс.зв.}$= 82	

Примітка: $I_{\square}^{min}$=2,7; $I_{\square}^{max}$=18,0; $I_{n\square}^{min}$=1,2; $I_{n\square}^{max}$=3,2; ΔUпс=

ВИСНОВКИ

Для досягнення поставленої у бакалаврській роботі мети було вирішено такі завдання:

– проаналізовано геологічну будову Прокопенківського нафтового родовища;

– проаналізовано комплекс геофізичних методів досліджень геологічних розрізів свердловин Прокопенківського нафтового родовища;

– подано методику виділення та визначення підрахункових параметрів порід-колекторів в геологічному розрізі верхньовізейського під ярусу Прокопенківського родовища;

– виконано розрахунок підрахункових параметрів пластів-колекторів горизонту В-16 верхньовізейського під ярусу Прокопенківського родовища.

Отримані значення підрахункових параметрів за даними геофізичних досліджень свердловин є достовірними, реально відображають ємнісні властивості природного резервуару нафтового покладу Прокопенківського нафтового родовища.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Геолого-економічна оцінка запасів Прокопенківського родовища в Сумській області: звіт про НДР (заключний) ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта»; кер. І.Я. Федів, Т.С. Паславська. Івано-Франківськ, 2015 р. 267 с.

2. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Гаранін О. А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 256 с.

3. Коваль Я. М. Федак І. О., Федоришин С. Д. Апаратура і технологія проведення ГДС [Текст] : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 231 с

4. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин : навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 185 с.

5. Федак І. О., Коваль Я. М., Вивчення розрізів свердловин : конспект лекцій. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 76 с.

6. 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.

7. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважин аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. Киев: «Геофизприлад», 1989. 81 с.

8. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Визначення підрахункових параметрів порід-колекторів Прокопенківського нафтового родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 57 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 16 слайдів.