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

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Котоус Артем Романович .
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на
(назва роботи)
Малогорожанському 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 А. Р. Котоус .
(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 В. В. Федорів .
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

м. Івано-Франківськ – 2026 рік

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри НГГ
_____доц. Федорів В.В.
“____”_____2026 р.

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

Котоусу Артему Романовичу
(прізвище, ім’я, по батькові)

1. Тема роботи Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на Малогорожанському родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин
Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович
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 Малогорожанського газового родовища. Спеціалізована література.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1) Геологічна будова Малогорожанського родовища.
2) Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин.
3) Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловин Малогорожанського родовища.
4) Комплексна інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин.
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 Малогорожанського родовища.	07.04.2026-15.04.2026	виконано
2.	Технологія проведення геофізичних досліджень	16.04.2026-27.04.2026	виконано
	свердловин.		
3.	Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі	28.04.2026-11.05.2026	виконано
	свердловин Малогорожанського родовища.		
4.	Комплексна інтерпретація результатів геофізичних	12.05.2026-12.06.2026	виконано
	досліджень свердловин.		
5.	Перелік умовних позначень і скорочень.	13.06.2026-15.06.2026	виконано
	Вступ.		
	Перелік посилань на джерела.		
	Висновки.		

Студент _____ *Котоус А.Р.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на Малогорожанському родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин» містить 53 сторінки, 3 таблиці, 13 рисунків та 10 джерел використаної літератури.

Бакалаврська робота присвячена виділенню порід-колекторів та визначенню їх підрахункових параметрів на Малогорожанському газовому родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин. У роботі розглянуто геологічну будову родовища, умови залягання та літолого-стратиграфічні особливості продуктивних відкладів верхньої крейди та неогену. На основі комплексної інтерпретації матеріалів каротажу виконано виділення порід-колекторів, визначено товщини, а також розраховано коефіцієнти пористості та газонасичення продуктивних пластів.

Для обробки та інтерпретації геофізичних даних використано методи електричного, радіоактивного та акустичного каротажу із застосуванням автоматизованої системи обробки. Отримані результати дозволяють підвищити достовірність виділення продуктивних інтервалів і можуть бути використані для уточнення геологічної моделі родовища та обґрунтування подальших геологорозвідувальних і промислових робіт.

Ключові слова: Малогорожанське родовище, геофізичні дослідження свердловин, породи-колектори, каротаж, ефективна товщина, пористість, газонасичення, підрахункові параметри, інтерпретація тощо.

ABSTRACTS

Bachelor’s thesis on the topic “Identification of Reservoir Rocks and Determination of Their Petrophysical Parameters at the Malohorozhanske Field Based on Well Logging Data” consists of 53 pages, 3 tables, 13 figures, and 10 references.

The bachelor’s thesis is devoted to the identification of reservoir rocks and the determination of their petrophysical parameters at the Malohorozhanske gas field based on well logging data. The paper examines the geological structure of the field, the occurrence conditions, and the lithological and stratigraphic features of the productive deposits of the Upper Cretaceous and Neogene. Based on the integrated interpretation of well logging data, reservoir rocks were identified, their thicknesses were determined, and porosity and gas saturation coefficients of the productive formations were calculated.

For the processing and interpretation of geophysical data, electrical, radioactive, and acoustic logging methods were applied using an automated data processing system. The obtained results improve the reliability of identifying productive intervals and can be used to refine the geological model of the field and to substantiate further exploration and production activities.

Keywords: Malohorozhanske field, well logging, reservoir rocks, logging, effective thickness, porosity, gas saturation, petrophysical parameters, interpretation, etc.

ЗМІСТ

Ст.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ..... 6

ВСТУП..... 7

1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МАЛОГОРОЖАНСЬКОГО РОДОВИЩА..... 9

1.1. Літолого-стратиграфічний опис та характеристика продуктивних пластів..... 9

1.2. Тектоніка..... 13

1.3. Газоносність..... 17

1.4. Постановка геологічного завдання..... 20

2. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН..... 22

2.1. Умови проведення геофізичних досліджень свердловин 22

2.2. Методи, апаратура та технологія проведення геофізичних досліджень свердловин..... 23

3. ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ СВЕРДЛОВИН МАЛОГОРОЖАНСЬКОГО РОДОВЩА..... 29

3.1. Виділення колекторів та визначення ефективних товщин..... 29

3.2. Розподіл продуктивних колекторів на водо- і газонасичені..... 35

4. КОМПЛЕКСНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН..... 38

4.1. Петрофізичні моделі, які покладені в основу визначення підрахункових параметрів колекторів..... 38

4.2. Визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів..... 40

4.3. Визначення коефіцієнта газонасичення порід-колекторів..... 47

ВИСНОВКИ..... 52

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА..... 53

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
ІК	індукційний каротаж
МК	мікрокаротаж
НГК	нейтронний-гамма каротаж
ПР	промивна рідина
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
$\rho_{п}$	питомий електричний опір породи, Омм
ΔT	інтервальний час, мкс/м ;
$K_{п}$	коефіцієнт пористості, %
$K_{гл}$	коефіцієнт обємної глинистості, %
$K_{в}$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{г}$	коефіцієнта газонасичення, %
$K_{в.з}$	коефіцієнт залишкового водонасичення, %
$Р_{п}$	параметр пористості
$Р_{н}$	параметр насичення
$\alpha_{ПС}$	відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації

ВСТУП

Актуальність теми. Актуальність даної роботи зумовлена необхідністю підвищення достовірності оцінки колекторських властивостей продуктивних пластів на газових родовищах складної геологічної будови. Малогорожанське родовище характеризується літологічною мінливістю продуктивних відкладів, наявністю тектонічних порушень та відсутністю витриманої покришки між окремими газоносними горизонтами, що ускладнює виділення порід-колекторів і визначення їх підрахункових параметрів.

В умовах розробки родовища саме результати геофізичних досліджень свердловин є основним джерелом інформації для виділення продуктивних інтервалів, оцінки їх фільтраційно-ємнісних властивостей і характеру насичення. Тому комплексна інтерпретація даних ГДС з використанням обґрунтованих петрофізичних моделей є важливою науково-практичною задачею, що визначає актуальність даної бакалаврської роботи.

Мета і завдання дослідження. Метою бакалаврської роботи є виділення порід-колекторів у геологічному розрізі свердловин Малогорожанського родовища та визначення їх основних підрахункових параметрів на основі комплексної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

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

– проаналізувати геологічну будову, літолого-стратиграфічні та тектонічні особливості Малогорожанського родовища;

– охарактеризувати умови проведення та склад комплексу геофізичних досліджень свердловин;

– обґрунтувати критерії виділення порід-колекторів за матеріалами каротажу;

– виконати виділення колекторів та визначити їх товщини;

– провести розподіл колекторів за характером насичення;

– застосувати петрофізичні моделі для визначення коефіцієнтів пористості та газонасичення.

Методи дослідження. Обробка та інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин Малогорожанського газового родовища із використанням автоматизованої системи «Геопошук».

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 8 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 54 сторінок друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 3 таблицями та 13 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МАЛОГОРОЖАНСЬКОГО РОДОВИЩА

1.1 Літолого-стратиграфічний опис та характеристика продуктивних пластів

Малогорожанське газове родовище розташоване у північно-східній частині Більче-Волицької зони у зоні зчленування Зовнішньої зони Передкарпатського прогину із Південно-Західною окраїною Східно-Європейської платформи. На даному родовищі пробуреними свердловинами розкрито відклади палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку (табл. 1.1).

Палеозойська група (PZ)

Відклади палеозойського віку (можливо силур) розкриті свердловиною 4-МГ в інтервалі 1915-2235 м і представлені пісковиками сірими, темносірими, дрібнозернистими, слюдистими, ділянками сильно слюдистими, які перешаровуються з темносірими, майже чорними аргілітами з тонкими прошарками сильно глинистих алевролітів. Розкрита потужність палеозойських відкладів у свердловині 4-МГ складає 320 м [1, 2].

Мезозойська група (MZ)

Мезозойські комплекси, представлені відкладами юрського та крейдового віку, залягають незгідно на палеозойських утвореннях.

Юрська система (J)

Загалом для Більче-Волицької зони характерне широке розповсюдження юрських відкладів, що охоплюють нижній, середній та верхній відділи. Проте в межах даної площі розкрито виключно верхньоюрські утворення, встановлені свердловиною 4-МГ у глибинному інтервалі 1456–1915 м і представлені рудківською, рава-руською та нижнівською світами.

Рудківська світа – строката товща пісковиків, алевролітів, аргілітів, глин, вапняків з прошарками мергелів.

Таблиця 1.1 – Стратиграфічне розчленування розрізів свердловин Малогорожанської та Рубанівської площ [1, 2]

№ св. Альтитуда ротора, м	Вибій свердловин, м абсолютна відмітка вибою, м	КАЙНОЗОЙСЬКА ЕРА - KZ												МЕЗОЗОЙСЬКА ЕРА - MZ				ПАЛЕОЗОЙСЬКА ЕРА - PZ	
		Четвертинна система - Q	Неогенова система -N											Крейдова система - K		Юрська система - J		Силурійська система – S (?)	
		Інтервал залягання , м	Сарматський ярус–N_1s		Баденський ярус – N_1b						Карпатський ярус – N_1k								
			Дашавська світа–$N_1s(ds)$		Косівська світа-$N_1b(ks)$		Тираська світа-$N_1b(tr)$		Баранівські верстви- $N_1b(br)$										
			глибина покрівлі абс.відм, м	товщина м	глибина покрівлі абс.відм, м	товщина, м	глибина покрівлі абс.відм, м	товщина, м	глибина покрівлі абс.відм, м	товщина м	глибина покрівлі абс.відм, м	товщина, м	глибина покрівлі абс.відм м	товщина м	глибина покрівлі абс.відм, м	товщина м	глибина покрівлі абс.відм, м	товщина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1-Рб 277,0	1298 -1021	0-20	20 257	565,0	585,0 -308,0	11,0	596,0 -319,0	8,0	604 -327	3,0	–	–	607 -330	691,0*	–	–	–	–
2-Рб 268,4	825 -556,6	0-11	11 257,4	559,0	570 -301,6	11,0	581 -312,6	17,0	598 -329,6	5,0	–	–	603 -334,6	222,0*	–	–	–	–
3-Рб 281,2	704 -422,8	0-6	6 275,2	484,0	490 -208,8	16,0	506 -224,8	30,0	536 -254,8	11,0	–	–	547 -265,8	157,0*	–	–	–	–
4-Рб 274,0	618 -344	0-10	10 264,0	451,0	461 -187,0	13,0	474 -200,0	20,0	494 -220	5,0	–	–	499 -225,0	119,0*	–	–	–	–
5-Рб 281,2	703 -421,8	0-11	11 270,2	479,0	490 -208,8	18,0	508 -226,8	24,0	532 -250,8	6,0	–	–	538 -256,8	165,0*	–	–	–	–
6-Рб 260,2	1658 -1397,8	0-6	6 254,2	609	615 -354,8	38,0	653 -392,8	15,0	668 -407,8	7,0	675 -414,8	5,0	680 -419,8	820,0	1500 -1239,8	158*	–	–
7-Рб 260,2	652 -391,8	–	–	–	550 -289,8	20,0	570 -309,8	20,0	590 -329,8	11,0	–	–	601 -340,8	51,0*	–	–	–	–
4-МГ 291,8	2235 -1943,2	0-10	10 281,8	585,0	595 -303,2	23,0	618 -326,2	20,0	638 -346,2	20,0	–	–	658 -366,2	798,0	1456 -1164,2	459,0	1915 -1623,2	320,0*
5-МГ 269,9	815 -545,2	–	–	–	410 -140,1	20,0	430 160,1	23,0	453,0 -183,1	5,5	–	–	458,5 -188,6	356,5*	–	–	–	–
10-МГ 267,8	800 -532,2	0-17	17 250,8	535,0	552 -284,2	15,0	567 299,2	24,0	591 -323,2	17,0	–	–	608 -340,2	192,0*	–	–	–	–
25-МГ 280,0	650 -370,0	–	–	–	470,0 -190,0	31,0	501,0 -221,0	27,0	528 -248,0	16,0	544 -264,0	10,0	554 -274,0	96,0*	–	–	–	–
30-МГ 279,2	702 -422,2	–	–	–	500 -220,8	15,0	515 -235,8	29,0	544 -264,8	12,5	556,5 -277,3	6,5	563 -283,8	139,0*	–	–	–	–
35-МГ 250,8	703 -452,2	–	–	–	470 -219,2	27,0	497 -246,2	24,0	521 -270,2	12,0	533 -282,2	15,0	548 -297,2	155,0*	–	–	–	–

Рава-руська світа представлена товщею зеленувато-сірих глинистих доломітизованих вапняків, а також сірих, світло-сірих і темно-сірих доломітів.

Нижнівська світа складена вапняками з прошарками пісковиків зеленого та зеленувато-сірого забарвлення, сірих мергелів і глин.

Крейдова система (К)

Відклади крейди, які незгідно залягають на верхньоюрських породах, та представлені нижнім і верхнім відділами, розкриті у свердловинах 4-МГ (інтервал 658-1456 м) та 6-Рб (інтервал 680-1500 м). Нижньокрейдовий комплекс представлений перешаруванням сірих дрібнозернистих сильно вапнистих пісковиків, органогенних світлосірих вапняків та незначних за товщиною темносірих глинистих різновидів. Вік цих відкладів досить повно охарактеризований фауністично в св. 6-Рб. Верхньокрейдовий комплекс незгідно залягає на підстилаючих відкладах і представлений сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським ярусами [1].

Сеноманський ярус – складений сірими дрібно та мілкозернистими пісковиками, псевдооолітовими вапняками та поодинокими прошарками глин [1].

Туронський ярус – потужна товща вапняків, органогенно-уламкових, подекуди алевритистих та глинистих.

Коньякський ярус – представлений крупнокристалічними вапняками і кавернозними доломітами.

Сантонський ярус – потужна (біля 300 м) монотонна товща сірих та темно-сірих мергелів. У нижній частині розрізу присутня 97 метрова пачка пісковика [1].

Кампанський ярус – перешарування буро-сірих і сірих пісковиків, алевролітів і мергелів. За даними випробування та промислової геофізики верхня частина крейдових відкладів (кампанський ярус) газонасичена (св. 5-МГ, 4-Рб) [1].

Кайнозойська група (KZ)

Неогенова система (N)

Дані відклади розповсюджені повсюдно, і розкриті всіма свердловинами та представлені карпатським (гельветським), баденським і сарматським ярусами.

Відклади ***карпатського ярусу*** залягають на розмитій поверхні верхньої крейди і складені сірими і сіро-зеленими кварцево-глауконітовими пісковиками з прошарками глин і мергелів. На родовищі відклади карпатію розкриті свердловинами 6-Рб, 25-МГ, 30-МГ, 35-МГ, їх товщина становить від 5 до 15 м. В склепінній частині (св. 3-Рб, 5-МГ, 4-Рб, 5-Рб) ці відклади відсутні. Вище по розрізу з незгідністю залягають ***баденські*** комплекси порід, які представлені знизу-вверх: баранівськими верствами, тираською та косівською світами [1].

Баранівські верстви представлені чередуванням пісковиків, алевролітів, мергелів, а інколи і туфітів. Товщина цих відкладів коливається від 3,0 до 20,0 м. В цілому на родовищі баранівські верстви є проникні і являються колекторами, крім свердловин 5-МГ та 4-Рб, розташованих в склепінній найбільш припіднятій частині родовища, де вони представлені глинистими різностями [1].

Тираська світа (гіпсоангідритовий горизонт) незгідно залягає на розмитій поверхні баранівських верств. На родовищі гіпси та ангідрити частково заміщені піщаними вапняками, подекуди присутні у вигляді уламків та невитриманих прошарків серед зеленувато-сірих дрібнозернистих вапнистих пісковиків та глин. Гіпсоангідритова частка (по виносу керну) становить від 10% (св. 3-Рб) до 40% (св. 10, 35-МГ). Товщина горизонту сягає від 8,0 м (св. 1-Рб) до 30,0 м (св. 3-Рб). За результатами інтерпретації матеріалів ГДС, проникна частка (колектор) в загальній товщині тираської світи становить від 0 % (св. 5-Рб) до 30-40 % (св. 25-МГ, 35-МГ, 4-Рб) та 52-53 % (св. 5-МГ, 30-МГ, 3-Рб). Тираська світа (власне гіпсоангідритовий горизонт) широко розповсюджена в Більче-Волицькій зоні і є надійним сейсмічним корелятивним репером. Оскільки родовище розташоване в зоні

зчленування Зовнішньої зони Передкарпатського прогину з південно-західною окраїною Східно-Європейської платформи, то в літології родовища відмічаються елементи обох тектонічних зон. Зокрема гіпсоангідритові відклади частково заміщені вапнистими пісковиками та піщаними вапняками, які і являються колекторами. За даними випробування та промислової геофізики в св. 30-МГ, 3-Рб, 5-МГ, 4-Рб, 25-МГ – відклади тираської світи газонасичені [1].

Відклади **косівської світи** незгідно залягають на тираській світі і літологічно представлені сірими та темносірими щільними, аргілітоподібними глинами, місцями вапнистими, з тонкими прошарками рихлих пісковиків та алевролітів. Товщина відкладів коливається в межах 11-38 м. Вище по розрізу на розмитій поверхні косівської світи з неузгодженістю залягають нижньосарматські відклади, представлені **дашавською світою**. Вони складені сірими, щільними аргілітоподібними глинами, вапнистими, слюдистими з прошарками сірих кварцевих пісковиків, дрібно-зернистих, вапнистих, слюдистих. Товщина відкладів коливається в межах 451-609 м [1].

Четвертинна система (Q)

Відклади четвертинної системи залягають на розмитій поверхні сарматського ярусу і виповнені грунтово-рослинним шаром, гальковими відкладами і суглинками товщиною близько до 20 м.

1.2 Тектоніка

Більче-Волицька зона поділяється на три підзони: Крукеницьку, Косівсько-Угерську та Івано-Франківську. В 1992 році спеціалістами УкрДГРІ виділена Лопушнянська підзона, яка ввійшла в склад Більче-Волицької зони. Косівсько-Угерська підзона простягається від кордону з Польщею до кордону з Румунією. Вона обмежена Калуським, Вербіжським та Сторожинецьким розломами. В Косівсько-Угерській підзоні, за даними

більшості дослідників, виділяється чотири структурних елементи: Коханівсько-Рудківський, Угерсько-Богородчанський, Ланчинський, Косівський. Малогорожанське родовище розташоване в північно-східній частині Косівсько-Угерської підзони, власне в межах Угерсько-Богородчанського елементу в зоні зчленування Більче-Волицької зони з Східно-Європейською платформою. Однією із основних геометричних особливостей розломної тектоніки південно-західної окраїни Східно-Європейської платформи і Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину є перевага системи розломів північно-західної орієнтації (повздовжні розломи) над розломами інших систем (рис. 1.1, 1.2). Спостерігається тенденція переважного нахилу розломів північно-західного простягання на південний захід. Всі розривні порушення, які січуть основу Більче-Волицької зони, в неогеновий час поступово затухають. Це свідчить про сингенетичний розвиток тектонічних розривів та накопичення баденських і сарматських відкладів. Для Малогорожанської площі границями в регіональному плані служать [1]:

– з північного сходу – Калуський скид

– з південного заходу – Городоцький скид.

Городоцький і Калуський скиди простягаються з південного сходу на північний захід, амплітуда їх по розмитій поверхні крейди сягає до 100 м. Вони майже вертикальні (нахил їх поверхні сягає 70-80°), за морфологією-це скиди, які утворюють зони дроблення шириною декілька сотень метрів. Південно-західне крило круте з кутами падіння 40-45°, а північно-східне – пологе з кутами падіння до 10°. Розміри структури Північного блоку 1,7×1,9 км, по замкнутій ізогіпсі - 275 м, Південного блоку - 3×3 км по ізогіпсі – 275 м. Склепіння складки знаходиться в районі св. 5-МГ, південно-східна перикліналь полога і прослідковується південніше свердловин 6, 7-Рб, а північно-західна коротка, обмежена порушенням, виділеним за даними сейсморозвідки. Це порушення відокремлює родовище від Турабівського блоку [1].

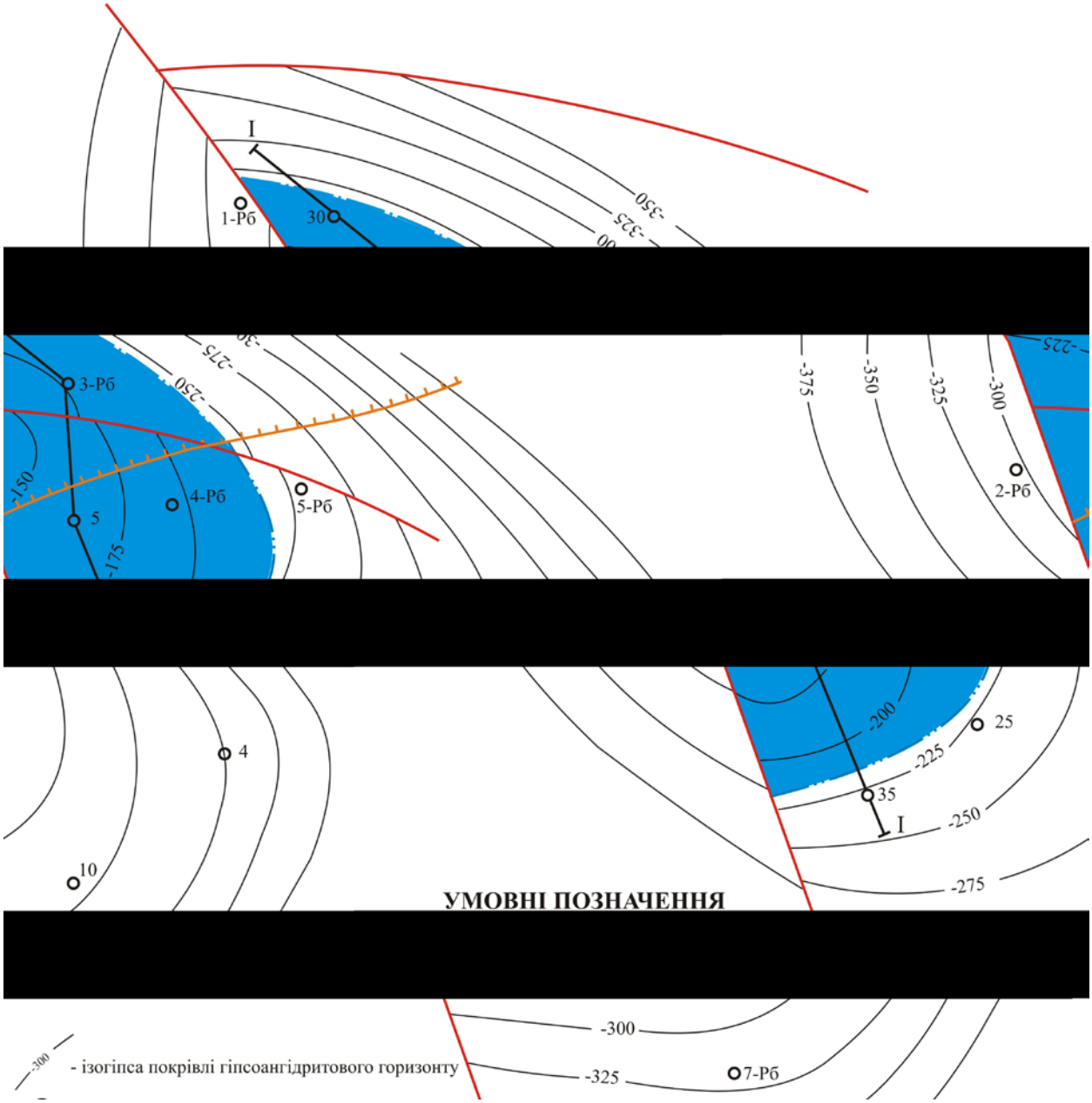

Рисунок 1.1 – Структурна карта по покрівлі гіпсоангідритового горизонту Малогорожанського родовища

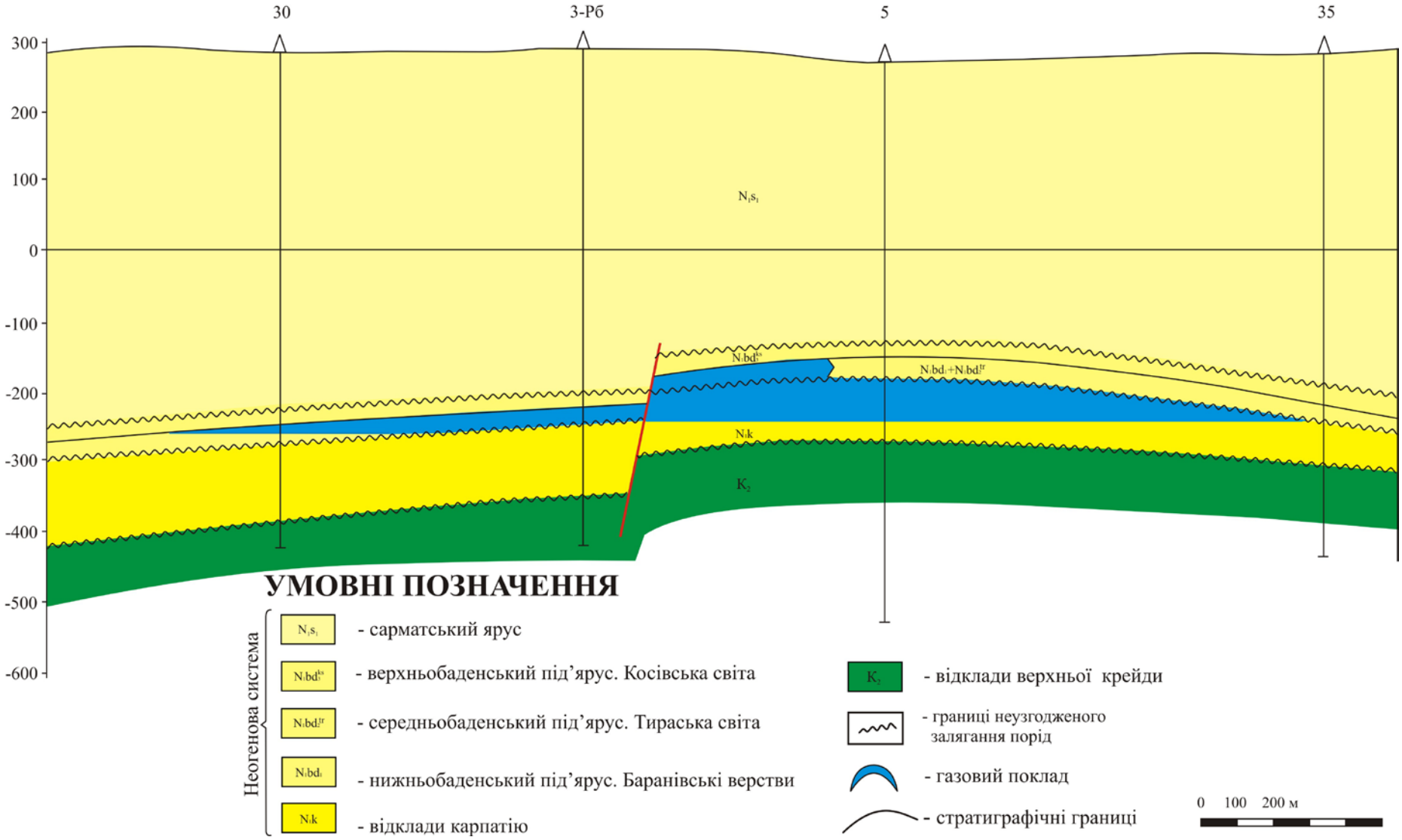

Рисунок 1.2 – Геологічний профіль по лінії I-I

1.3 Газоносність

Малогорожанське родовище приурочене до зони зчленування Більче-Волицької зони зі Східно-Європейською платформою та розташоване в безпосередньому оточенні Рудківського, Північно-Мединицького та Більче-Волицького родовищ. Промислова нафтогазоносність зазначених родовищ пов'язана з відкладами юрського, крейдового та неогенового віку (рис. 1.3). Родовище було відкрито у 1951 році за результатами пошуково-розвідувальних робіт, проведених у межах Малогорожанської площі.

У межах Малогорожанської площі та родовища в свердловинах 4, 5, 30, 35-МГ, а також 3, 4, 5-Рб на стаціонарних режимах випробувано відклади верхньої крейди, карпатію та бадену (баранівські верстви і тираська світа). Продуктивність тираської світи, баранівських верств і верхньокрейдових відкладів підтверджена результатами буріння, випробувань у свердловинах 5, 30-МГ та 3, 4-Рб, а також висновками промислово-геофізичних досліджень свердловин. За підсумками розробки Малогорожанського родовища у 1970-2003 роках встановлено, що воно являє собою єдиний масивно-пластовий резервуар. Його будова включає пластовий поклад у тираській світі [N1b(tr)] та масивний поклад у теригенних відкладах баранівських верств і верхньої крейди. Між колекторами тираської світи, баранівських верств та верхньої крейди відсутня витримана по площі й товщині надійна покришка, унаслідок чого ці колектори функціонують як єдиний резервуар, що підтверджується результатами експлуатації родовища.

Початкові пластові тиски, виміряні під час випробування відкладів тираської світи у свердловині 30-МГ (інтервал 518-515 м) та верхньої крейди у свердловині 5-МГ (інтервал 490-465 м), є практично однаковими і становили відповідно 5,29 та 5,27 МПа (станом на 1971 рік). Пластові тиски, зафіксовані у 1975 році під час випробування свердловин 3-Рб (поклад N1b(tr), інтервал 529-507 м) і 4-Рб (поклади N1b(tr)+K2), склали відповідно 4,14 та 4,23 МПа.

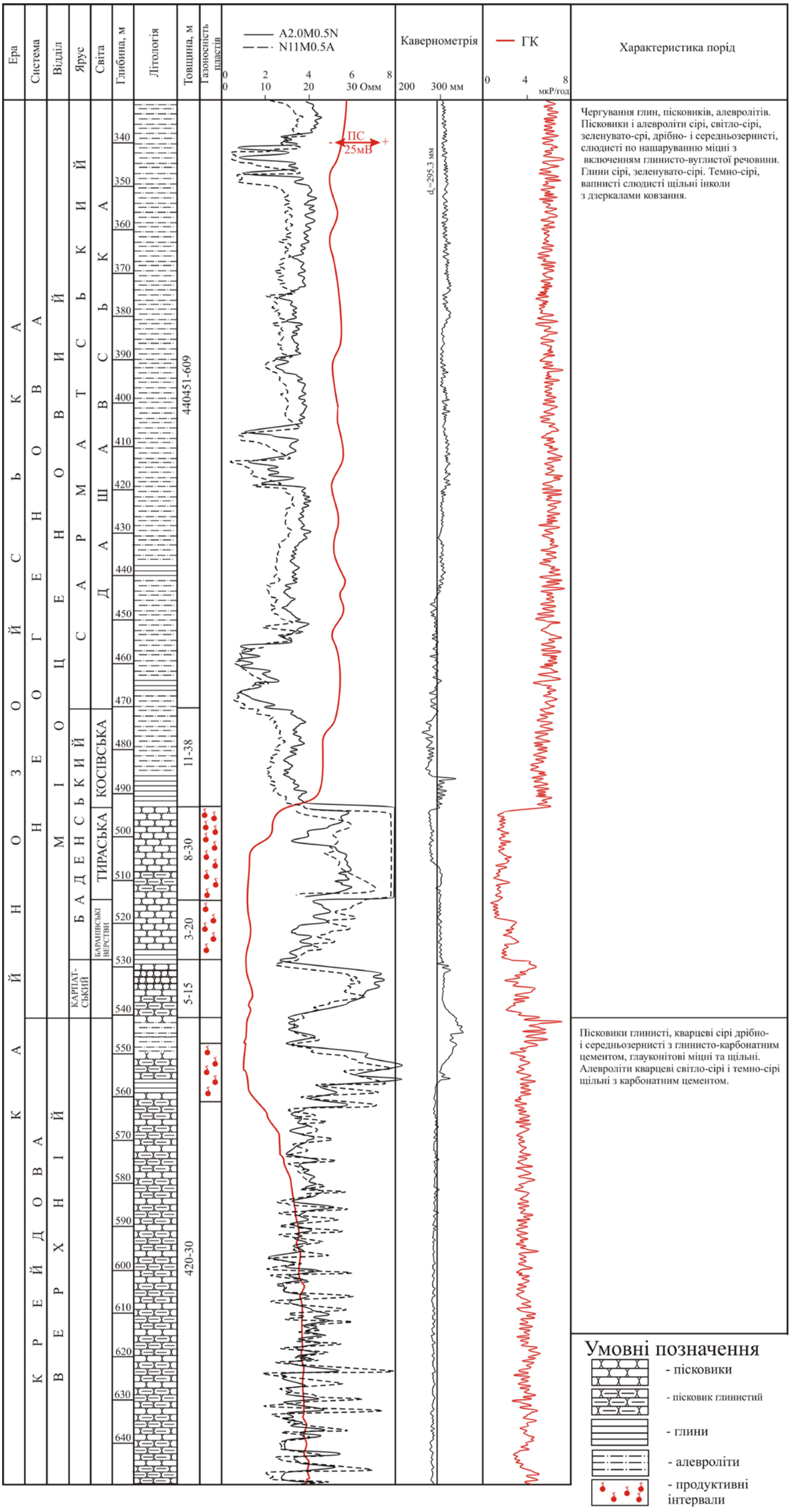

Рисунок 1.3 – Зведений геолого-геофізичний розріз Малогорожанського родовища

Поклад у відкладах тираської світи - $N_1b(tr)$. Північний блок (св. 30-МГ, 3-Рб) – газоносність встановлена за даними ГДС і випробування свердловин 30-МГ, 3-Рб. В свердловині 30-МГ при випробуванні тираської світи з інтервалу 529-515 м (абс.відм. – 249,8-235,8 м) отримано газоводяний фонтан. Вода поступала в свердловину, скоріш за все, із-за неякісного цементажу колони з відкладів крейди. За даними ГДС інтервал 515-532 м (абс.відм. 235,8-252,8 м) газонасичений, а інтервал 537,5–544 м (абс.відм. -258,3-264,8 м) – водонасичений. З метою ізоляції пластової води встановлено цементний міст в інтервалі 505-535 м, який потім розбурено до глибини 518 м. Після повторного випробування інтервалу 518-515 м (абс.відм. -238,8-235,8 м) отримано приплив газу дебітом 63,88 тис.$м^3$/добу на діафрагмі 8,525 мм. В свердловині 3-Рб при випробуванні інтервалу 529-507 м (абс.відм. -247,8-225,8 м) отримано приплив газу дебітом 69,7 тис.$м^3$/добу на діафрагмі 12,837 мм. Початковий пластовий тиск заміряний на глибині 518 м склав 4,19 МПа. ГВК приймається по підошві останнього газонасиченого пласта за ГДС в свердловині 30-МГ (абс. відм. -252,8 м). Висота покладу – 35 м, ширина 1200 м, довжина 1300 м [1].

Південний блок (св. 5-МГ, 4-Рб) – газоносність доведена випробуванням свердловини 4Рб і за даними ГДС по свердловині 5-МГ. При сумісному випробуванні горизонту ГА і крейдових відкладів (св. 4-Рб) з інтервалу 508-480 (абс. відм. -234-206 м) отримано приплив газу дебітом 69,6 тис. $м^3$/добу на діафрагмі 12,867 мм. Початковий пластовий тиск склав 4,23 МПа. В свердловині 5-МГ встановлено газонасичений колектор в інтервалі 430-453 м (абс. відм. -160,1-183,1 м). В свердловині 5-Рб при випробуванні інтервалу 530-507 м (тираська світа) припливу не отримано. Поклад пластовий склепінний тектонічно екранований і літологічно обмежений. ГВК приймається в цілому по родовищу на відмітці -252,8 м. Висота покладу -97 м, ширина 1800 м, довжина 2400 м [1].

Поклад у теригенних відкладах баранівських верств і верхньої крейди – $N_1b(br)$ – $К_2$. Газонасиченою є Південна частина (св. 5-МГ, 4-Рб),

Північний блок (св. 30-МГ, 3-Рб), який по тектонічному порушенню опущений на 60 м, за даними геофізичних досліджень свердловин водонасичений.

Газоносність **Південного блоку** доведена випробуванням свердловин 5-МГ і 4-Рб. В свердловині 5-МГ з інтервалу 490-465 м (абс. відм. -220,1-195,1 м) отримано приплив газу дебітом 83,4 тис. $м^3$/добу на діафрагмі 11,112 мм.. При сумісному випробуванні тираської світи і крейдових відкладів (св. 4-Рб) з інтервалу 508-480 (абс. відм. -234-206 м) отримано приплив газу дебітом 69,6 тис.$м^3$/добу на діафрагмі 12,867 мм. Початковий пластовий тиск заміряний на глибині 494 м склав 4,23 МПа. Поклад масивний склепінний, тектонічно екранований. ГВК приймається в цілому по родовищу на відмітці -252,8 м. Висота покладу – 73 м, ширина 2150 м, довжина 1850 м [1].

1.4 Постановка геологічного завдання

Малогорожанське родовище належить до об’єктів де продуктивні горизонти приурочені до відкладів верхньої крейди та неогену. Умови залягання колекторів, їх літологічна мінливість, а також відсутність витриманої покришки між окремими продуктивними горизонтами зумовлюють необхідність детального та комплексного аналізу геолого-геофізичної інформації.

В умовах експлуатації родовища важливого значення набуває достовірне виділення порід-колекторів, визначення їх ефективних товщин, фільтраційно-ємнісних властивостей і підрахункових параметрів, що є основою для оцінки запасів вуглеводнів і прогнозування продуктивності покладів. Основним джерелом інформації для вирішення цих завдань є результати геофізичних досліджень свердловин, які дозволяють отримати безперервну характеристику геологічного розрізу та параметрів порід.

У зв’язку з цим геологічна задача даної бакалаврської роботи полягає у виділенні порід-колекторів у розрізі свердловин Малогорожанського

родовища та визначенні їх основних підрахункових параметрів (ефективних товщин, коефіцієнтів пористості, газо- та нафтонасиченості) на основі комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. Для розв’язання поставленої задачі необхідно проаналізувати геологічні особливості родовища, обґрунтувати критерії виділення колекторів за матеріалами каротажу, застосувати відповідні петрофізичні моделі та залежності, а також оцінити вплив літологічних і структурних факторів на колекторські властивості продуктивних пластів.

Результати виконання геологічної задачі мають забезпечити підвищення достовірності виділення продуктивних інтервалів і можуть бути використані для уточнення геологічної моделі Малогорожанського родовища та обґрунтування подальших геологорозвідувальних і промислових робіт.

2 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень свердловин

Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах Малогорожанського газового родовища визначаються фізичними властивостями промивальних рідин у стовбурі свердловини, діаметрами бурових доліт, фізико-механічними характеристиками розбурюваних порід, а також ступенем їх водо- і газонасиченості.

Склад комплексу геофізичних досліджень свердловин формується з урахуванням цільового призначення свердловин, геолого-геофізичних особливостей досліджуваного розрізу та умов проведення вимірювань. На Малогорожанській площі було пробурено як розвідувальні, так і структурно-пошукові свердловини з метою розкриття газоносних відкладів неогену та верхньої крейди, які в розрізі тираської світи представлені ангідритами, гіпсами та вапняками, а також пісковиками карпатського і сеноманського віку.

Пласти та прошарки пісковиків, гіпсів, ангідритів і вапняків характеризуються значною мінливістю потужностей і величин питомого електричного опору. Найвищими значеннями опору відзначаються гіпси, ангідрити та щільні низькопористі вапняки. Пісковики і розущільнені вапняки в газонасиченій частині розрізу також мають підвищені значення питомого електричного опору і суттєво перевищують за цим показником вміщуючі глинисті породи та водоносні пісковики.

Промивні рідини, що використовувалися під час буріння, представлені традиційними глинистими розчинами на водній основі з відносно невеликою густиною в межах $(1{,}25\text{-}1{,}32)\times10^3$ кг/м³ та характеризуються низькою мінералізацією. Пластові води, відібрані з продуктивних горизонтів, відрізняються між собою за ступенем мінералізації.

Максимальна мінералізація води для баранівських шарів та тираської світи була прийнята 26,0 г/л, а для карпатського ярусу – 41,38 г/л, яка оотримана при випробуванні в свердловині №30-Малагорожанка (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Дані про мінералізацію пластових вод [1]

№ свердловини, площа	Глибина відбору проби води, м	С, г/дм^3	Типи вод
№4-Рубанівка	480,0-508,0	31,24	Хлор-магнієвий
№35-Малагорожанка	545,0-551,0	37,58	Хлор-кальцієвий
№35-Малагорожанка	668,0-675,0	40,4	Хлор-кальцієвий
№30-Малагорожанка	515,0-529,0	41,38	Хлор-магнієвий
№5-Малагорожанка	531,0-539,0	33,51	Хлор-магнієвий
№5-Малагорожанка	453,0-458,0	26,0	Хлор-кальцієвий

Питомий електричний опір промивної рідини коливається в межах від 1,3 Омм до 4,2 Омм.

Конструкції свердловин, незалежно від їх категорії, були однотипними:

– напрямок 457,2 мм – 406,4 мм 5-11 м

– кондуктор 349,2 мм – 254,0 мм 100-149 м

– технічна колона 248,0 мм – 203,2 мм 221-239 м

Розкриття порід проводилось долотами діаметром 190-248 мм.

2.2 Методи, апаратура та технологія проведення геофізичних досліджень свердловин

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, у свердловинах проведені такі методи [1]:

– стандартний електрокаротаж (СК);

– бокове каротажне зондування (БКЗ);

– мікрокаротаж (МК) та боковий мікрокаротаж (БМК);

– боковий каротаж (БК);

– індукційний каротаж (ІК);

–радіоактивний каротаж (РК) у різних модифікаціях: гамма-каротаж

(ГК), нейтронний гамма-каротаж (НГК), імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК);

– акустичний каротаж (АК);

– термометрія свердловин;

– резистивіметрія.

Робота за контролем технічного стану стовбура свердловини, обсадної колони і розкриття колекторів проводилася методами [1]:

– кавернометрія і профілеметрія;

– термометрія з метою виявлення висоти цементного кільця за колоною;

– гамма-гамма каротаж;

– акустична цементометрія;

– інклінометрія;

– перфорація і прострілювально-вибухові роботи;

– інші методи з метою вивчення технічного стану колони і визначення інтервалів перфорації, а також визначення зон перетоків пластової води поза колоною і вивчення характеру насичення колекторів випробувачами на трубах і встановлення дебітів окремих об’єктів у розрізах свердловин.

Стандартний електрокаротаж. Виконувався градієнт- і потенціал зондами з записом кривої самочинної поляризації (ПС). Розмір потенціал-зонда становив АМ=0,5 м (А0,5 М8 N), АМ=0,25 м (В2,5 А0,25 М), а градієнт-зонда АО=2,25 м (А2,0 М0,5 N), АО=2,62 м (М2,5 А0,25 В). Криві стандартного каротажу записувались в аналоговій і цифровій формах. Масштаби запису – 1,0 Ом×м/см і 2,5 Ом×м/см. Масштаби кривої ПС – 5; 12,5 мВ/см в залежності від мінералізації ПР [1, 3].

Бокове каротажне зондування (БКЗ). Проводилось у розрізі продуктивних відкладів градієнт-зондами: М0,3 А0,1 В; А0,4 М0,1 N; М0,7 А0,1 В; А1,0 М0,1 N; М1,5 А0,1 В; А2,0 М0,5 N; В2,5 А0,25 М; А4,0 М0,5 N, А8,0 М1,0 N і А16,0 М2,0 N і покрівельним градієнт-зондом: N0,5 М4,0 А. Крива ПС записувалась під час окремого спуску приладу. Криві БКЗ

записувались в аналоговій і цифровій формах. Масштаби запису кривих градієнт-зондів – 1 Ом×м/см і 2,5 Ом×м/см. Методом БКЗ охоплені продуктивні інтервали в усіх свердловинах [1, 3].

Мікрокаротаж (МК) виконувався в розвідувальних свердловинах з метою виділення колекторів та оцінки питомого опору пластів у присвердловинній зоні. Криві реєструвалися як в аналоговому, так і в цифровому форматі з кроком квантування 0,2 м. Масштаб запису кривих становив 1 Ом·м/см, а їх відображення на діаграмній стрічці здійснювалося у масштабі глибин 1:200. Швидкість реєстрації за допомогою апаратури МДО-2 досягала 2000 м/год. Методом МК були досліджені свердловини 3, 4 та 5-Рубанівська, тоді як у інших свердловинах ці дослідження не проводились.

Боковий мікрокаротаж (БМК) виконували за допомогою апаратури КМБК–3М з метою виділення колекторів, визначення питомого електричного опору промитої зони пластів та оцінки залишкового газонасичення. Криві БМК записувалися як в аналоговому, так і в цифровому форматі з кроком квантування 0,2 м; масштаб запису становив 1,0 Ом·м/см, а швидкість реєстрації – 2000 м/год. Методом БМК були охоплені свердловини №3, 4 та 5-Рубанівська, тоді як у інших свердловинах ці дослідження не проводились.

Боковий каротаж (БК). Проводився триелектродним зондом $\frac{A_1}{1,5}0,03\frac{A_o}{0,15}0,03\frac{A_2}{1,5}$ апаратурою типу ТБК з метою визначення питомого опору пластів і коефіцієнта збільшення опору. Криві БК реєструвались в аналоговій і цифровій формах з кроком кантування 0,2 м. Криві виводились у масштабі глибини 1:200. Криві БК виводились на діаграми спільно з кривими БМК, що давало можливість виділити в розрізі окремі прошарки і проводити оцінку характеру насичення колекторів. Швидкість запису кривих – 3000 м/год. Методом БК охоплені свердловини: №3, 4, 5-Рубанівська. В інших свердловинах дослідження БК не проводились [1, 3].

Індукційний каротаж (ІК) проводився за допомогою апаратури АІК-3

(зонд 6ФІ) для визначення питомого опору низькоомних колекторських пластів (ρп ≤ 100 Ом·м). Цифровий запис здійснювався з кроком квантування 0,2 м. Криві виводилися на діаграму в одиницях провідності (мСм/м), при цьому швидкість реєстрації не перевищувала 2000 м/год. На діаграмі відображалися активна та реактивна складові електропровідності: криві електропровідності – у лінійному масштабі (35 мСм/м/см), а умовний електричний опір із поправкою на скін-ефект – у нелінійному масштабі з модулем логарифмічного масштабу 6,25 см. Метод ІК застосовувався лише у свердловині 5-Рубанівська.

Гамма-каротаж (ГК). Даний метод виконаний в усіх свердловинах за вийнятком №25, 30, 5-Малагорожанка із метою встановлення літології, оцінки глинистості пластів, а також для ув'язки по глибині в закріпленій колоною свердловині із вимірюваннями в відкритому стовбурі свердловин. Реєстрація кривих гамма-каротажу виконувався серійною апаратурою типу ДРСТ-3. Одиниці вимірювання гамма-поля, мкР/год (1 мкР/год/см), а швидкість запису становила 900 м/год.

Нейтронний гамма-каротаж (НГК). Застосовувався для літологічного розчленування розрізу. Метод НГК проводився у відкритому стовбурі свердловини з кроком квантування 0,2 і 0,5 м. За фізичну одиницю приймалась умовна одиниця. Метод виконувався апаратурою ДРСТ-3. Довжина зонда – 60 см. Швидкість запису – 900 м/год. Масштаб кривої – 0,1 ум.од./см. Криві НГК реєструвались одночасно з кривою ГК. Масштаби глибин 1:500 і 1:200. В якості джерела нейтронів застосовувалась суміш полонію з берилієм. Метод НГК проведений в усіх свердловинах, за вийнятком №25, 30, 35-Малагорожанка [1].

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) застосовувався для виявлення газоносних пластів у розрізі свердловин та визначення газо-водяного контакту (ГВК). Вимірювання проводилися у закріплених колоною свердловинах за допомогою апаратури nbge ІГН-6М. Криві записувалися з кроком квантування 0,2 м і сталою величиною вікна 150 мкс на xfcjdb[

затримках 450, 750, 1050 та 1350 мкс. Реєстрували великі та малі зонди, а також інтегральну криву. Одиниці вимірювання – імпульси на хвилину (імп/хв), швидкість запису – 300 м/год. Метод ІННК застосовувався у свердловинах №30-Малагорожанка та №4-Рубанівка, тоді як в інших свердловинах він не проводився.

Акустичний каротаж (АК). Проводився у свердловині №5-Рубанівська з метою літологічного розчленування геологічного розрізу, виділення газоносних і водоносних колекторів, оцінки їх пористості. Реєструвались криві часу (T_1, T_2, ΔT) і амплітудні (A_1, A_2, $\alpha_п$). Використовувалась апаратура СПАК-2М зонди $B_2$0,5 $B_1$1,5 П; $B_2$0,5 $B_1$1,17 П. Швидкість запису – 1000 м/год. Криві часу T_1 і T_2 реєструвались у масштабах 100 мкс/см, крива ΔT – 20 мкс/см, амплітудні криві A_1, A_2–1 мВ/см, $\alpha_п$–1 Дб/м/см [1].

Акустичний контроль цементування проводився із допомогою апаратури типу АКЦД, розмір зонда складав В2,8П. Якість цементування оцінювалась за наступними трьома параметрами: амплітудою повздовжньої хвилі по колоні $A_к$ (мВ) або по породі $A_п$ (мВ) і часом пробігу повздовжньої пружної хвилі по колоні або по породі, $T_р$ (мкс). Крок квантування становив запису кривих 0,5 м, а швидкість запису 1200 м/год. Даний каротаж виконаний в усіх свердловинах.

Термометрія свердловин. Проводилась в не установленому тепловому режимі із метою визначення працюючих пластів. Для визначення геотермічного градієнту – заміри не проводилися. Термоградієнт приймавсь по Летнянському родовищі, і становить $Г_{100}$=3,4^{0}С. Вимірювання температури в свердловинах проводилось із допомогою електронних термометрів типу ТЕГ-2, ТЕГ-60, масштаб запису становив 0,5^{0}С/см, а швидкість запису – 1100 м/год. Запис виконувався при спуску та й при підійманні приладу. Термометрія не проводилась у таких свердловинах: №5, 25, 30, 35-Малагорожанка.

Оцінка технічного стану свердловини. Проводилась із метою

вивчення геометрії стовбура свердловини та об’єму затрубного простору (профілеметрія та кавернометрія), а також визначення якості цементного каменя. Визначення профілю свердловини виконувалось приладами типу СКПД-3 із кроком квантування 0,5 м. Оцінка якості цементування виконувалась за даними вимірювань свердловинною апаратурою типу АКЦД, ДРСТ-3.

Інклінометрія. Проводилась із метою вимірювання зенітних кутів нахилу стовбура свердловини та азимуту її напрямку. Крок вимірювань кутів та азимутів становив 25 м, дещо рідше 5 м, а на перекритті становив 10 м. За результатами досліджень свердловин методом інклінометрії визначались такі параметри як: дирекційний кут, зміщення, абсолютна глибина і видовження стовбура внаслідок кривизни. при цьому застосовувалась прилади типу ІШ-2

Розкриття пластів-колекторів, закріплених колоною проводилось з допомогою перфораторів. Застосовувались перфоратори типу ПКС-65, ПКС-80, ПКС-89, кількість отворів на 1 погонний метр – 13 шт. Інтервали перфорації визначались із допомогою магнітного локатора муфт. Прив’язка інтервалів перфорації проводилась свердловинним приладом типу ПЗП-1 (апаратура типу ПЗПТ).

Висновок

Геофізичні дослідження свердловин Малогорожанського газового родовища виконувалися з урахуванням властивостей промивних рідин, діаметрів доліт, механічних властивостей порід та водо- і газонасиченості. Для оцінки продуктивних пластів застосовували комплекс методів: електро- і індукційний каротаж, мікро- та боковий мікрокаротаж, гамма- та нейтронний гамма-каротаж, ІННК, акустичний каротаж, термометрію та контроль технічного стану стовбура. Проведені дослідження дозволять виділити колектори, оцінити їх насичення газом і водою, а також визначити параметри стовбура свердловин і якість цементного каменю.

3 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ СВЕРДЛОВИН МАЛОГОРОЖАНСЬКОГО РОДОВЩА

3.1 Виділення колекторів та визначення ефективних товщин

Порові теригенні колектори відзначаються найбільш стійкими ознаками. Вони мають кількісні критерії, що дозволяють відокремити колектори від непроникних порід за показниками проникності, пористості та іншими геофізичними характеристиками (рис. 3.1). Наявність чітко визначених якісних та кількісних ознак полегшує ідентифікацію порових колекторів, які розбурюються на прісних розчинах з питомим опором $\rho_c \geq$ 0,2 Омм.

Прямі якісні ознаки порового колектора обумовлені проникненням у пласти фільтрату промивальної рідини, що спричиняє формування глинистої або шламової кірок на стінках свердловин і зони проникнення фільтрату у породі. При розбурюванні теригенних колекторів, до яких належать породи даного родовища, на прісному глинистому розчині ознаками проникнення служать [1, 7, 9]:

а) звуження діаметру свердловини на кривій кавернометрії і профілеметрії;

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

Непрямі якісні ознаки колекторів:

а) прояви аномалій на кривій самочинної поляризації (ПС) при невисокій відносній глинистості ($\eta_{гл} < 0,4–0,5$);

б) від’ємні аномалії амплітуд ПС у випадку, коли питомий опір промивальної рідини ρс перевищує опір пластових вод $\rho_в$;

в) занижені значення гамма-активності на кривих гамма-каротажу.

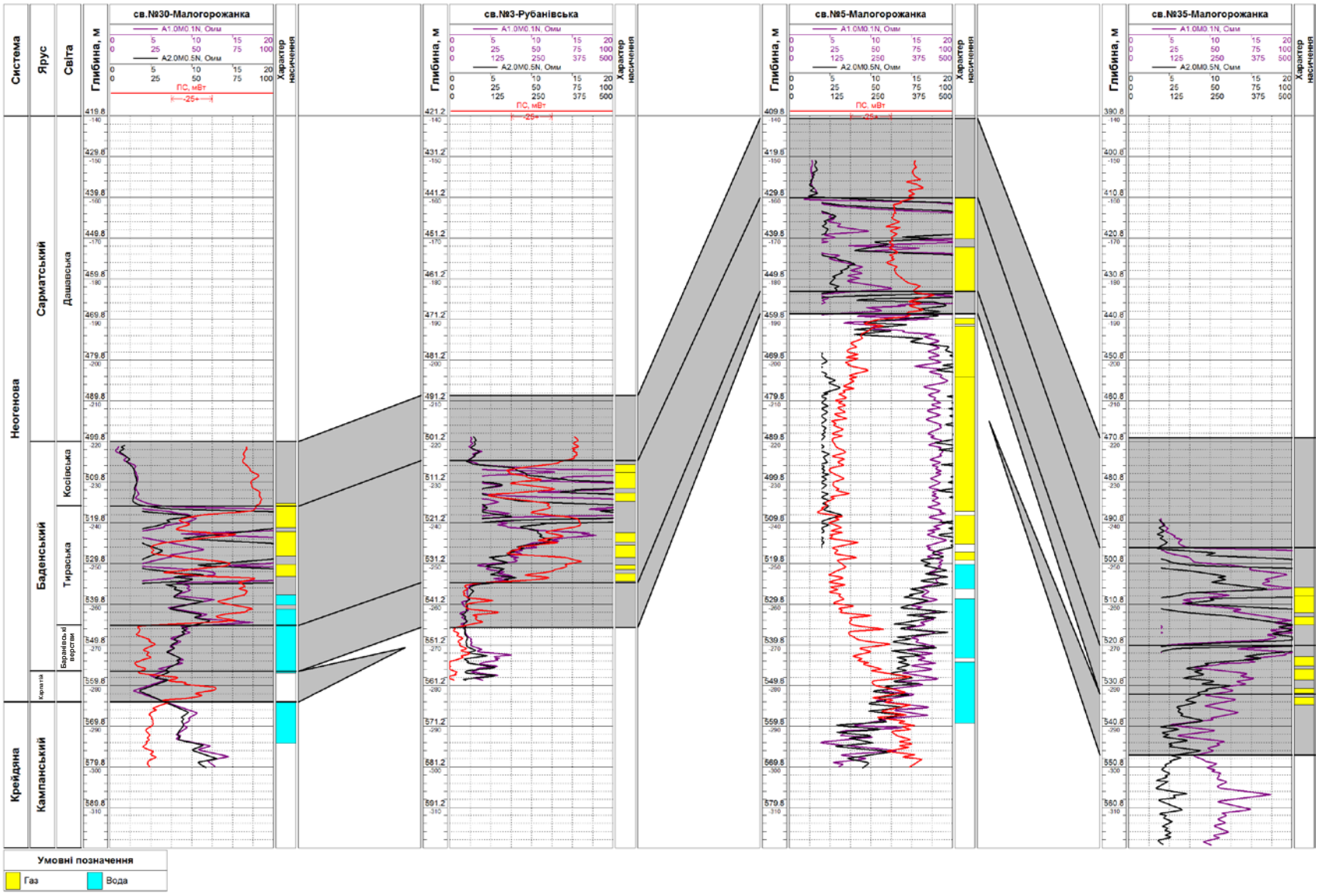

Рисунок 3.1 – Схема кореляції пластів-колекторів Малогорожанського родовища

Для тонких пластів, в яких h≤4 м питомий електричний опір визначавсь за даними бокового каротажного зондування, бокового каротажу та індукційного каротажу. Для розрахунку параметра насиченості тонких пластів використовувались також величини $\rho_п$, визначені методом БК.

Виділення порових порід-колекторів за даними непрямих кількісних ознак зумовлено такими передумовами як: у досліджуваному геологічному розрізі пласти-колектори відрізняються від неколекторів значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей, а відповідно і значеннями геофізичних параметрів, які відображають пористість ($\Delta T_{гр}$, $\Delta I_{пγ\ гр}$) та глинистість ($\alpha_{ПС\ гр}$, $\Delta I_{γ\ гр}$) порід-колекторів.

Згідно з роботами [4, 5, 6] одним з петрофізичних способів встановлення граничних значень може послужити зіставлення коефіцієнтів пористості з залишковою водонасиченістю $К_{вз}$ гідрофільного колектора. За величиною $К_{вз}$ розраховують коефіцієнт ефективної пористості, що характеризує частку об'єму пор, яку можуть зайняти вуглеводні. Значення $К_п$, яке відповідає $К_{вз}$=1 або $К_{п.еф}$=0, можна прийняти за $К_{п.гр}$. Воно є нижнім граничним значенням пористості для гідрофільного міжзернового колектора, поскільки при $К_п$=$К_{п.гр}$ гідрофільна порода не містить вуглеводнів. Однак при виділенні промислово-продуктивних колекторів для підрахунку запасів і проектування розробки покладу потрібно користуватись критерієм визначення $К_{п.гр}$, який відповідає значенню $К_{вз}$ =$К_в$-$К_{гз}$, де $К_{гз}$ – коефіцієнт залишкового газонасичення.

Дослідження відносної фазової проникності по воді і газу при двофазній фільтрації (вода + газ) в колекторах з рівною проникністю показує, що зі зменшенням $К_{пр}$ коефіцієнт $К_{в.з}$, який характеризує наявність зв'язаної води у породі, закономірно зростає, звужуючи область двофазної фільтрації, тоді як межа, що характеризується значенням $К_в$=$К_в^{**}$ для різних колекторів, практично не переміщується зі зменшенням $К_{пр}$ і відповідає діапазону $К_в^{**}$=0,7-0,85 [5, 6] в різних колекторах. Таким чином, значення $К_в^{**}$=1-$К_{гз}$ у першому наближенні можна прийняти сталим і воно окреслює діапазон $К_{в.з}$

$< К_в < 1$, для якого рух газу у порах неможливий. При цій умові порода з $К_{в.з} \geq К_в^{**}$, яка вміщує газ в об'ємі пор $К_п$ $(1-К_{в.з})$ не дає припливу пластового флюїду під час випробування [5, 6].

Для продуктивних відкладів Малогорожанського газового родовища використані залежності зв'язку $К_{в.з.}=f(К_п)$, встановлені для сарматських відкладів, відкладів карпатію і верхнього мезозою (рис. 3.2).

Отже, для сарматських відкладів (а відклади бадену за літологічною характеристикою схожі) при граничному значенні $К_{в.з.гр.}=65\%$, $К_{п.гр.}$ становить 9%. Для верхньомезозойських відкладів і відкладів карпатію граничне значення $К_{в.з.гр} =60\ \%$ [6]. При такому значенні $К_{в.з}$ граничне значення $К_{п.гр.}=7\%$. При таких граничних значеннях пористості для верхньобаденських (рис. 3.3) $К_{пр.ф.гр.}=0{,}272\cdot10^{-3}$ мкм^2, а для відкладів карпатію і верхнього мезозою $К_{пр.ф.гр.}=0{,}0065\cdot10^{-3}$ мкм^2 (рис. 3.4). Абсолютні значення проникності на даній площі не визначались, але результати досліджень керну методом ртутної порометрії підтверджують сказане про граничні значення пористості. Так для зразків, відібраних з глибини 1484,0-1490,0 м (св. 9-Летня), 1585,0-1592,5 м (св. 5-Летня), пористість яких нижче 9%, радіус пор становить 0,10 мкм і менше. Для деяких зразків з такою пористістю зустрічаються пори радіусом 0,63 мкм, але кількість пор такого радіусу не перевищує 20 %. За даними центрифугування і метода ядерно-магнітного резонансу залишкова водонасиченістю таких зразків складає 75-100 %.

Для карбонатних газонасичених колекторів $К_{п.гр}$ у більшості випадків дорівнює $(0{,}2\text{-}1{,}0)\cdot10^{-3}$ мкм^2. Цим значенням відповідають граничні значення пористості $К_{п.гр} =4\text{-}8\%$. В гіпсо-ангідритовому горизонті виділені карбонатні породи, які за даними ГДС характеризуються значною пористістю (6,8-27,8 %), а відібраний зразок керну в св. №30-Малогорожанка (інтервал 522,0-528,0 м) характеризується пористістю 20,2 %. Тому для даного типу відкладів прийняті середні значення граничної проникності $К_{пр.гр.}=0{,}6\cdot10^{-3}$ мкм^2 і $К_{п.гр.}=6\ \%$. Мінімальна товщина пористих прошарків в інтервалі виділених пластів приймалась 0,4 м [7].

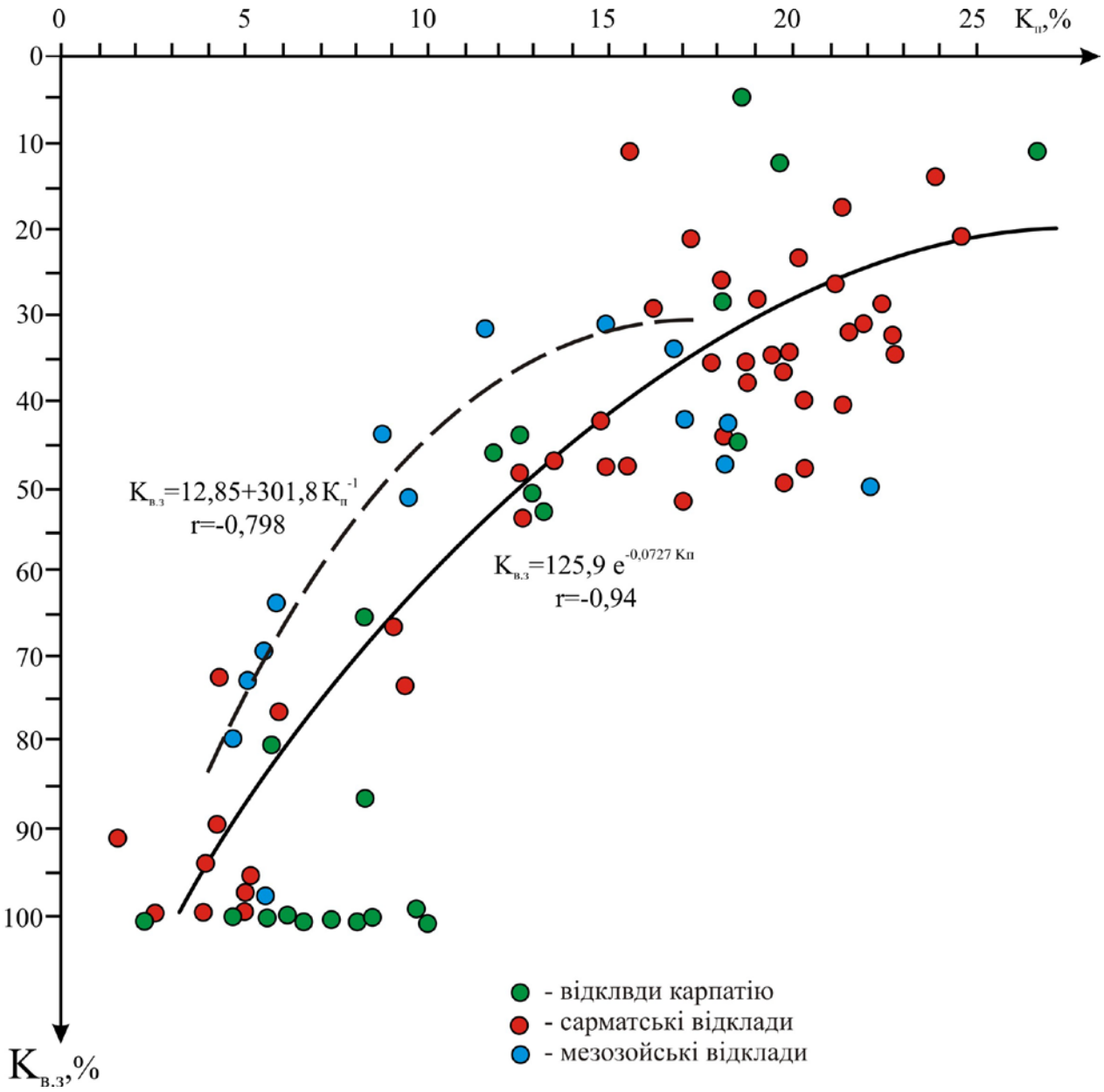

Рисунок 3.2 – Залежність коефіцієнта залишкового водонасичення ($К_{в.з}$) від коефіцієнта пористості ($К_п$) [1]

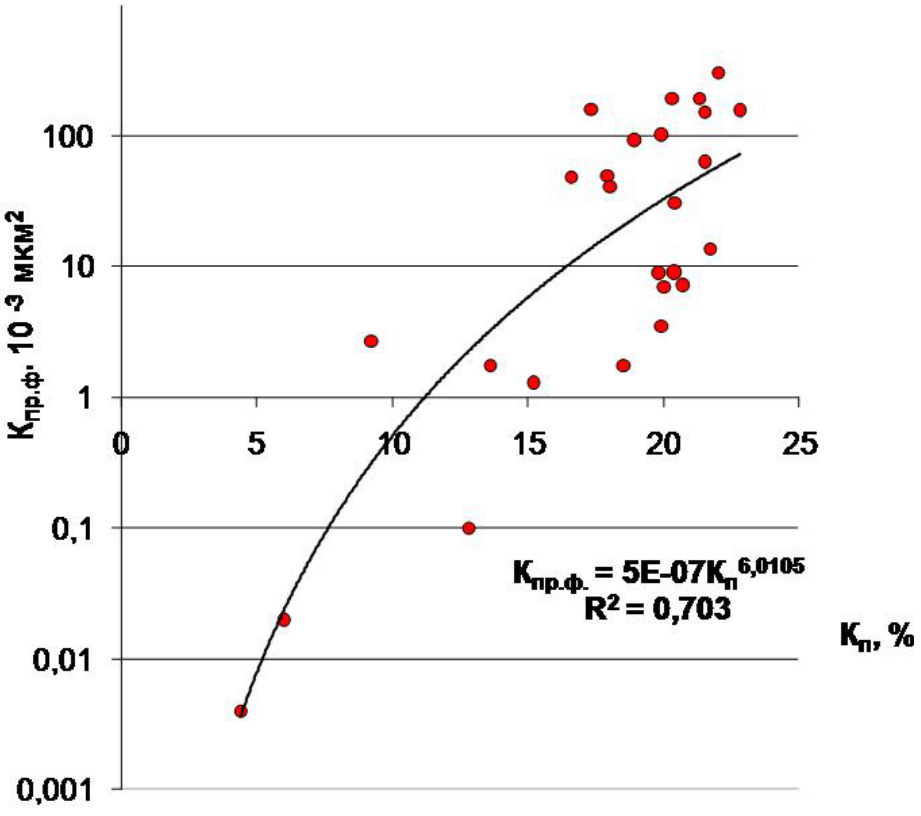

Рисунок 3.3 – Залежність коефіцієнта фазової проникності ($К_{пр.ф}$) від коефіцієнта пористості ($К_п$) для сарматських відкладів Летнянського родовища [1]

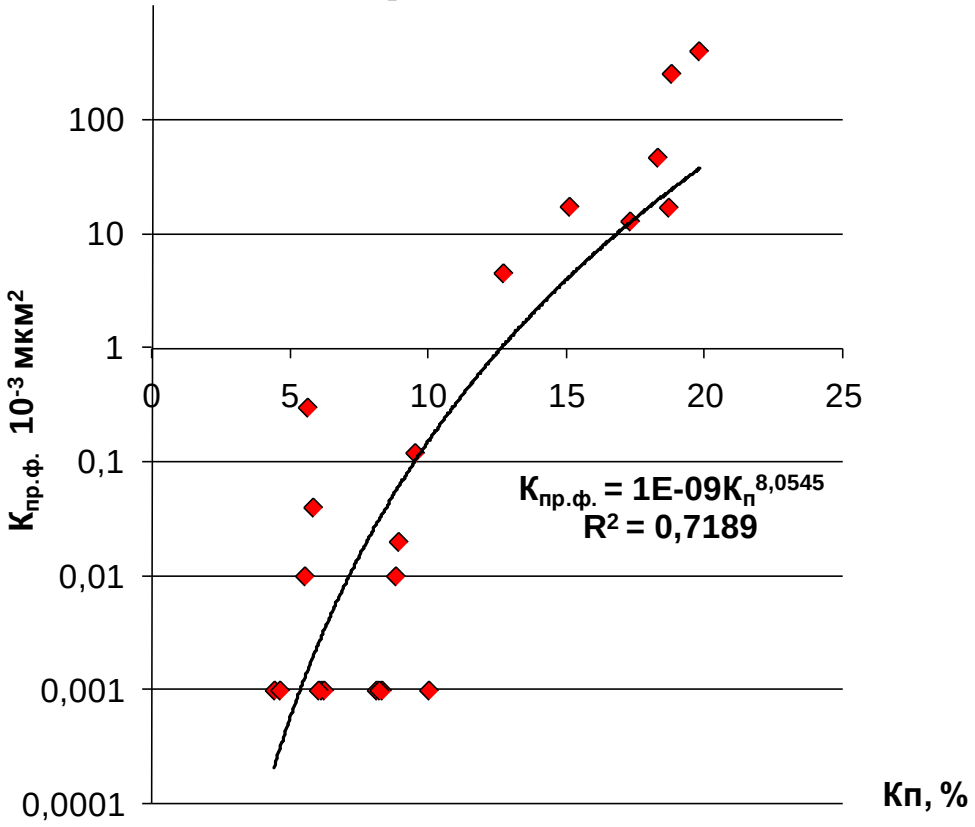

Рисунок 3.4 – Залежність коефіцієнта фазової проникності ($К_{пр.ф}$) від коефіцієнта пористості ($К_п$) для відкладів карпатію та мезозою Летнянського родовища [1]

3.2 Розподіл продуктивних колекторів на водо- і газонасичені

Для продуктивних відкладів Малогорожанського родовища використані залежності встановлені для карпатій-сарматських відкладів Летнянського газового родовища. Залежність між пористістю і зв'язаною водою описується рівнянням (рис. 3.2) Задавшись значенням $К_{в.з.}$=0,7 розраховуємо значення $К_{в.кр.}$. Для колекторів з пористістю $К_{п}$ =18-25% $К_{в.зв.}$=25%; отже, $К_{в.кр.}$ можна розрахувати за такою формулою [1, 5]:

$$К_{в.кр} = К_{в.з} + 0{,}54(1 - К_{в.з}) \qquad (3.1)$$

Одержуємо значення $К_{в.кр.}$=0,65. Для колекторів з пористістю ($К_{п}$ =25-35 %) $К_{в.кр.}$=0,64. У зв'язку з відсутністю достатнього кернового матеріалу на даній площі одержані значення $К_{в.кр.}$ носять наближений характер і для подальших розрахунків у процесі розробки у величини цих коефіцієнтів слід вносити певні корективи.

Для пластів-колекторів карпатію та верхньої крейди побудовані криві розподілу питомого електричного опору для водоносних та продуктивних порід-колекторів. У даній вибірці використано 35 пластів, із них продуктивними є 9 пластів. Крива для продуктивних пластів (рис. 3.5) в області малих питомих електричних опорів має незавершений характер. Гіпотетична точка перетину кривих відповідає значенню, що рівне $\rho_{п.кр}$ =6,1 Омм. Ефективність даного методу відносно оцінки характеру газонасичення порід-колекторів вказаних горизонтів становить 78 %. Параметр насичення $Р_{н.кр.}$ при середній пористості $К_{п.ср.}$=25 %, питомому елекутричному опору пластових вод $\rho_{в}$ =0,2 Омм і $\rho_{п.кр.}$=6,1 Омм становить 3,39. Даному параметру відповідає величина $К_{в.кр.}$=0,48, яка є значно нижчою від величини $К_{в.кр.}$. Середнє значення параметра насичення $Р_{н}$ для газоносних порід-колекторів карпатію та верхньої крейди становить 9,5, що є значно більшою за величиною від $Р_{н.кр.}$=3,39. Це доводить високу ефективність методів ЕКї при оцінці газонасичення досліджуваних колекторів.

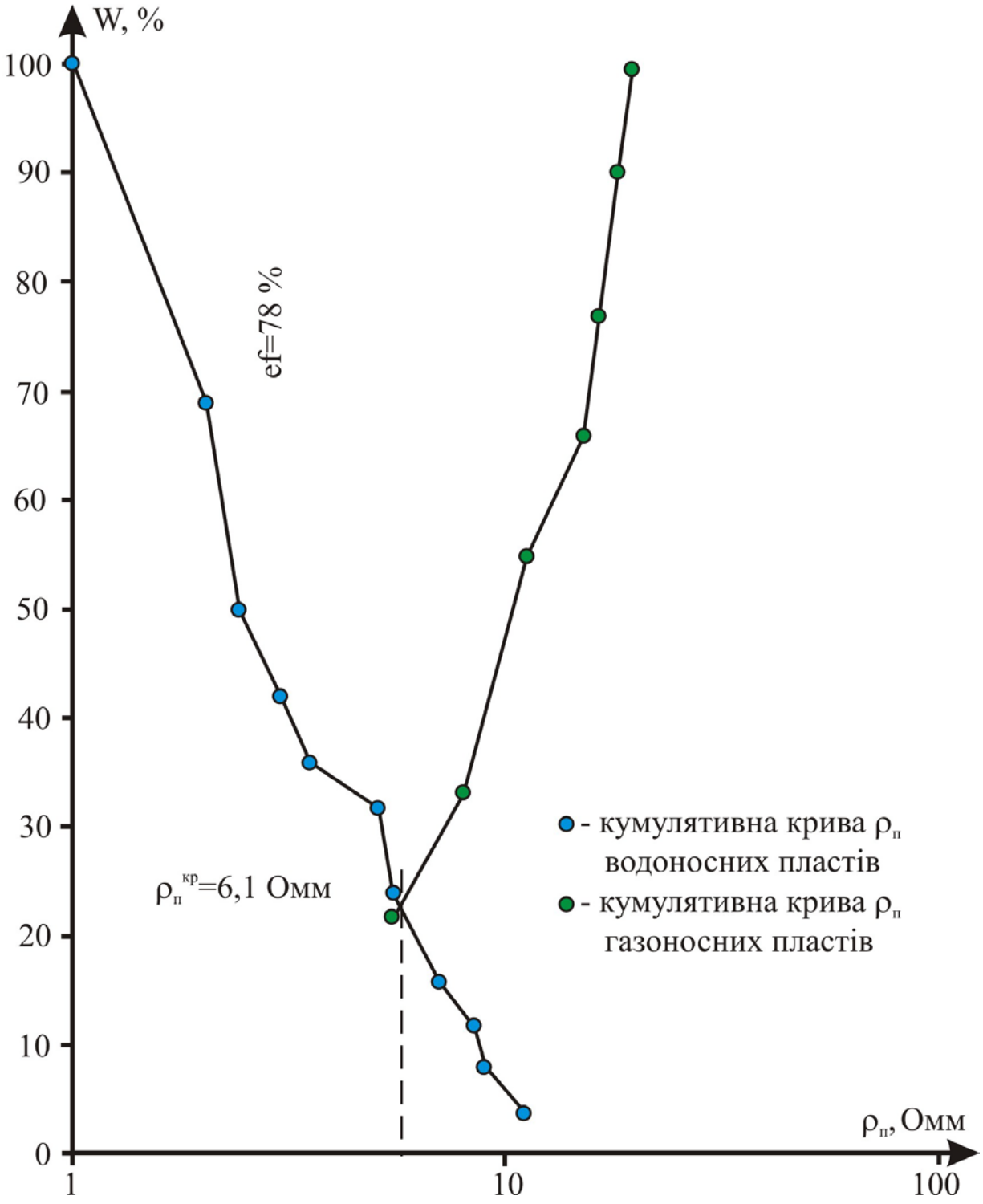

Рисунок 3.5 – Розподіл параметра $\rho_п$ для визначення ефективності методу опору при виділенні

Висновок

Виділення порід-колекторів у свердловинах Малогорожанського родовища базується на кількісних та якісних ознаках пористих теригенних колекторів, таких як пористість, проникність, питомий опір та дані геофізичних методів (МК, БКЗ, БМК, ІК, БК). Граничні значення пористості і фазової проникності встановлюються на основі залишкової водонасиченості та коефіцієнта ефективної пористості, що дозволяє визначати продуктивні та водо- або газонасичені пласти. Для продуктивних колекторів карпатійського та верхньомезозойського ярусів гранична пористість коливається в межах 4-9 %, а мінімальна товщина продуктивних прошарків прийнята 0,4 м. Використання залежностей питомого опору і параметрів насичення підтвердило високу ефективність електрометричних методів у виділенні продуктивних і газонасичених колекторів.

4 КОМПЛЕКСНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

4.1 Петрофізичні моделі, які покладені в основу визначення підрахункових параметрів колекторів

До колекторів на Малогорожанській площі віднесені піщанисті, сульфатні та карбонатні породи, здатні накопичувати газ або воду та віддавати їх під час експлуатації. За умовами утворення вони належать до осадових відкладів, а за складом – до теригенних порід. У гіпсо-ангідритовому горизонті зустрічаються прошарки гіпсу, ангідриту, вапняку та піщано-глинисті різновиди.

Гіпсо-ангідритові породи широко розвинені у зовнішній зоні Прикарпатського прогину. На північному заході платформи горизонти гіпсів і ангідритів утворюють вузьку смугу, яка в районі м. Миколаєва на Дністрі розширюється до кількох десятків кілометрів. У зовнішній зоні прогину переважає ангідрит, тоді як у напрямку на південний захід Малогорожанської структури збільшується вміст теригенних порід (загіпсовані пісковики та глини), а потужність чистих ангідритів зменшується, поступово замінюючись вапняками. Потужність ангідритового горизонту коливається від 20 до 40 м.

До нижньобаденських відкладів належать баранівські шари та відклади карпатію (гельветські відклади). За геофізичними характеристиками вони значно відрізняються від гіпсо-ангідритового горизонту. Колектори нижньобаденських відкладів мають поровий тип порового простору, тоді як гіпсо-ангідритові пористі різновиди іноді мають невелику тріщинуватість, особливо карбонатні. Колектори, представлені різними літологічними різновидами, класифіковані як складні.

Виділення колекторів даного родовища проводилося з використанням встановлених прямих і непрямих якісних ознак і кількісних критеріїв.

Достовірність оцінки пористості пластів-колекторів, одного з основних

підрахункових параметрів, в значній мірі залежить від обгрунтованості петрофізичних зв'язків, які використовуються під час інтерпретації даних ГДС. При сучасному рівні техніки і методики обробки матеріалів ГДС підвищенню достовірності підрахункових параметрів сприяють кореляційні зв'язки між окремими петрофізичними і геофізичними параметрами, встановлені для кожного типу порід-колекторів газового родовища. На превеликий жаль, кернового матеріалу не збереглося, окрім незначної кількості зразків проб (19 шт), відібраних свердлячим керновідбірником (св. №5, 30-Малогорожанські). В св. №5-Малогорожанка керн відібраний в розрізі верхньої крейди (інтервал 458,5-559,0 м). Коефіцієнт пористості змінюється від 24,2 до 32,1 %. В гіпсо-ангідритовому горизонті (св. №30-Малогорожанка, інтервал 522,0-528,0 м) відібраний зразок керну з пористістю 20,2 %. Вказаний об'єм кернового матеріалу недостатній для обґрунтування петрофізичних характеристик на даному родовищі. Нами використані петрофізичні залежності, встановлені для сарматських, гельветських і верхньокрейдових відкладів на сусідньому Летнянському газовому родовищі [1].

Для продуктивних відкладів Летнянського газового родовища в лабораторії петрофізичних досліджень на керновому матеріалі з врахуванням глибинних умов залягання встановлені такі петрофізичні зв'язки [8]:

– для відкладів карпатію:

$$\lg P_п = 3{,}587 - 1{,}83 \cdot \lg K_п; \qquad r = -0{,}92 \qquad (4.1)$$

або $$P_п = 0{,}845 \cdot K_п^{-1{,}83}$$

$$\Delta T = 163{,}05 + 8{,}67 \cdot K_п \qquad r = 0{,}94 \qquad (4.2)$$

$$\Delta T = 162{,}36 + 8{,}23 \cdot K_п + 0{,}299 \cdot K_{гл} \qquad r = 0{,}9 \qquad (4.3)$$

– для сарматських відкладів:

$$\lg P_п = 4{,}167 - 2{,}2 \cdot K_п; \qquad r = -0{,}9 \qquad (4.4)$$

або $$P_п = 0{,}585 \cdot K_п^{-2{,}2}$$

$$\Delta T = 186 + 5{,}187 \cdot К_{п} \qquad r = 0{,}91 \qquad (4.5)$$

$$\Delta T = 173{,}09 + 4{,}66 \cdot К_{п} + 2{,}45 \cdot К_{гл} \qquad R = 0{,}88 \qquad (4.6)$$

– для гельветських і сарматських відкладів:

$$lgP_{н} = 3{,}58 - 1{,}782 \cdot lg\, К_{в}; \qquad r = -\,0{,}97 \qquad (4.7)$$

або $$P_{н} = 1{,}038 \cdot К_{в}^{-1{,}782}$$

$$К_{в.зв} = 125{,}9 \cdot e^{-0{,}0727 \cdot К_{п}}. \qquad r = -\,0{,}94 \qquad (4.8)$$

– для мезозойських відкладів:

$$\Delta T = 152{,}6 + 7{,}02 \cdot К_{п} \qquad r=0{,}88 \qquad (4.9)$$

$$К_{в.зв} = 12{,}85 + 301{,}6 \cdot K_{п}^{-1} \qquad r = 0{,}8 \qquad (4.10)$$

де $Р_{п}$ – параметр пористості (відносний опір);

$К_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості, %;

ΔT – інтервальний час, мкс/м;

$К_{гл}$ – коефіцієнт об’ємної глинистості, %;

$Р_{н}$ – параметр насичення (коефіцієнт збільшення опору);

$К_{в}$, $К_{в.з.}$ – коефіцієнт водонасиченості і коефіцієнт залишкової водонасиченості, %;

r, R – відповідно коефіцієнти парної і множинної кореляції.

Графіки рівнянь (4.1-4.9) представлені на рисунках 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 3.2, 3.3, 3.4.

4.2 Визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів

Петрофізичною основою для визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин є кореляційні залежності типу «керн-керн», «керн-геофізика» між пористістю $К_{п}$ та геофізичними параметрами такими як: $Р_{п}$, ΔT, $\Delta I_{n\gamma}$, $\alpha_{ПС}$ та інші. Відбір керну на Малогорожанському родовищі проводився, але в дуже обмеженій кількості.

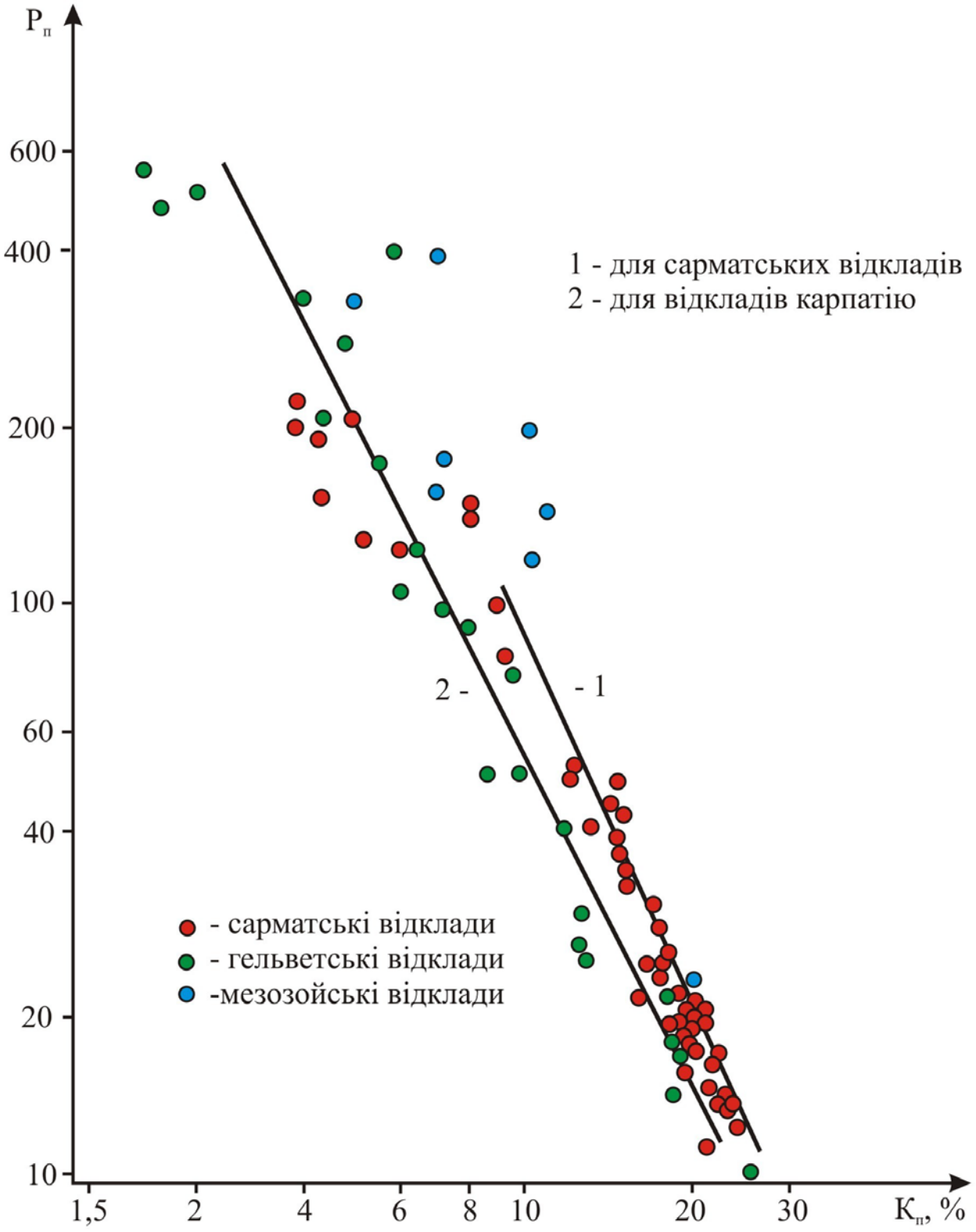

Рисунок 4.1 – Залежність параметра пористості ($Р_п$) від коефіцієнта пористості ($К_п$) для відкладів сармату і карпатію [8]

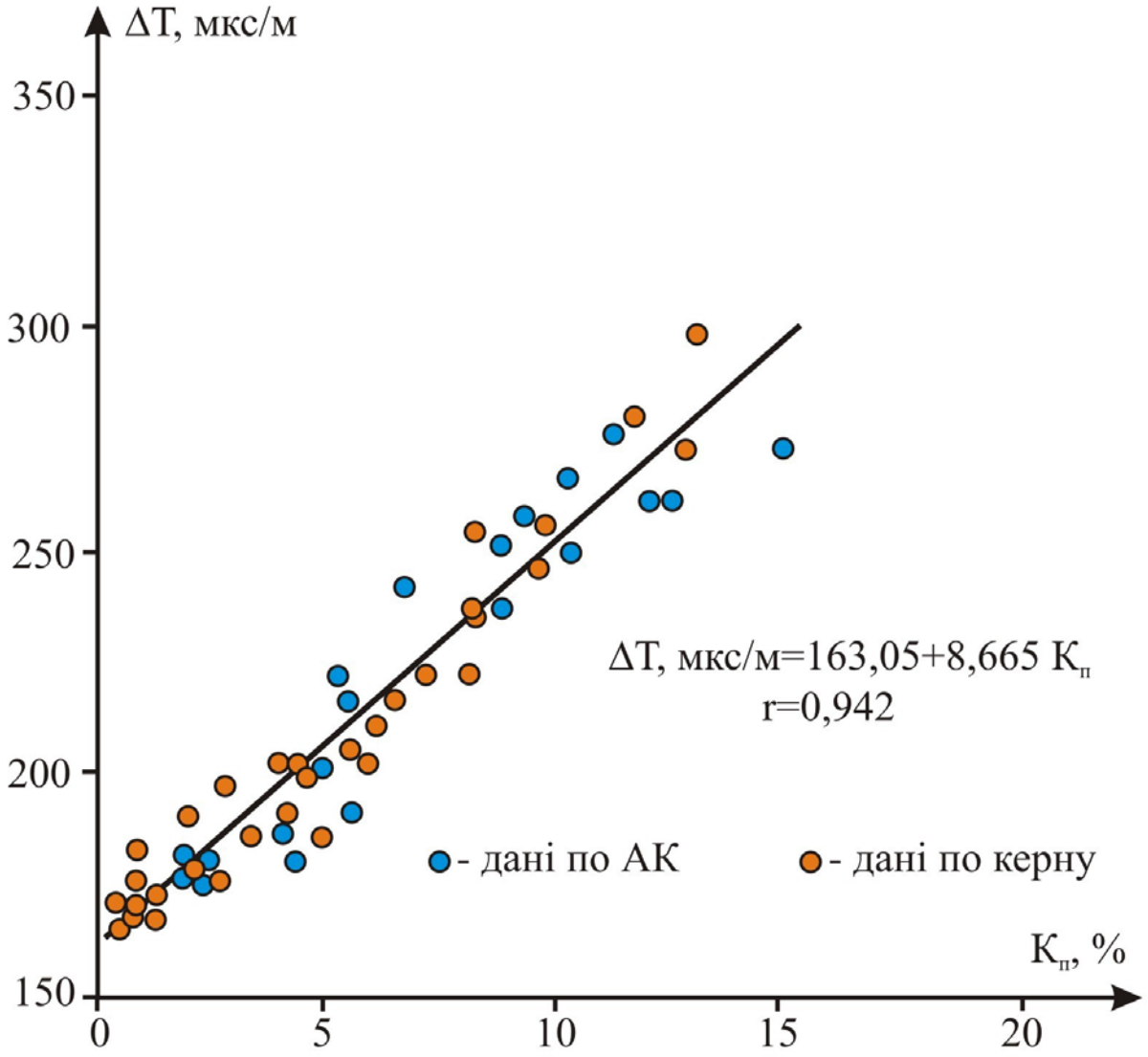

Рисунок 4.2. – Залежність інтервального часу (ΔТ) від коефіцієнта пористості ($К_п$) для відкладів карпатію [8]

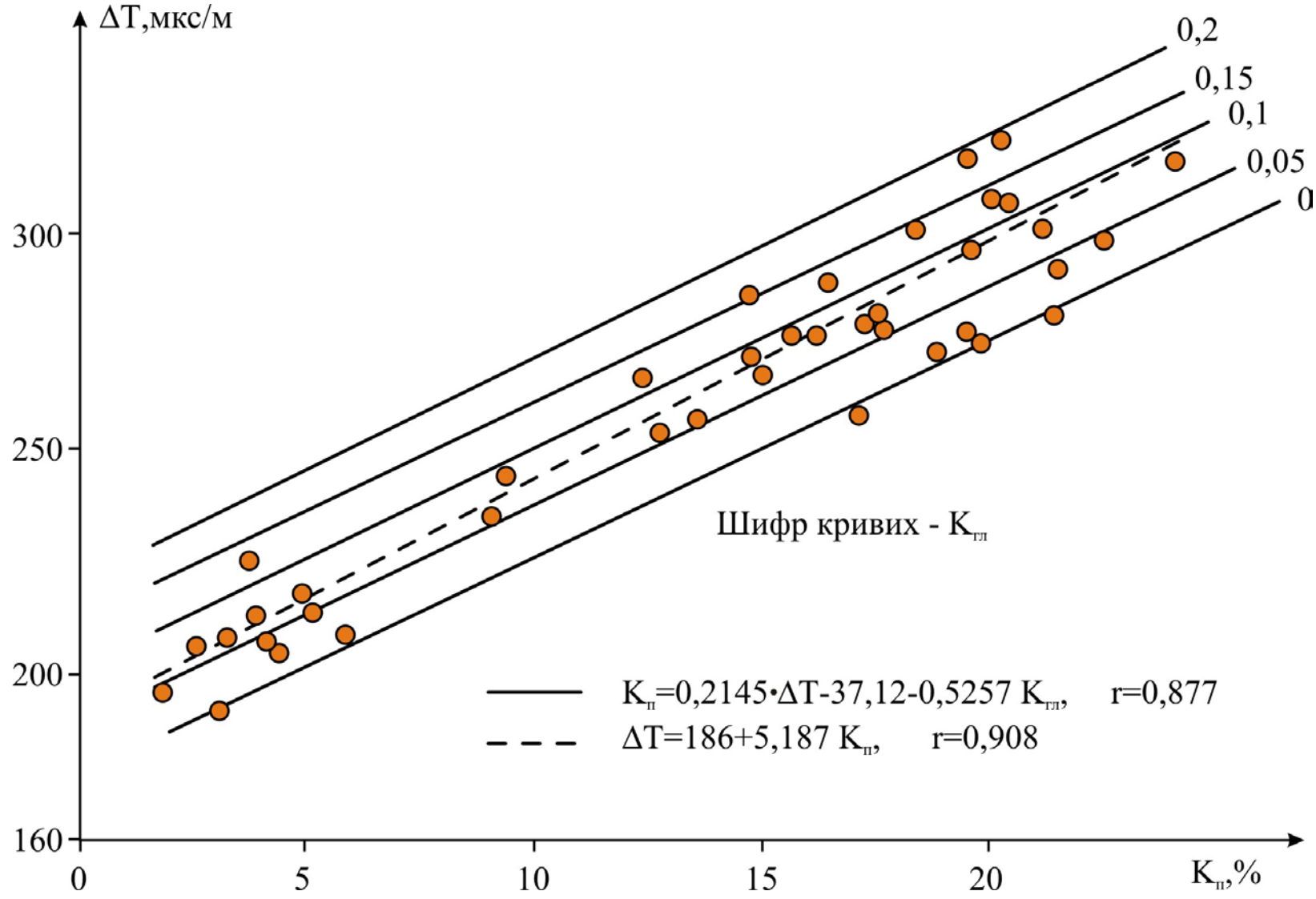

Рисунок 4.3. – Залежність інтервального часу (ΔТ) від коефіцієнта пористості ($К_п$) для відкладів сармату [8]

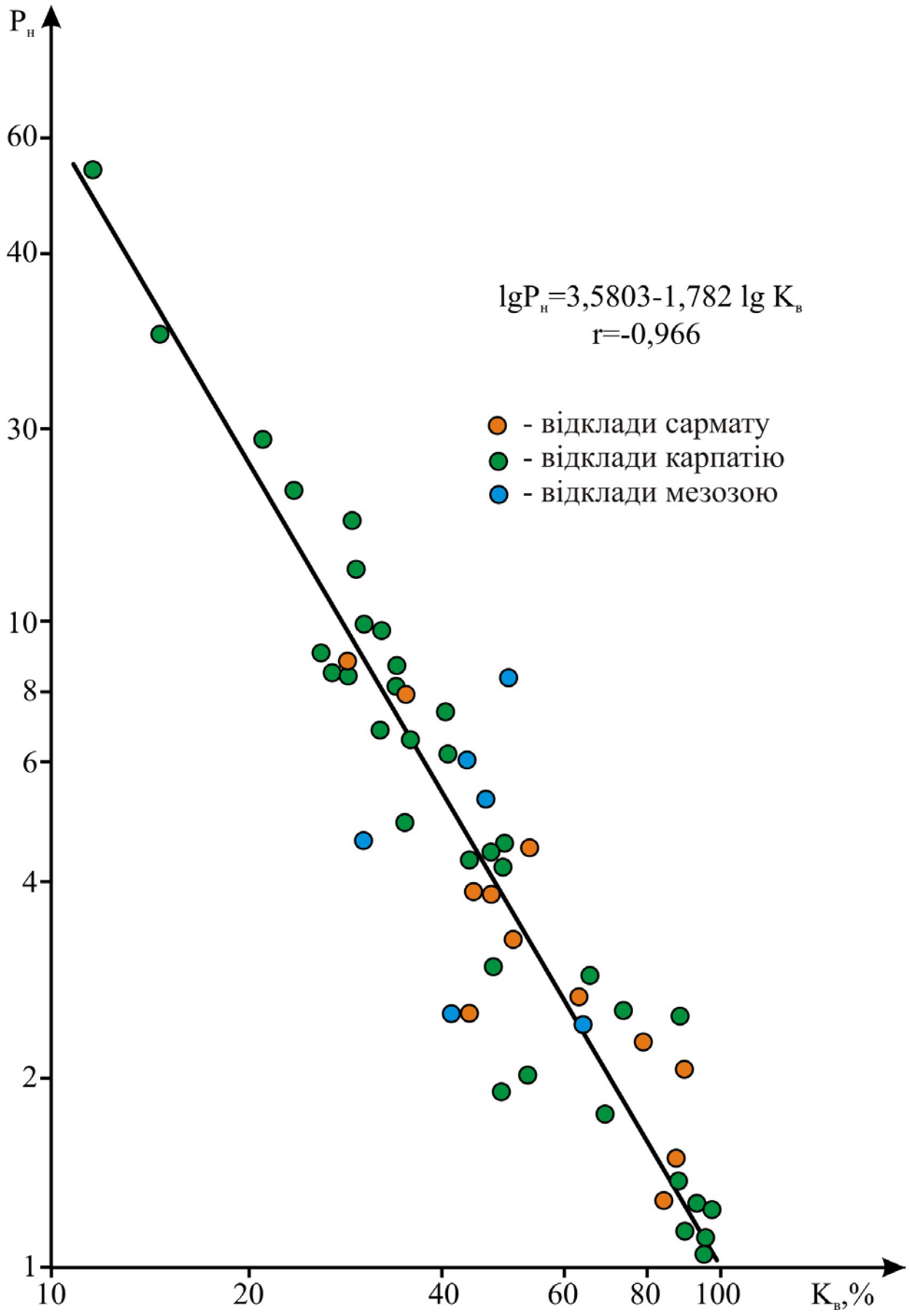

Рисунок 4.5 – Залежність параметра насичення ($Р_н$) від коефіцієнта водонасичення ($К_в$) [1, 8]

4.2.1. Визначення коефіцієнтів пористості за даними метода опору. Відносний опір $P_п$ для газоносних колекторів визначався за формулою [9]:

$$P_п = \frac{\rho_{пз}}{\rho_ф \cdot П_п \cdot P_{нз}}, \quad (4.11)$$

де $\rho_{пз}$, $\rho_ф$ – питомий електричний опір промитої зони і фільтрату промивальної рідини, Омм;

$П_п$ – поправка за поверхневу провідність;

$P_{нз}$ – параметр залишкового газонасичення у промитій зоні. Для водоносного пласта $P_{нз}$ приймається рівним одиниці.

Параметр $P_{нз}$ визначався за формулою [9]:

$$P_{нз} = \frac{1}{\left(1 - K_{гз}\right)^2}, \quad (4.12)$$

де $К_{гз}$ – коефіцієнт залишкового газонасичення у промитій зоні. Для колекторів даного родовища $К_{гз}$=0,3.

При відсутності БМК для визначення відносного опору використовувались дані питомого опору зони проникнення.

Відносний опір визначався за формулою [9]:

$$P_п = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{фв} \cdot П_п \cdot P_{нз}}, \quad (4.13)$$

де $\rho_{зп}$, $\rho_{фв}$ – питомий електричний опір зони проникнення і суміші фільтрату промивальної рідини з водою, Омм; інші параметри такі ж, як у попередній формулі.

4.2.2 Визначення коефіцієнтів пористості за даними акустичного каротажу. Коефіцієнти пористості за даними АК для відкладів карпатію

розраховувались за рівнянням (4.2) і (4.3), відповідно для чистих і заглинизованих колекторів. Для мезозойських відкладів застосовувалось рівняння (4.9). Акустичним каротажем досліджені колектори тільки у свердловині №5-Рубанівка.

4.2.3 Визначення коефіцієнтів пористості за даними метода самочинної поляризації (ПС). Підвищення точності визначення підрахункових параметрів за даними ГДС вимагає одержання достовірності інформації про колекторські властивості пластів. Оцінка пористості по кривій ПС можлива для теригенних колекторів з глинистим цементом розсіяного типу. Наявність у колекторів інших цементів (залізистого, карбонатного та ін.) не є перешкодою, якщо їх кількість у порівнянні з глинистим є невеликою.

Кореляційний зв'язок відносної амплітуди $\alpha_{ПС}$ з $К_п$ отримують, зіставляючи ці параметри у пластах, для яких є визначення $К_п$ іншими методами ГДС, або за даними керну. Для побудови залежності $\alpha_{ПС}$ і $К_п$ для теригенних відкладів Малогорожанського газового родовища кернових визначень пористості недостатньо, отже ми використали залежність $\alpha_{ПС}=f(К_п)$, побудовану для верхньобаденських відкладів на Меденицькому газовому родовищі. Вигляд цієї залежності такий [1]:

$$K_п = 25{,}2 \cdot \alpha_{ПС} + 4{,}74 . \qquad (4.14)$$

У розрізах свердловин, де відсутні пласти з максимальною пористістю, що дорівнює 29,94% і більше, за опорний пласт вибирається такий, амплітуда $\Delta U_{ПС}$ якого є найбільшою у розрізі свердловин, але з пористістю меншою ніж в опорному пласті з максимальною пористістю. Отже, для визначення відносних амплітуд у свердловинах з неоднаковою пористістю в опорних пластах слід застосовувати коефіцієнт $К=К_{п.оп}$ /29,94, де $К_{п.оп}$ – коефіцієнт пористості опорних пластів у свердловинах з нижчими фільтраційно-ємнісними властивостями. Формула (4.14) набуває такого вигляду [1]:

$$K_п = 25{,}2 \cdot \alpha_{ПС} \cdot K + 4{,}74. \quad (4.15)$$

Спостерігаються випадки, коли у розрізі є пласти, пористість яких перевищує вказану величину $К_{п.max}$=29,94%. Для таких пластів коефіцієнт пористості слід визначати іншими методами, поскільки для таких пластів статична величина потенціалу ПС є сталою величиною і залежатиме від співвідношення $\rho_ф/\rho_в$. В таких пластах значення пористості контролюється не тільки глинистістю, а і ступенем відсортованості мінеральних зерен.

При наявності даних акустичного каротажу (АК) значення пористості (Кп), отримані цим методом, порівнювали з показниками ПС, і при невеликих розбіжностях брали середнє значення. У разі значних відмінностей перевагу віддавали АК. Якщо даних АК не було, пористість визначали за показниками питомого опору та ПС. Для розрізів карпатію та мезозою основним джерелом даних служила ПС.

4.3 Визначення коефіцієнта газонасичення порід-колекторів

Коефіцієнт газонасичення ($К_г$) визначається відношенням об'єму пор, зайнятих газом, до всього об'єму порового простору породи. В гідрофільних колекторах в яких зерна породи постійно змочуються водою $К_г$<1. Решту порового простору займає пластова вода, що розподіляється на зв'язану і рухому воду. Відносний вміст у порах фізично зв'язаної води характеризується коефіцієнтом $К_{в.з}$, рухомої води – $К_{в.рух}$. Коефіцієнт $К_в$ водонасиченості породи дорівнює [5, 6, 7]:

$$K_в = K_{в.з} + K_{в.рух}. \quad (4.16)$$

Для гідрофільних колекторів справедлива рівність [5, 6, 7]:

$$K_г + K_в = 1. \quad (4.17)$$

Це співвідношення використано нами для визначення $К_г$ через $К_в$. В

зоні максимального газонасичення рухома вода відсутня і $К_в=К_{в.з}$.

Коефіцієнт водонасиченості породи визначався за даними електричних (БКЗ, БК) і електромагнітних (ІК) видів ГДС. Визначення коефіцієнтів газонасичення за даними електричних методів опору основане на експериментально одержаних залежностях між електричним опором, пористістю і водонасиченістю порід [9]:

$$P = a \cdot K_п^{-m},\ P_н = a_н \cdot K_в^{-n}, \qquad (4.18)$$

де $P_п = \frac{\rho_{пв}}{\rho_в}$ – параметр пористості (відносний опір);

$P_н = \frac{\rho_п}{\rho_{пв}}$ – коефіцієнт збільшення опіру;

$\rho_п$, $\rho_{пв}$, $\rho_в$ – відповідно питомий електричний опір породи при її фактичній насиченості флюїдами (газом), цієї ж породи при 100 % водонасиченості і пластової води;

a і $a_н$ – сталі, значення яких із формул (4.1), (4.7) відповідно дорівнюють [1]: a=0,845 і $a_н$=1,038;

m – показник, значення якого визначається структурою порового простору і згідно формули (4.1), m=1,83;

n – показник, значення якого визначається змочувальністю і глинистістю порід; для даного типу порід за формулою (4.7) n=1,782.

Для розрахунків величин питомого опору пластів при 100 % насиченості водою $\rho_{пв}$ приймались такі значення $\rho_в$ для окремих горизонтів:

а) баденські і баранівські шари – $\rho_в$=0,3 Омм;

б) відклади карпатію і мезозою – $\rho_в$=0,2 Омм.

Розрахунки коефіцієнтів збільшення опору за формулою [9]:

$$P_н = \frac{\rho_п}{P \cdot \rho_в}. \qquad (4.19)$$

показали, що методика визначень коефіцієнтів газонасичення за даними

метода опору є придатною для колекторів вказаного розрізу з умовою застосування обґрунтованої залежності, встановленої для баденських відкладів, карпатію і мезозою Летнянського родовища. Одержані величини $К_в$ порівнювались з такими, які вираховувались за залежністю $К_{в.з}=f(К_п)$ (рис. 4.4). Якщо $К_{г.\ ρп} \leq К_{г.кп}$, то за величину $К_г$ приймались значення $К_{г.\ ρп}$. У випадку, коли $К_{г.\ ρп} > К_{г.кп}$, за величину $К_г$ приймались значення $К_{г.кп}$.

На основі наведених вище петрофізичних залежностей в межах Малогорожанського родовища, на прикладі свердловини №3-Рубанівська, визначено підрахункові параметри колекторів за допомогою автоматизованої системи «Геопошук» (рис. 4.6, табл. 4.1)

Висновок

У результаті комплексної інтерпретації геофізичних досліджень свердловин на Малогорожанському родовищі визначено підрахункові параметри порід-колекторів. До колекторів віднесено піщанисті, сульфатні та карбонатні осадові відклади теригенного складу, здатні вміщувати та віддавати газ і воду. Петрофізичні характеристики порід визначалися за кореляційними зв'язками між пористістю та геофізичними параметрами (Рп, ΔT, $\alpha_{пс}$, $К_{гл}$, $Р_н$, $К_в$, $К_{в.з.}$), використовуючи дані керну, акустичного каротажу, самочинної поляризації та електричних методів.

Встановлено, що коефіцієнт пористості колекторів найточніше визначається методом АК, при його відсутності – за показниками питомого опору та ПС. Коефіцієнти газонасичення розраховувалися на основі співвідношень між пористістю, водонасиченістю та питомим електричним опором, що дозволило виділити водо- та газонасичені горизонти.

Таким чином, застосовані петрофізичні моделі та методи ГДС забезпечують обґрунтовану оцінку підрахункових параметрів колекторів, що є необхідною умовою для проектування розробки Малогорожанського родовища.

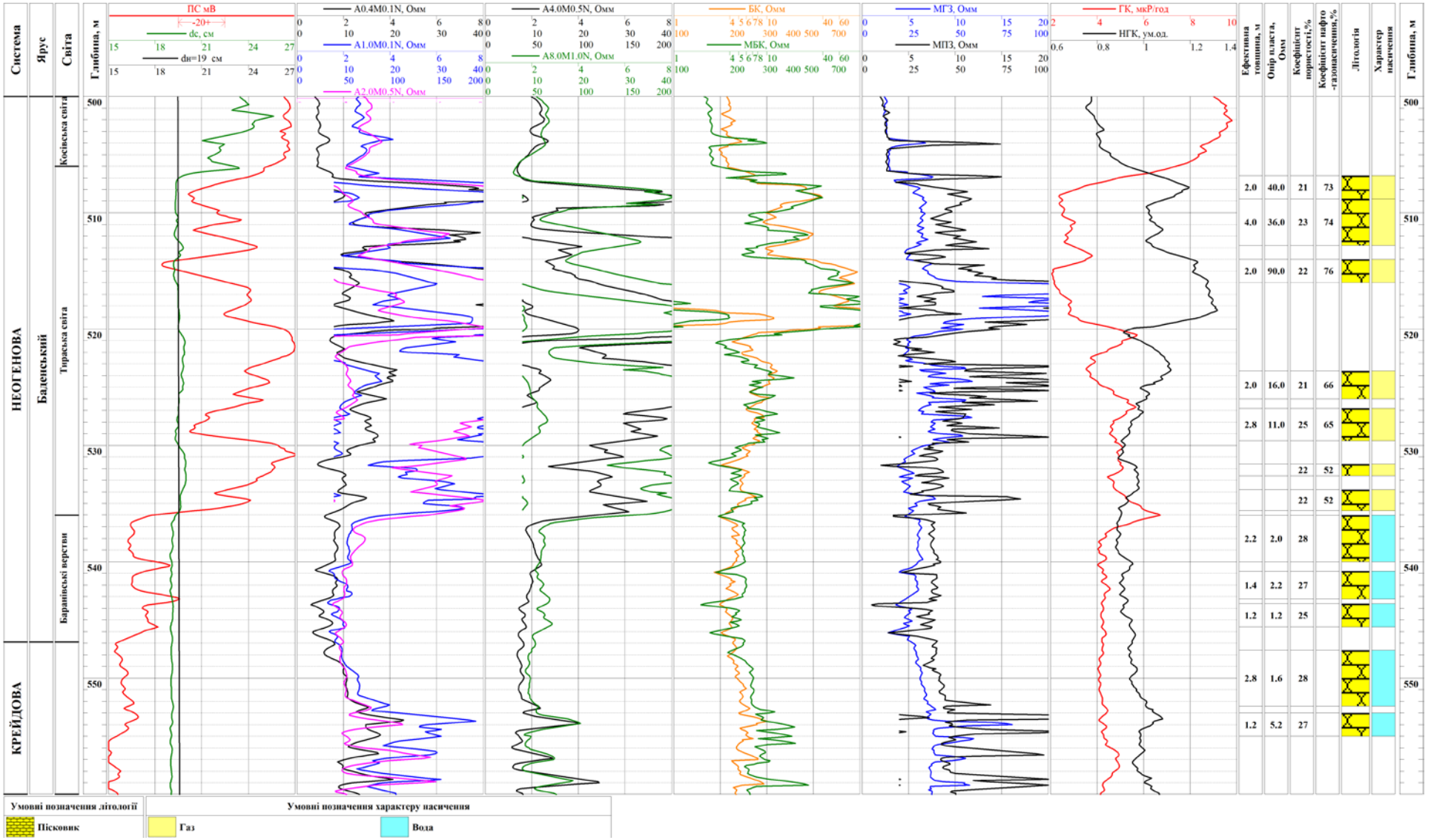

Рисунок 4.6 – Планшет комплексу методів ГДС та результатів їх інтерпретації (св. №3-Рубанівська)

Таблиця 4.1 – Зведена таблиця геофізичних величин та підрахункових параметрів продуктивних пластів свердловини №3-Рубанівська

Горизонт, інтервал, м	Інтервали пластів, м	$H_{заг}$, м	$h_{еф}$, м	ДС, м	$\rho_с$, Омм	$\rho_в$, Омм	$\rho_{зп}$, Омм	$\rho_п$, Омм	$\Delta U_{ПС}$, мВ	$\alpha_{ПС}$	I_γ, мкр/год	ΔI_γ	$K_{гл}$, %	$I_{пγ}$, ум.од	$\Delta I_п$ □	ΔT, мкс/м	$K_п^{АК}$, %	$K_п^{БМК}$, %	$K_п^{ПС}$, %	$K_п^{геоф}$, %	$P_п$	$P_н$	$K_в$, %	$K_г^{прийн.}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Свердловина №3 – Рубанівка																								
N_1b (tr)	506,8 – 508,8	2,0	2,0	0,188	1,3	0,3		40	54	0,67	2,0	0,10	7,1	1,14	0,12			19,8	21,6	20,7	13,5	10,0	27	73
506,0 – 530,0	508,8 – 512,8	4,0	4,0	0,188	1,3	0,3		36	52	0,65	2,2	0,12	7,7	1,03	0,09			25,4	21,2	23,3	10,5	12,0	26	74
	514,0 – 516,0	2,0	2,0	0,188	1,3	0,3		90	55	0,69	1,0	0	4,0	1,18	0,13			15,1	22,1	22,1	35	8,6	24	76
	523,6 – 526,0	2,4	2,0	0,190	1,3	0,2		16	25	0,31	3,0	0,21	10,5	1,06	0,10			21,0	12,5	21,0	12,5	6,4	34	66
	526,8 – 529,6	2,8	2,8	0,190	1,3	0,2		11	52	0,65	4,0	0,31	13,7	0,93	0,06			29,2	21,2	25,2	9,0	6,1	35	65
	531,6 – 532,6	1,0	1,0	0,194	1,3	0,2		8,0	25	0,31	4,0	0,31	13,7	0,95	0,07			30,6	13,0	21,8	12	3,33	48	52
	533,8 – 535,6	1,8	1,8	0,194	1,3	0,2		8,0	44	0,55	4,6	0,37	15,5	0,91	0,05			25,2	18,6	22,0	12	3,33	48	52
N_1b(br) 536,0–547,0	536,0 – 540,0	4,0	2,2	0,185	1,3	0,2	6,5	2,0	70	0,87	3,5	0,26	12,1	0,86	0,04			29,0	26,7	27,8	7,7			
	540,8 – 543,2	2,4	1,4	0,185	1,3	0,2	2,6	2,2	68	0,85	3,6	0,27	12,4	0,99	0,08			28,6	26,2	27,4	7,8			
	543,6 – 545,6	2,0	1,2	0,185	1,3	0,2	2,6	1,2	64	0,80	3,6	0,27	12,4	0,92	0,06			31,4	24,9	24,9	9,1			
K_2 547,0–555,0	547,6 – 552,4	4,8	2,8	0,185	1,3	0,2	3,8	1,6	74	0,92	3,5	0,26	12,1	0,94	0,06			25,9	27,9	27,9	7,6			
	553,0 – 555,0	2,0	1,2	0,185	1,3	0,2		5,2	72	0,90	3,6	0,27	12,4	1,04	0,09			21,7	27,4	27,4	7,8			

ВИСНОВКИ

У результаті виконання бакалаврської роботи на основі комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин Малогорожанського родовища виконано виділення порід-колекторів у відкладах верхньої крейди та неогену. Обґрунтовано критерії виділення продуктивних інтервалів за даними електричного, радіоактивного та акустичного каротажу.

Визначено товщини пластів-колекторів та розраховано їх основні підрахункові параметри, зокрема коефіцієнти пористості та газонасичення, з використанням відповідних петрофізичних моделей. Показано, що комплексний підхід до інтерпретації матеріалів ГДС дозволяє підвищити достовірність оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів і характеру їх насичення.

Отримані результати можуть бути використані для уточнення геологічної моделі Малогорожанського родовища, а також для обґрунтування подальших робіт з дорозвідки та ефективної розробки газових покладів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Геолого-економічна оцінка запасів газу Малогорожанського родовища Львівської області (3 книги, І папка). ЛКНДВ “УкрНДІГаз”, керівник А. В. Шакін. Львів. 2003 р. 190 с.

2. Проект разработки Мало-Горожанского газового месторождения. Фонди ГПУ. Солецкий Е., Павлюх И., Городецкая М., Швыдченко Г. Дыба Н., Стрый 1973, 116 с.

3. СОУ 09.1-30019775-328-4:2020. Влаштування свердловини. Частина 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. Федишин В.О., Нестеренко М. Ю., Ципенюк Т. М. Визначення граничних значень фільтраційно-ємкістних 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. Нестеренко М. Ю. Петрофізичні основи обгрунтування флюїдонасичення порід-колекторів : монографія. Київ: УкрДГРІ, 2010. 224 с.

8. Заключний звіт по підрахунку запасів газу Летнянського родовища. Стрий. 1989 р, 243 с.

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

10. 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 Малогорожанському родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин»

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 53 сторінки.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 14 слайдів.

_____ Артем КОТОУС