

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

Факультет природничих наук  
Кафедра нафтогазової геофізики

Мельник Віталій Русланович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

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

Ковалівському газовому родовищі 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. Р. Мельник  
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Пятковська Ірина Олегівна, 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)

## 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.

### ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Мельнику Віталію Руслановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

Керівник роботи Пятковська Ірина Олегівна

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” квітня 2025 р. № 245/7.

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2025 року

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

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

1) Геологічна будова Ковалівського родовища.

2) Аналіз комплексу методів геофізичних досліджень свердловин Ковалівського родовища.

3) Літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин Ковалівського газового родовища та виділення в ньому колекторів.

4) Інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин Ковалівського родовища.

5) Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.

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

Презентація бакалаврської роботи в обсязі 12 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 Ковалівського родовища.	03.04.2025-14.04.2025	виконано
2.	Аналіз комплексу методів геофізичних досліджень свердловин Ковалівського родовища.	15.04.2025-28.04.2025	виконано
3.	Літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин Ковалівського газового родовища та виділення в ньому колекторів.	29.04.2025-19.05.2025	виконано
4.	Інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин Ковалівського родовища.	20.05.2025-09.06.2025	виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.	10.06.2025-16.06.2025	виконано

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

*Мельник В. Р.*

(прізвище та ініціали)

*Пятковська І. О.*

(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів на Ковалівському газовому родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин» містить 565 сторінок, 2 таблиці, 16 рисунків та 9 джерел використаної літератури.

В бакалаврській роботі детально розглянуто геологічну будову Ковалівського газового родовища (стратиграфія, тектоніка, фізико-літологічні властивості порід-колекторів, нафтоносність), типовий комплекс промислово-геофізичних досліджень свердловин, який проводився на даному родовищі із метою виділення порід-колекторів та визначення їх ефективних товщин, а також методику інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин Ковалівського родовища.

За результатами геофізичних досліджень свердловини №21- Ковалівка-Черешенька та на основі встановлених зв'язків між петрофізичними, геофізичними та геологічними характеристиками було виділено в даній свердловині породи-колектора та визначено їх підрахункові параметри.

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

## ABSTRACT

The bachelor's thesis on “Identification of reservoir rocks and determination of their estimated parameters at the Kovalivske gas field based on the results of geophysical surveys of wells” contains 56 pages, 2 tables, 16 figures and 9 references.

The bachelor's thesis describes in detail the geological structure of the Kovalivske gas field (stratigraphy, tectonics, physical and lithological properties of reservoir rocks, oil content), a typical set of industrial and geophysical well logging conducted at this field to identify reservoir rocks and determine their effective thicknesses, as well as the methodology for interpreting the results of geophysical well logging at the Kovalivske field.

Based on the results of geophysical surveys of well No. 21-Kovalivka-Chereshenka and on the basis of the established relationships between petrophysical, geophysical and geological characteristics, the reservoir rocks in this well were identified and their estimated parameters were determined.

Keywords: geophysical surveys of wells, field, reservoir rock, interpretation, well, sediments, selection, estimation parameters, porosity, saturation.

## ЗМІСТ

	Ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА КОВАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	9
1.1 Стратиграфія.....	9
1.2 Тектоніка.....	13
1.3 Газоносність.....	14
14 Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів та покришок за результатами вивчення взірців керну.....	17
1.5 Постановка геологічного завдання.....	19
2 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН КОВАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	20
2.1. Умови проведення геофізичних досліджень свердловин.....	20
2.2 Комплекс методів ГДС та апаратура.....	24
3 ЛІТОЛОГІЧНЕ РОЗЧЛЕНУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИН КОВАЛІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ТА ВИДІЛЕННЯ В НЬОМУ КОЛЕКТОРІВ.....	29
3.1 Аналіз ефективності використання комплексу методів ГДС для виділення порід-колекторів.....	29
3.2 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин.....	32
4 ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН КОВАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	40
4.1 Петрофізичні моделі, які покладені в основу виділення порід- колекторів та визначення їх підрахункових параметрів.....	40
4.2 Визначення коефіцієнтів пористості за даними методу опору.....	41
4.3 Визначення коефіцієнтів пористості за даними акустичного каротажу.....	46
4.4 Визначення коефіцієнтів газонасиченості.....	49
4.4 Оцінка точності встановлення параметрів.....	51
4.5 Інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловини №21- Ковалівка-Черешенька.....	51
ВИСНОВОКИ.....	55
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	56

## 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
ДС	кавернометрія
ІК	індукційний каротаж
МК	мікрокаротаж
НГК	нейтронний-гамма каротаж
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
$\rho_{\text{п}}$	питомий електричний опір гірських порід, Омм
$\rho_{\text{в}}$	питомий електричний опір пластової води, Омм
$\Delta T_{\text{п}}$	інтервальний час проходження пружних хвиль в породі, мкс/м
$\Delta I$	подвійний різницевий параметр
$P_{\text{п}}$	параметр пористості
$P_{\text{н}}$	параметр насичення
$K_{\text{п}}$	коефіцієнт пористості, %
$K_{\text{н}}$	коефіцієнт нафтонасичення, %
$K_{\text{в}}$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{\text{гли}}$	коефіцієнт глинистості, %
$\alpha_{\text{ПС}}$	відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації

## 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 «кern-кern», «кern-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.** Метою роботи є визначення підрахункових параметрів колекторів продуктивних відкладів косівської світи Ковалівського газового родовища.

**Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі завдання:**

- проаналізувати геологічну будову Ковалівського газового родовища;
- проаналізувати комплекс промислово-геофізичних методів дослідження геологічного розрізів свердловин Ковалівського газового родовища;
- подати методику виділення порід-колекторів в геологічному розрізі косівської світи Ковалівського газового родовища, а також методику визначення підрахункових параметрів пластів-колекторів.
- визначити підрахункові параметри пластів-колекторів косівської світи по свердловині №21- Ковалівка-Черешенька.

**Методи дослідження.** Обробка та інтерпретація результатів геофізичних досліджень продуктивних горизонтів косівської світи

Ковалівського газового родовища.

**Структура та обсяг роботи.** Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 9 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 56 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 16 рисунками.

# 1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА КОВАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА

## 1.1 Стратиграфія

Ковалівське родовище розташоване в південно-східній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Геологічний розріз родовища представлений відкладами палеозойської, мезозойської і кайнозойської груп.

### Палеозойська група (PZ)

**Кембрійська система (Є).** Відклади кембрію розкриті свердловиною 3-КЧ. Розріз представлений, в основному, пісковиками кварцевими, кварцитоподібними темно-сірими міцними. Інколи пісковики переходять в алевроліти, а також перешаровуються тонкими прошарками аргілітів. В керні виявлені дзеркала ковзання, кути падіння пластів сягають 80° [1].

### Мезозойська група (MZ)

Відклади мезозойської групи зі стратиграфічним неузгодженням залягають на розмитій поверхні палеозою і мають повсюдне поширення. Відклади мезозойської групи представлені юрською та крейдовою системами [1].

**Юрська система (J).** Відклади юри розкриті свердловинами 2, 3, 5, 7, 9, 27-КЧ і представлені тітонським ярусом верхнього відділу, в складі якого виділяються нижнівська і рава-руська світи. *Нижнівська світа* складена вапняками світло-сірими до білих, міцними щільними. *Рава-руська світа* складена вапняками сірими з кремеватим відтінком. Зустрічаються включення і прошарки білого ангідриту. В нижній частині виявлені гравеліти і алевроліти, в верхній – доломіти. Розкрита товщина юрських відкладів коливається від 44 м до 601 м [1].

### Крейдова система (K)

Крейдові відклади представлені верхнім відділом.

Верхній відділ (K<sub>2</sub>). Відклади верхньої крейди на території родовища представлені сеноманським і туронським ярусами.

Сеноманський ярус. Ярус складений різнозернистими слабозцементованими світло-сірими, інколи з голубим і зеленуватим відтінками, вапняковистими пісковиками [1].

Туронський ярус представлений одноманітною товщею білих, інколи кремових вапняків [1].

Розкрита товщина крейдових відкладів змінюється від 10 м до 250 м.

### **Кайнозойська група (KZ)**

**Неогенова система (N).** Відклади неогенової системи із стратиграфічною незгідністю залягають на розмитій поверхні мезозойських відкладів і представлені на родовищі карпатським, баденським та сарматським ярусами міоцену [1].

Карпатський ярус складений глауконітовими пісковиками з прошарками глин. Товщина ярусу по родовищу від 3 до 10 м [1].

У розрізі баденського ярусу виділяють (знизу вверху) баранівські шари, тираську і косівську світи.

*Баранівські верстви* складені глинами та мергелями. Їхня товщина змінюється в межах від 2 м до 4 м.

*Тираська світа* незгідно залягає на відкладах баранівських шарів. Вона складена гіпсами і ангідритами з прошарками глин. У свердловинах 2-КЧ, 27-КЧ, 6-КЧ ці відклади відсутні. Гіпси та ангідрити є надійним геофізичним і сейсмічним репером в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину (так званий гіпсо-ангидритовий горизонт -ГА). Товщина світи 5-12 м [1].

*Косівська світа* – за літологічним складом це монотонна товща піщано-глинистих утворень з переважанням глинистого матеріалу (рис. 1.1). У розрізі світи не встановлено регіонально витриманих маркуючих горизонтів (реперів), які б дозволили розділити ці відклади на більш дрібні одиниці. У відповідності із зміною в розрізі характеру комплексів мікрофауни косівську світу розділено на три частини (знизу вверху): вербовецькі, прутські та коломийські шари. Але чітких літологічних границь між ними не простежується [1].

Вербовецькі шари складені, в основному, алевролітовими глинами з прошарками алевролітів, пісковиків. В прутських шарах переважають пісковики. Коломийські шари, в основному, глинисті з прошарками пісковиків невеликої товщини. Глини косівської світи темно-сірі, сірі часто піщанисті слюдисті з присипками і гніздами по площині нашарування піску. Пісковики світло і темно-сірі слюдисті вапнисті з залишками обвуглених рослин. Залягають у вигляді лінзовидних прошарків та пластів товщиною від декількох сантиметрів до декількох метрів, які погано корелюються по площі. Товщина світи 1195-1865 м [1].

#### Сарматський ярус.

На розмитій поверхні баденського ярусу незгідно залягають відклади сармату, які представлені *дашавською світою*. Це ритмічне чергування глин, пісковиків та алевролітів. Глини сірі, голубувато-сірі, зеленувато-сірі щільні слюдисті вапнисті. Пісковики світло- і темно-сірі, дрібнозернисті, рідше середньозернисті міцні слюдисті невапнисті. Товщина світи від 302 м до 726 м [1].

Алохтонні відклади на Ковалівському родовищі представлені стебницькою, поляницькою, воротищенською та менілітовою світами.

*Стебницька світа* складена строкатобарвними глинами, аргілітами з прошарками алевролітів та пісковиків. Товщина світи від 102 м до 540 м [1].

*Поляницька та воротищенська світи (нерозчленовані)* товщиною 200 м представлені, в основному, аргілітами з рідкими прошарками пісковиків і алевролітів. В покрівлі та підшві світ виявлені конгломерати [1].

*Менілітова світа* літологічно характеризується аргілітами коричневими і сірими з прошарками темно-сірих слюдистих вапняків. Її товщина 383 м [1].

**Четвертинна система (Q).** Відклади четвертинної системи залягають на розмитій поверхні сарматського ярусу і представлені глинами, суглинками і відкладами гальки. Товщина їх до 25 м [1].

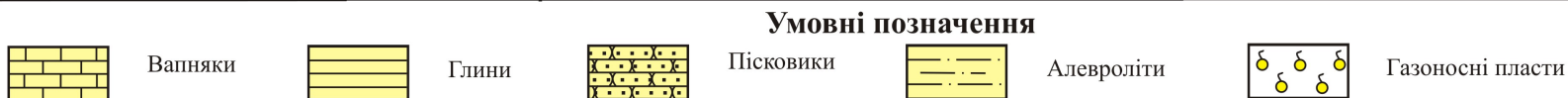
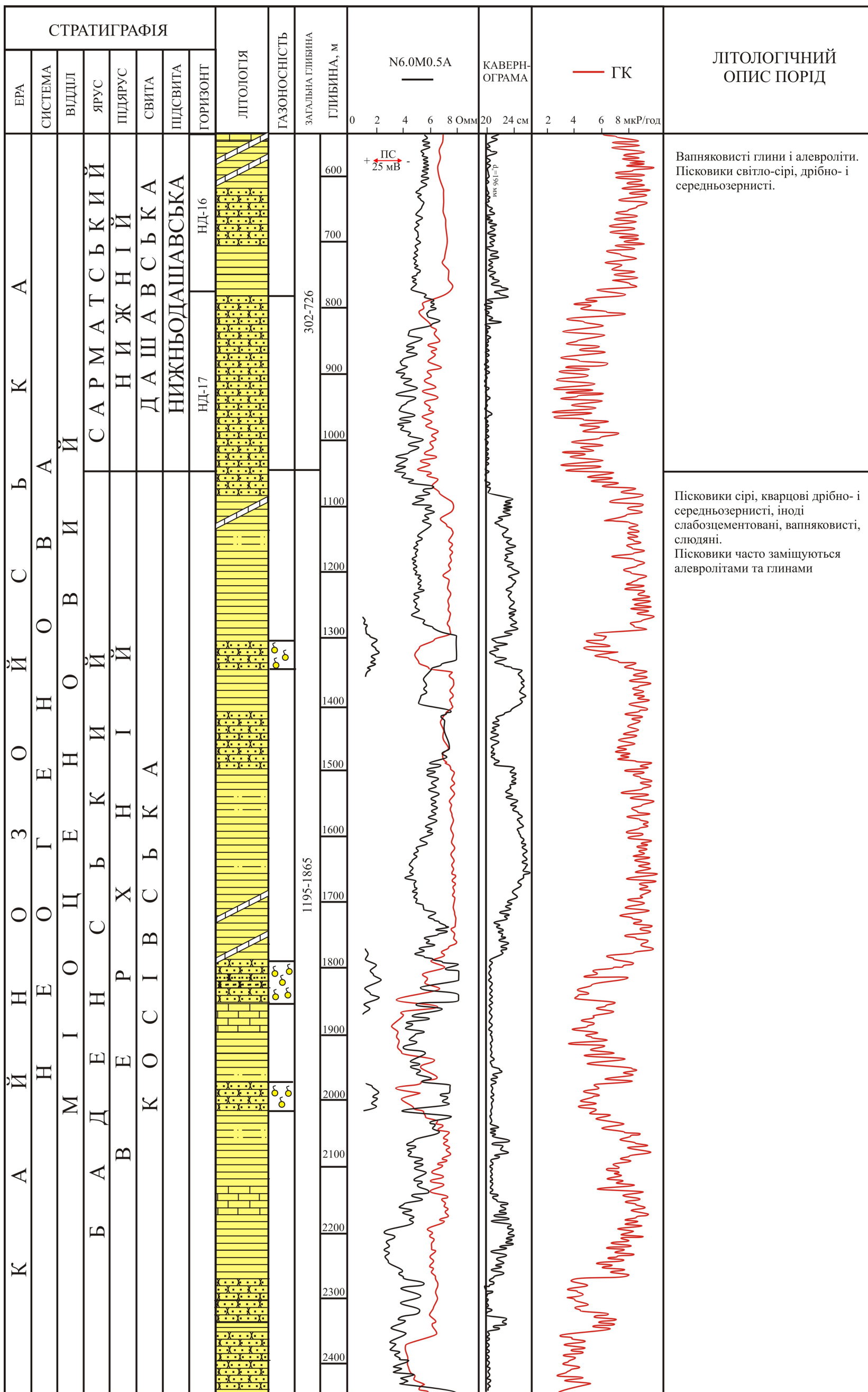


Рисунок 1.1 – Зведений геолого-геофізичний розріз продуктивної частини Ковалівського родовища

## 1.2 Тектоніка

Ковалівське родовище розташоване в південно-східній частині Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Ця частина зони характеризується складною геологічною історією розвитку. Палеозойський комплекс має складчастий характер, розкритий свердловиною 3-КЧ. Кути падіння порід сягають 30-70°. Мезозойські відклади (юрська, крейдова система) в регіональному плані в межах підзони і родовища являють собою монокліналь, яка занурюється на південний захід. Відклади бадену і сармату, які перекривають мезопалеозойський фундамент утворюють структури обволікання [1].

Однією з особливостей розломної тектоніки Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину є перевага системи розломів північно-західного напрямку (поздовжні розломи) над розломами інших систем. В районі робіт найбільшими з них вважаються: Косівський і Передкарпатський. Виражаються вони, як правило, круто падаючими скидами, які утворюють зони дроблення шириною в декілька сотень метрів. Розривні порушення, які січуть основу Більче-Волицької зони, в неогеновий час поступово затухають. Це свідчить про сингенетичний розвиток тектонічних порушень та умови накопичення баденських і сарматських відкладів [1].

Враховуючи незначну товщину гіпсоангідритового горизонту, а подекуди і відсутність його, можна вважати, що вищезгадана карта відображає доверхньобаденську поверхню і характеризується морфоструктурами ерозійно-тектонічного типу. На карті протрасовано декілька поздовжніх розломів. Передкарпатський та Косівський мають найбільшу амплітуди, тому трасуються впевнено. В 1,5-2 км на північний схід від Передкарпатського розлому в районі свердловин Ковалівка-Черешенька-27, Вижниця-2 проявляється ще один розлом - Калуський, який далі в південно-східному напрямку, проходить майже паралельно Передкарпатському, утворюючи проміжний занурений блок. Внаслідок

тектонічних тангенціальних рухів під час формування Передкарпатського прогину відбувалось занурення деяких поперечних блоків та формування малоамплітудних порушень, ерозійних палеодолин і каналів зносу теригенного матеріалу [1].

Ковалівське родовище обмежується з північного сходу Косівським порушенням, з південного заходу – Передкарпатським розломом. Розріз найбільш зануреної частини родовища (наближеної до Передкарпатського розлому) розкрила свердловина 7-КЧ, а найбільш припіднятої (по відкладах добаденської поверхні) – 9-КЧ. На структурній карті доверхньобаденської поверхні винесені границі виходу Стебницького насуву на денну поверхню. Нижні горизонти, які входять до більш піщаної частини розрізу косівської світи, як правило, простежуються сейсмікою більш впевнено і виклинюються у північно-східній частині. Позитивні структурні форми (район свердловин 3-КЧ, 2-КЧ) по нижніх горизонтах відображають морфологію доверхньобаденської поверхні. За даними переінтерпретації сейсмічних матеріалів по доверхньобаденській поверхні Ковалівська площа має форму монокліналі, що занурюється в напрямку Передкарпатського розлому. В її межах на південному сході виділяється Калуське порушення та два структурні носи в районі свердловин 3-КЧ і 2-КЧ [1].

### **1.3 Газоносність**

Ковалівське газове родовище знаходиться поряд з Косівським, Черногузьким, Славецьким родовищами, в яких встановлена промислова газоносність сарматських та баденських відкладів. На Ковалівському родовищі поклади газу пов'язані з піщаними пластами бадену (косівська світа). Промислова продуктивність їх встановлена при випробуванні свердловин 5, 2, 3, 6, 27-Ковалівка–Черешенька (рис. 1.2, 1.3). Як уже згадувалось кореляція розрізів косівської світи значно утруднена. Єдиним витриманим корелятивом тут є гіпсо-ангідритовий горизонт, інші літолого-геофізичні репери відсутні [1].

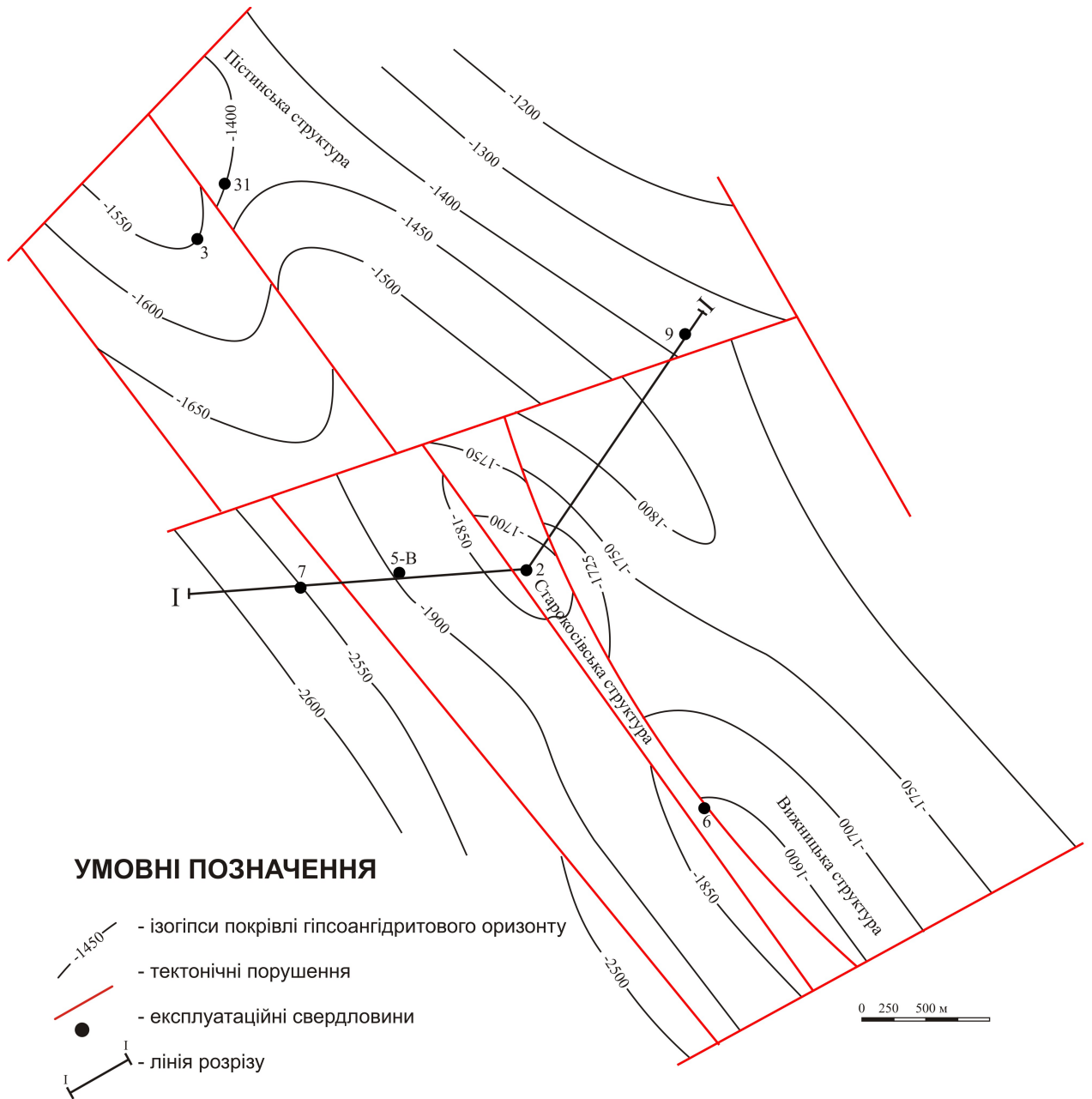


Рисунок 1.2 – Структурна карта по покрівлі гіпсоангідритового горизонту Ковалівського родовища

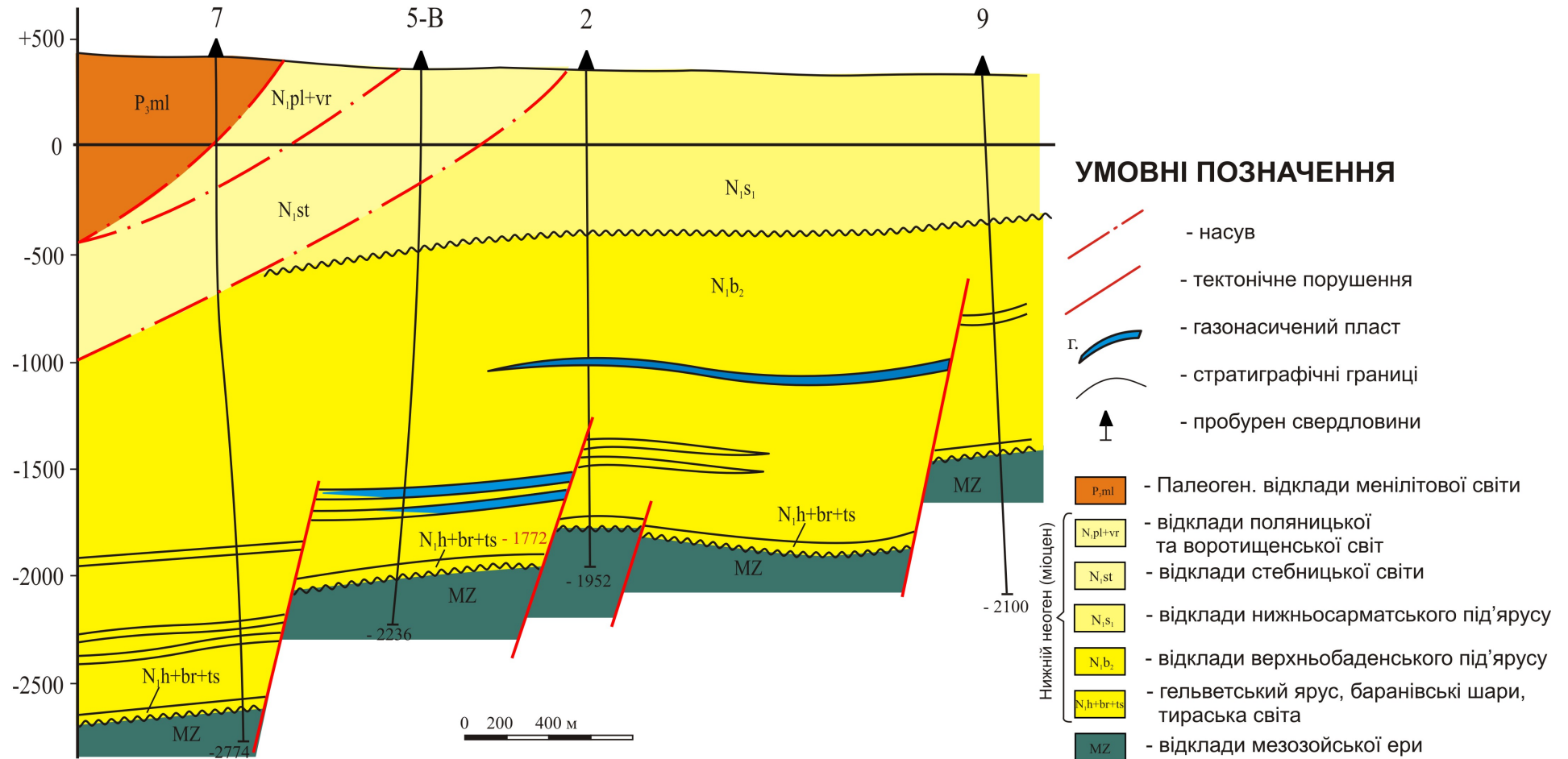


Рисунок 1.3 – Геологічний профіль по лінії I-I

На Ковалівському родовищі у свердловинах 2,6,27-КЧ гіпсоангідритовий горизонт і нижня частина косівської світи розмиті. Кореляція розрізів проводилась на основі поділу світи за літологічними ознаками на дві товщі: нижню – піщано-глинисту і верхню – глинисту. У розрізах всіх свердловин Ковалівського родовища чітко виділяється різниця між цими товщами. Границя цього поділу, з деякою умовністю, була прийнята за основний корелятив. По поверхні піщаної частини косівської світи побудована структурна карта, яка стала основою для побудови структурних карт поверхні продуктивних горизонтів [1].

Особливістю Ковалівського родовища є те, що всі поклади як у нижній, так і у верхній частинах баденського розрізу літологічно обмежені. Майже всі вони розкриті однією свердловиною. В межах продуктивних горизонтів свердловинами розкрита лише газонасичена товщина або неколектор. Контакт газ-вода не встановлено. Тому для всіх баденських покладів НГВП визначається по підшві нижнього газонасиченого пласта, встановленого за даними ГДС. Лінзовидний характер пісковиків косівської світи, невеликі розміри цих лінз ускладнюють встановлення закономірностей просторового розподілу пісковиків. Це в свою чергу, впливає на точність трасування границь покладів. В умовах, коли свердловини знаходяться на значній віддалі одна від одної, для проведення лінії літологічного заміщення, використовуються крім загальноприйнятих правил: по середині відстані між свердловинами, також встановлені за даними ГДС зміни параметрів порід-колекторів, ефективної товщини, пористості. За результатами співставлення розрізів свердловин з урахуванням результатів випробування на Ковалівському родовищі нами виділено дев'ять об'єктів підрахунку: В-1а, В-1б, В-2, В-3а, В-3б, В-3в, В-4а, В-4б, В-5 [1].

#### **14 Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів та покришок за результатами вивчення взірців керну**

На Ковалівському родовищі в процесі буріння керн відібрано у

свердловинах 2, 3, 5, 6, 7, 9, 21, 27, 31-КЧ. Керновий матеріал з косівської світи становив від 0,65 м у св. 27-КЧ до 15,15 м у св. 7-КЧ. З відкладів косівської світи даного родовища вивчено 29 шліфів, з них пісковиків і алевролітів – 18. Керн з об'єктів підрахунку не відбирався. Колекторами газу в косівській світі є пісковики і алевроліти які нерівномірно розповсюджені як по розрізу, так і по площі. Пісковики від світло-сірих до темно-сірих дрібно- і середньозернисті слюдисті вапнисті. Структура породи алевро-псамітова дрібнозерниста. Текстура масивна. Уламковий матеріал, розміром 0,04-0,4 мм, кутоватий і напівокатаний. Представлений кварцем (90-95 %), а також польовим шпатом, поодинокими зернами халцедону, лусочками мусковіту і біотиту. Пірит розсіяний у вигляді дрібних зерен. Цемент (15-20 %) складений карбонатно-кремнистим, карбонатно-глинистим матеріалом. Тип цементації контактово-поровий. Алевроліти світло-сірі, сірі, піщанисті, слюдисті вапнисті кварцеві з глинисто-карбонатним і глинисто-карбонатно-кремнистим цементом. Структура породи алевропсамітова, нерівномірно зерниста. Текстура масивна [1].

Порода складається з кластичного матеріалу (85-90 %) та цементу (10-15 %). Кластичний матеріал представлений переважно кварцем (95-90 %). Зерна кварцу кутоваті і напівокатані розміром 0,02-0,18 мм. Інколи зустрічаються зерна польових шпатів, халцедону, глауконіту, луски слюди та рідкі зерна циркону і гранату. Пірит присутній у вигляді дрібних зерен і створює поодинокі скупчення. Тип цементації контактово-поровий [1].

Роль покришок відіграють глини. Глини темно-сірі, інколи з слабо помітним зеленуватим відтінком, міцні, піскуваті, рідше сланцюваті, слабо слюдисті, вапнисті, з присипками по площині нашарування, включеннями і гніздами пісків світло-сірих дрібнозернистих. Інколи помітні обвуглені рослинні залишки та дзеркала ковзання [1].

Колекторські властивості пісковиків і алевролітів продуктивної товщі вивчені недостатньо. Для встановлення їх фільтраційно-ємкісних властивостей було відібрано всього 15 взірців. Що ж стосується об'єктів

підрахунку, то вони взагалі не охарактеризовані. У зв'язку з обмеженим об'ємом відібраного та винесеного керну промислове значення колекторів встановлювалось методами промислової геофізики. Для обґрунтування нижньої границі пористості була використана графічна залежність відкритої пористості від проникності зразків керну, відібраних у свердловинах площ Ковалівка-Черешенька, Черногузи, Богородчани-Парище. За критичне значення проникності прийнято величину  $0,1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, якій на графіку відповідає значення пористості 10 %. Таким чином в основі виділення колекторів і ефективних товщин закладено нижню границю пористості у 10 % [1].

### **1.5 Постановка геологічного завдання**

Газоносність Ковалевського родовища пов'язана із верхньобаденськими відкладами, які здавалося б вже достатньо добре вивчені по сусідніх родовищах. Однак виявлені поклади газу у новій структурі зумовлюють до додаткових досліджень колекторських властивостей порід колекторів та буріння нових свердловин.

Виявлення перспективних на газ покладів покладено на геофізичні методи дослідження свердловин та інтерпретацію результатів їх досліджень.

Достовірність виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловин та визначення їх підрахункових параметрів залежить від якості даних ГДС, петрофізичних взаємозв'язків встановлених для досліджуваних порід та досвіду геофізика-інтерпретатора.

В даній роботі мною буде виконано обробку та інтерпретацію даних ГДС в одній із свердловин Ковалівського родовища, виділено в її геологічному розрізі пласти-колектора та визначено їх підрахункові параметри.

## 2 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН КОВАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА

### 2.1. Умови проведення геофізичних досліджень свердловин

Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах Ковалівського газового родовища визначаються фізичними властивостями промивальних рідин (ПР) у свердловинах, діаметром доліт, фізико-механічними властивостями порід, які розбурюються та їх водо- і газонасиченістю.

Склад комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС) обумовлений призначенням свердловин, геолого-геофізичною характеристикою розрізу, який вивчався, та умовами вимірювань. Розвідувальні свердловини на родовищі бурились до глибини 3040 м (св.№7) долотами діаметром 445 мм, 269 мм, 190 мм. Конструкція свердловин [1]:

- направлення 18-20";
- кондуктор 11-12";
- експлуатаційна колона 5".

Промивні рідини (ПР) представлені звичайними глинистими розчинами питомої ваги (1,2-1,52)  $10^3$  кг/м<sup>3</sup>. В'язкість промивної рідини 50-90 сек. Глинистий розчин оброблявся різними хімреагентами: КССБ, КМЦ-500, нафтою, ТПНФ та інше. Для обважнення розчинів застосовувалась крейда. Питомий електричний опір розчинів у пластових умовах змінювався в межах 0,3-1,8 Ом м.

Мінералізація пластових вод вивчалась на пробах води, відібраних у процесі буріння на площі Ковалівка-Черешенька і прилеглої з південного сходу площі Черногузи. На основі аналізу хімічного складу вод побудований графік залежності мінералізації від глибини залягання досліджуваних горизонтів (рис. 2.1) [1].

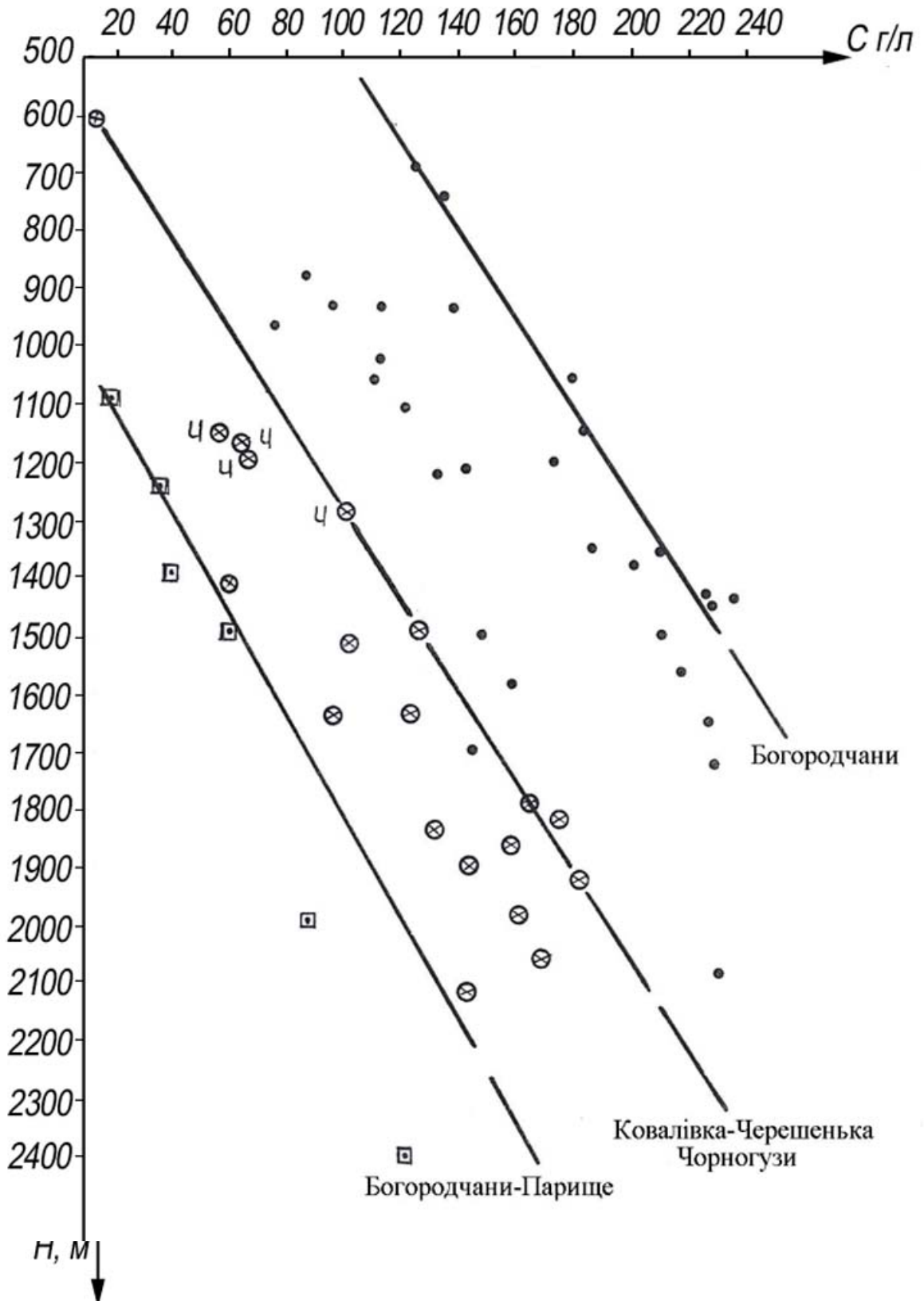


Рисунок 2.1 – Залежність мінералізації пластових вод родовищ: Богородчани, Богородчани-Парище, Чорногузи, Ковалівка-Черешенька з глибиною

Для побудови даної залежності використані максимальні значення мінералізації, оскільки в багатьох випадках проби води відбирались без доведення її до незмінного складу. Температура продуктивних горизонтів приймалась за залежність  $t=f(H)$ , встановленої для родовища Богородчани і доповненими точковими замірами ртутним термометром у свердловинах площі Ковалівка-Черешенька (рис 2.2). Змінювання температури і питомого опору пластових вод з глибиною наведено в таблиці 2.1 [1].

Таблиця 2.1 – Залежність питомого опору пластової води з глибиною

Глибина, м	Температура, С°	Питомий опір води, Омм
1	2	3
1000	32,5	0,092
1100	35,0	0,075
1200	37,5	0,067
1300	40,0	0,057
1400	42,0	0,051
1500	44,5	0,047
1600	46,5	0,041
1700	49,0	0,036
1800	51,5	0,033
1900	54,0	0,031
2000	56,0	0,028
2100	58,5	0,027
2200	61,0	0,026
2300	63,5	0,025
2400	65,0	0,025

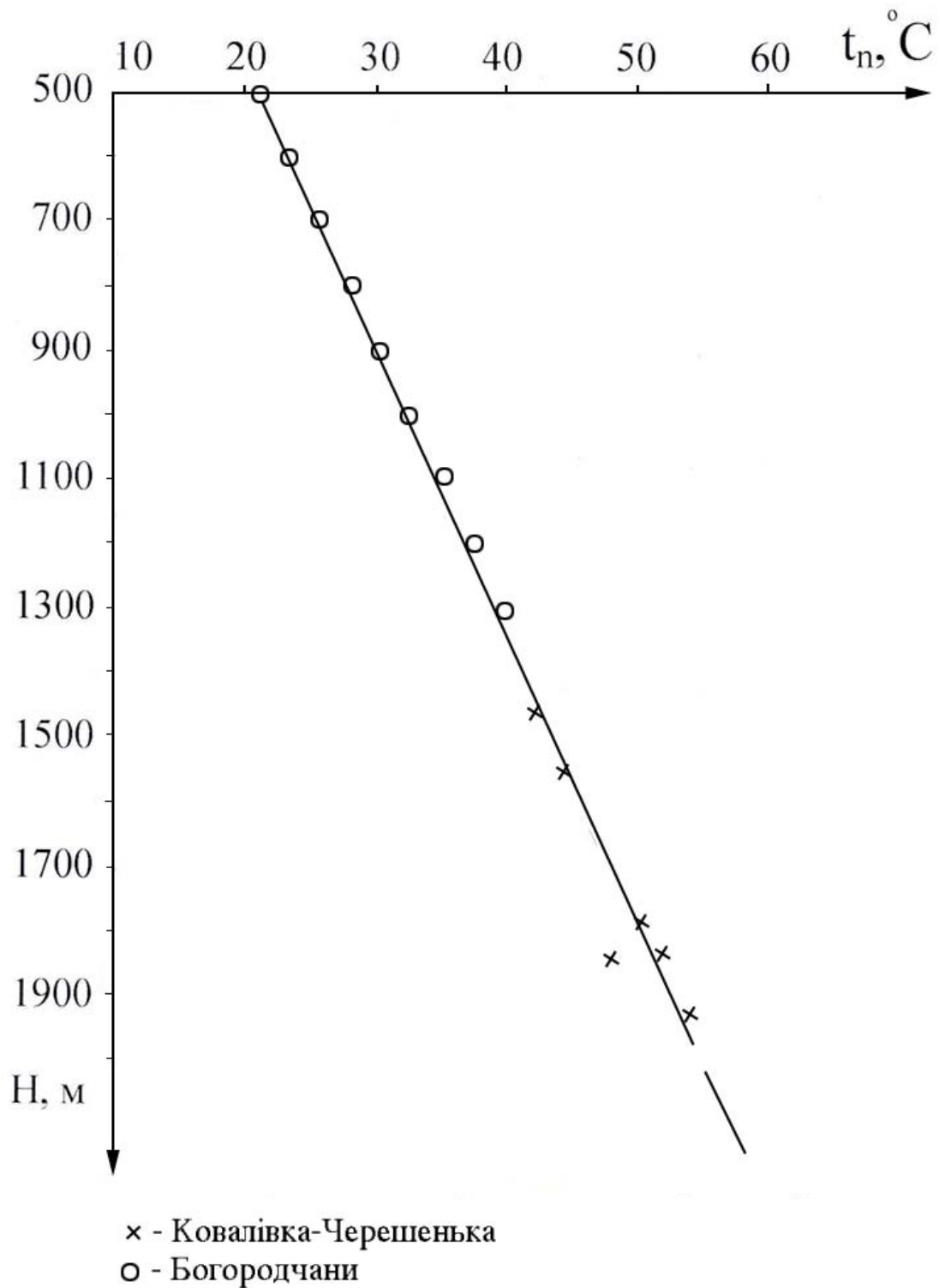


Рисунок 2.2 – Зміна температури пластів із глибиною (Ковалівка-Черешенька, Богородчани)

## 2.2 Комплекс методів ГДС та апаратура

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, у свердловинах Ковалівського газового родовища проведені такі методи (рис.2.3) [1]:

- стандартний електрокаротаж;
- бокове каротажне зондування (БКЗ);
- мікрокаротаж (МК) та боковий мікрокаротаж (БМК);
- боковий каротаж (БК);
- індукційний каротаж (ІК);
- радіоактивний каротаж (РК) у різних модифікаціях: гама-каротаж (ГК), нейтронний гама-каротаж (НГК);
- акустичний каротаж (АК);
- термометрія свердловин;
- резистивиметрія.

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

- кавернометрія і профілеметрія;
- термометрія з метою виявлення висоти цементного кільця за колоною;
- акустична цементометрія;
- гама-гама-каротаж;
- 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 дебіту окремих об'єктів у розрізах свердловин.

На Ковалівському газовому родовищі комплекс деталізаційних досліджень виконаний повністю в усіх свердловинах. Виняток складає акустичний каротаж. Невиконання замірів АК в окремих свердловинах обумовлено недостатньою забезпеченістю апаратурою.

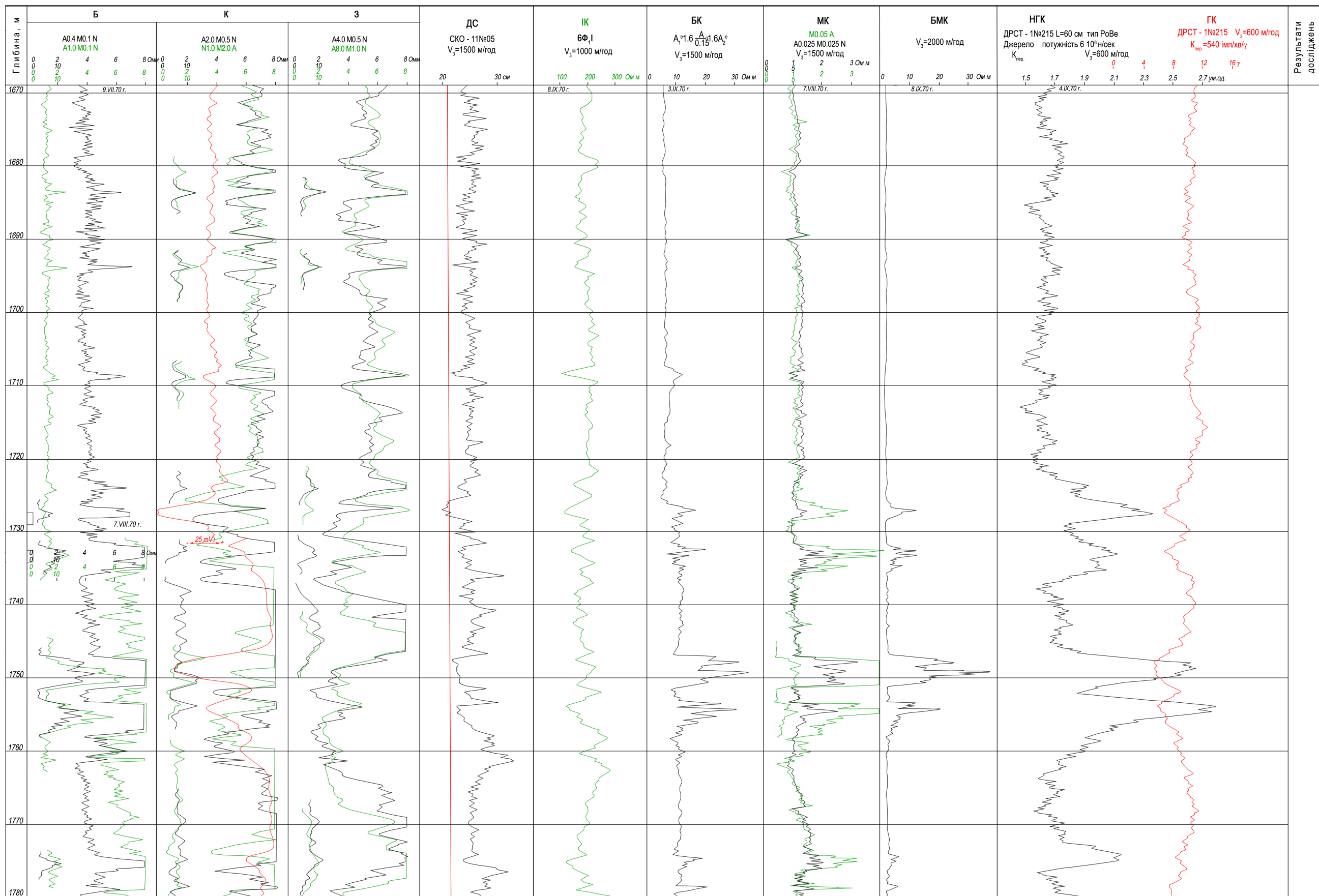


Рисунок 2.3 - Планшет комплексу методів ГДС (св. №5-Ковалівка-Черешенька)

Впровадження метода АК у виробництво відбувалося в кінці розвідки родовищ, а не виконання методів БМК, МК, ІК і НГК в окремих випадках – технічним станом стовбура свердловин.

Якість матеріалів геофізичних досліджень, в основному, задовільна.

Всі види досліджень, за винятком акустичного каротажу і акустичного цементоміра, проводились на одножильному кабелі з використанням лабораторій АКС-Л-7 і підіймачів ПК-2 і ПК-4.

Нижче наводиться коротка характеристика окремих методів [1, 2, 3].

**Стандартний каротаж** виконувався градієнт- і потенціал-зондами з записом кривої самочинної поляризації (ПС). Розмір потенціал-зонда становив  $AM=0.5\text{м}$  (A0.5M8.0N),  $AM=0.25\text{ м}$  (B2.5A0.25M), а градієнт-зонда –  $AO=2.25\text{м}$  (A2.0M0.5N),  $AO=2.62\text{ м}$  (M2.5A0.25B). Криві стандартного каротажу записувались в аналоговій формі. Застосовувалась апаратура КПС-1, КПС-2. Масштаб запису кривих опору  $10\times 50\times 250\text{ Ом м/2 См}$ , кривої ПС – 20 або 50 мВ/2 см.

**Бокове каротажне зондування (БКЗ)** проводилося у розрізі продуктивних відкладів градієнт-зондами: A0.5M0.1N (A0.4M0.1N); A1.0M0.1N; A2.0M0.5N (A2.25M0.25N); A4.0M0.5N; A8.0M1.0N і покрівельним градієнт-зондом: N0.5M2.0A. Крива ПС записувалась під час окремого спуску приладу. Криві БКЗ записувались в аналоговій формі. Масштаб запису кривих опору  $2\times 10\times 50$  або  $0,4\times 2\times 10\text{ Ом м/2 см}$ ; кривих ПС – 20 або 50 мВ/2 см. Продуктивний горизонт охоплений кривими БКЗ в усіх свердловинах.

**Мікрокаротаж (МК)** проводився з метою виділення колекторів і оцінки питомого опору промитої зони пластів. Криві реєструвались в аналоговій формі. Масштаби запису кривих –  $1.0\text{ Ом м/см}$ . Мікрокаротаж проводився апаратурою МДО-1 і МДО-2. Швидкість реєстрації до 1000 м/год.

**Боковий мікрокаротаж** виконувався апаратурою КМБК і МК-АГАТ з метою визначення питомого електричного опору промитої зони пластів.

Масштаб кривих опору  $4 \times 20 \times 100$  Ом м/2 см. Швидкість реєстрації до 1000 м/год.

**Індукційний каротаж** виконувався апаратурою АІК-3 і АІК-5. Масштаб реєстрації кривої провідності  $50 \times 250$  мСм/2см.

**Боковий каротаж** виконувався апаратурою ТБК і АБК-1. Масштаб запису кривих опору  $2 \times 10 \times 50 \times 250$  Ом м/2 см.

**Гама-каротаж (ГК)** проводився в усіх свердловинах з метою визначення літологічної характеристики, оцінки глинистості пластів, а також для взаємної ув'язки за глибиною вимірювань в закріпленій колоною свердловині з вимірюванням у відкритому стовбурі свердловини. Запис кривих ГК виконувався різною апаратурою (ДРСТ, НГГК, СРК та ін.). Одиниці вимірювання гама-поля – мкр/год. Швидкість запису становила 200–980 м/год. Методом ГК охоплені всі види свердловини. Криві записувались в масштабі глибин 1:500 і 1:200.

**Нейтронний гама- каротаж (НГК)** записувався для літологічного розчленування розрізу і відбивки ГВК. Метод НГК проводився у відкритому стовбурі свердловини. За фізичну одиницю приймалась умовна одиниця. Метод НГК виконувався апаратурою НГГК, ДРСТ, СРК. Довжина – 0,6 м. Швидкість запису – 200–980 м/год. Масштаб кривої – 0.1 ум.од/см. Крива НГК реєструвалась одночасно з кривою ГК. В якості джерела нейтронів застосовувалась суміш полонію з берилієм. Метод НГК проведений в усіх свердловинах.

**Акустичний каротаж** виконувався апаратурою СПАК-2М і АКБ-1. Під час проведення вимірювань кривих  $T_1$  і  $T_2$  масштаб установлювався 200 мкс/2 см, кривої  $\Delta T$  – 50-100 мкс/м/2 см. Швидкість реєстрації до 1200 м/год. Дослідження методом АК виконані тільки у свердловинах №21 і №27.

**Кавернометрія і профілеметрія** виконувалась приладами СКП і СКПД-3. Кавернограми реєструвались в масштабі 1:2,5 см при деталізаційних дослідженнях, 1:5 см - під час загальних. Профілі свердловини ПМ-1 і ПМ-2 записувались в масштабі 10 см/2см. Швидкість

запису – до 1200 м/год.

*Термометрія* проводилась електрометрами ТЕГ-60 і ТР-7. Масштаб термограм 1°/2 см. Швидкість реєстрації визначалась із співвідношення  $V_t=1200$ .

Контроль цементування свердловин проводився за матеріалами акустичного каротажу за затуханням (апаратурою АКЦ-4) і гама-гама-каротажу.

### **Висновок**

Комплекс промислово-геофізичних методів дослідження свердловин Ковалівського газового родовища є типовим, який виконувався практично в усіх свердловинах Західної нафтогазоносної провінції. Враховуючи геологічні особливості родовища, умови проведення досліджень такий комплекс надає можливість із доволі високою достовірністю вирішити геолого-геофізичні задачі із метою пошуку та розвідки покладів вуглеводнів.

### **3 ЛІТОЛОГІЧНЕ РОЗЧЛЕНУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИН КОВАЛІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ТА ВИДІЛЕННЯ В НЬОМУ КОЛЕКТОРІВ**

#### **3.1 Аналіз ефективності використання комплексу методів ГДС для виділення порід-колекторів**

Розглянувши детально у першому розділі геологічну будову Ковалівського газового родовища, фізико-літологічні характеристики порід-колекторів, а у цьому розділі комплекс промислово-геофізичних методів дослідження свердловин та ознаки виділення порід-колекторів, можна обґрунтувати раціональність використання методів ГДС при виділенні колекторів на даному родовищі.

Стандартний каротаж є обов'язковим методом по всьому розрізі свердловини. За допомогою цього методу вирішувалось ряд задач якісного характеру, а саме здійснювалось літологічне розчленування розрізу та виділялись пласти-колектори та визначались їхні границі. Тому на даному родовищі необхідно проводити цей метод.

Поклади газу Ковалівського родовища приурочені до баденських відкладів неогенової системи. Дані продуктивні відклади в основному виповнені пісковиками і алевролітами. Тому крива ПС в такому розрізі дозволяє виділити піщано-алевролітові пласти від глин. На кривій ПС піщано-алевролітові пласти відмічаються мінімумами потенціалу (крива ПС відхиляється вліво), а навпроти глин максимумами (відповідно відхиляється вправо).

В піщано-глинистому розрізі крива ПС виділяє проникні пласти. Виключення складають щільні, малопористі пісковики та алевроліти.

Глинисті піщано-алевролітові пласти (глинисті колектори) мають в порівнянні з чистими, піщано-алевролітовими пластами, з тою ж мінералізацією пластової води, меншу амплітуду відхилення ПС. В таких умовах можна якісно оцінити відносну глинистість породи за даними ПС.

Однак даний метод не завжди дає однозначних результатів при виділенні колекторів на Ковалівському газовому родовищі, оскільки дуже сильно впливає на форму кривої ПС хімреагенти, які додавались до бурових розчинів. Але зважаючи на те що крива ПС одночасно реєструється із методом БКЗ, її все ж таки можна включити в раціональний комплекс методів ГДС для вирішення поставленої перед нами задачі.

Враховуючи фізико-літологічні особливості даного регіону, дослідження розрізів свердловин методом БКЗ буде відмічатися високою ефективністю. Оскільки даний геологічний розріз представляє собою пласти великої потужності (у косівській світі, в яких зосереджені основні продуктивні пласти). Товщина косівської світи змінюється по площі від 1195 до 1865 .

Оскільки боковий каротаж найбільш ефективний для дослідження розрізів свердловин, складених високоомними породами-колекторами, та при високій мінералізації бурового розчину. Тому за допомогою цього методу у при таких умовах можна краще розчленувати розріз свердловини і одержати більш точні дані про питомий опір порід, ніж це вдається зробити при проведенні методів уявного опору із різноглибинними зондами.

Перевагою індукційного каротажу перед іншими електричними методами є те, що не потрібно безпосереднього контакту (гальванічного зв'язку) вимірювальної схеми з буровим розчином. Це дозволяє застосовувати його в свердловинах з непровідним буровим розчином. Разом з тим даний метод також ефективно себе проявляє у свердловинах з провідним буровим розчином.

Індукційний каротаж дає однозначні результати у свердловинах з підвищеним проникненням бурового розчину в низькоомних розрізах.

Але слід зазначити, що цей метод працює достатньо надійно у випадку промивної рідини низької мінералізації ( $\rho_p > 1$  Ом·м). А як ми знаємо що питомий опір промивної рідини по свердловинах коливається в межах від 0.3 до 1.8 Ом. Тому не по всіх свердловинах цей метод дасть можливість

частково достовірно виділити колектора.

Враховуючи геологічну будову і фізико-літологічні властивості колекторів родовища, мікрокаротаж буде інформативним, оскільки на відміну від інших методів опору даний метод дає можливість визначити [2,4]:

- мікрокавернометрія, що дозволяє по помітному звуженню діаметра свердловини  $d_c$  у гранулярних і його збільшенню в карстово-кавернозних і тріщинуватих карбонатних колекторах установлювати їхню наявність;

- коркометрія, що дає можливість по збільшенню товщини глинистої кірки визначати присутність колектора;

- мікрозондування, що дозволяє виділяти колектори по ділянках низьких позірних опорів, не більш ніж у 10 разів перевищуючих  $\rho_p$ , і позитивним збільшенням  $\rho_{к.пмз} - \rho_{к.гмз}$

За методикою мікрозондів найбільше однозначно встановлюються досить однорідні тонкошаруваті колектори з міжзерновою чи дрібнотріщинуватою пористістю.

На покази зондів методу МБК у значно меншій мірі впливає мінералізована промивна рідина та глиниста кірка, ніж на покази звичайних мікрозондів. У зв'язку з цим метод МБК знайшов широке застосування при дослідженні свердловин з значно мінералізованими промивними рідинами.

Криві ефективного опору МБК використовуються для точного визначення границь і потужності пластів, виділення прошарків, визначення літології розрізу та виділення колекторів.

Враховуючи геологічні умови проведення досліджень у свердловинах, виділення пластів-колекторів та визначення їх фільтраційно-ємнісних властивостей за даними АК, порівняно з іншими методами, є достатньо точними, на які мало впливає технічний стан свердловин, хімічний склад і фізичні властивості промивної рідини. В більшій мірі на точність методу впливають такі фактори:

- глинистість колектора;
- залишкова нафтогазонасиченість;

– штучна тріщинуватість присвердловинної частини пласта.

Проаналізувавши вище перераховані фактори даний метод є ефективний при вирішенні геолого-геофізичних задач на Ковалівському газовому родовищі.

Методи ГК і НГК в даних геологічних і фізико-літологічних умовах звалягання порід-колекторів є необхідними для літологічного розчленування розрізу свердловин, виділення пластів та визначення ефективних товщин.

Кавернометрія є обов'язковим методом при виділенні продуктивних товщ. Головною ознакою про наявність колектора є зменшення діаметра свердловини на кавернограмі. Зменшення діаметра свердловини відбувається за рахунок утворення глинистої кірки на стінках свердловини (налипаня глинистих частинок бурового розчину на стінку свердловини).

### **3.2 Кореляція та літологічне розчленування розрізів свердловин**

3.2.1 Кореляція розрізів свердловин. До колекторів на даній площі віднесені піщані породи, які здатні вміщувати газ або воду і віддавати їх під час розробки. За умовами утворення колектори Ковалівського газового родовища відносяться до осадових відкладів. За речовинним складом піщанисті породи є теригенного типу.

Породи верхнього бадену широко розповсюджені в південно-східній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Кореляція розрізів свердловин верхньобаденських відкладів за даними ГДС зазнає труднощів. Єдиним витриманим корелятивом у цій зоні прогину є гіпсо-ангідритовий горизонт. У розрізі самої світи витримані літолого-геофізичні репери відсутні. На Ковалівському родовищі в свердловинах № 2, 6, 27–КЧ гіпсо-ангідритовий горизонт і нижня частина косівської світи розмиті, а тому кореляція розрізів велася на основі поділу світи за літологічними ознаками на дві товщі [1]:

- нижню – піщано-глинисту
- верхню – глинисту.

Незважаючи на розмив нижньої частини світи, фаціальну невитриманість відкладів, які її складають, лінзоподібну будову пластів, перехід від нижньої товщі до верхньої простежується на площі повсюдно. Границя цього поділу з деякою умовністю і була прийнята за основний корелятив (рис. 3.1).

В нижній, піщано-глинистій товщі потужністю 240-550 м присутні колектори з підвищеною пористістю. Вони представлені пластами пісковиків товщиною від 1 до 30-40 м. Однак пісковики мають лінзоподібну будову, часто заміщуються глинами, погано корелюються. Потужність самої товщі також не витримана. У припіднятих блоках відбувається зменшення її товщини, в основному за рахунок різкого скорочення піщаних пластів і збільшення глинистості в нижній частині товщі.

Пласти пісковиків розподіляються по розрізу нерівномірно. В окремих інтервалах їх число і товщина наростають і вони утворюють піщанисті пачки, які більш упевнено, незважаючи на невитриманість кожного пласта окремо, простежуються по площі.

Вище залягаюча глиниста товща є біднішою на колектори. Піщанисті прошарки утворюють або малої товщини піщано-алевролітисті пачки, які простежуються на невеликій відстані, або окремі лінзи.

3.2.2 Виділення порід-колекторів. Порові теригенні пороли-колектори характеризуються кількісними і якісними критеріями, які залежать від багатьох факторів. Під час розбурювання теригенних колекторів, до яких належать породи даного родовища, на прісному глинистому розчині ознаками проникнення служать [5]:

а) звуження діаметра свердловини на кривій кавернометрії і профілеметрії;

б) радіальний градієнт опорів, заміряних зондами з різною глибинністю досліджень – мікрокаротажу, бокового мікрокаротажу, БКЗ та ін

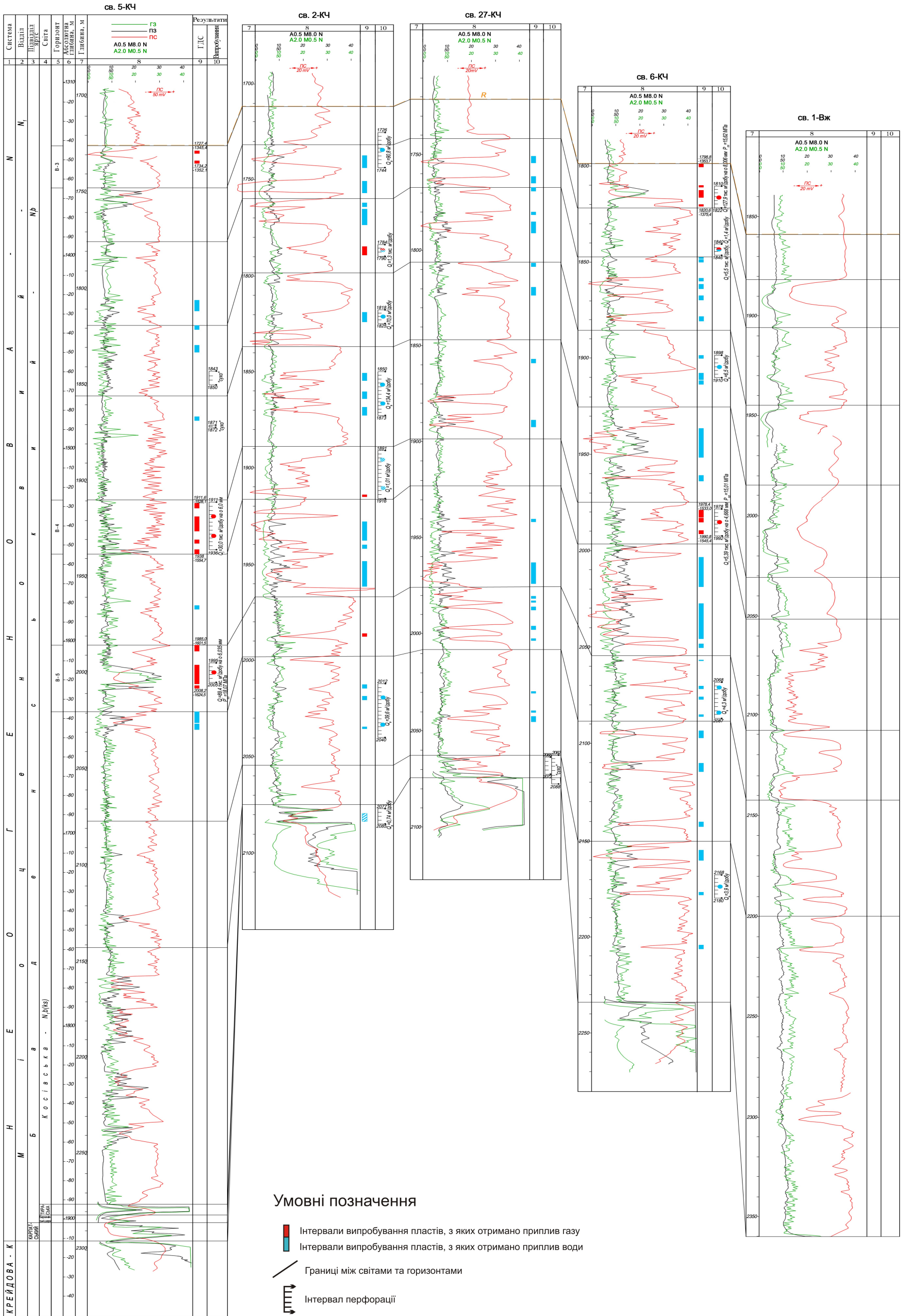


Рисунок 3.1 - Схема кореляції по лінії свердловин 5 КЧ-2 КЧ-27 КЧ-6 КЧ-1 Вж

До побічних якісних ознак відносяться [5]:

а) аномалії на кривих ПС при невисокій відкритій глинистості ( $h_{\text{гл}} < 0,4-0,5$ ); аномалії ПС мають від'ємний знак, оскільки  $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$ ;

б) низькі покази гамма-активності на кривих гама-каротажу.

Виділення порових колекторів за даними побічних кількісних критеріїв обумовлено такими вимогами:

а) в досліджувальному розрізі породи-колектори відрізняються від порід-неколекторів значеннями фільтраційно-ємкісних властивостей, а відповідно і значеннями геофізичних характеристик, які відображають ці властивості;

б) межа між колекторами і неколекторами характеризується нижніми граничними значеннями проникності ( $K_{\text{пр.гр.}}$ ) і пористості ( $K_{\text{п.гр.}}$ ), максимальними граничними значеннями глинистості ( $K_{\text{гл.гр.}}$ ) і відповідними граничними значеннями геофізичних параметрів, які відображають пористість і глинистість порід.

Для продуктивних відкладів Ковалівського родовища при визначенні  $K_{\text{п.гр.}}$  використана залежність між відкритою пористістю і проникністю, визначених за даними керна, відібраного в свердловинах площ Ковалівка-Черешенька, Черногузи, Богородчани-Парище (рис. 3.2). Виходячи з критичного значення проникності, яке для нижнього сармату-верхнього бадену прийнято  $0,1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, нижній межі пористості відповідає значення  $K_{\text{п.гр.}} = 10\%$  [1, 6].

У зв'язку з недостатньою тісністю взаємозв'язку цих петрофізичних величин, через незначної кількості представленого керну, для уточнення межового значення колекторських властивостей був проведений статистичний аналіз геофізичних характеристик з допомогою кривих розподілу окремо для інтервалів, які дали припливи газу, і для "сухих" інтервалів (рис. 3.3). Диференціація розрізу найкраще відображена на кривих ГК і цей метод природної радіоактивності був використаний нами для розподілу порід на колектори і неколектори. За побудованими кривими

розподілу (рис. 3.3) найімовірніша величина подвійного різницевого параметра  $\Delta I_\gamma$ , що розподіляє два класи порід, складає 0,475. За проведеними зіставленнями параметра  $\Delta I_\gamma$  і коефіцієнта пористості одержана залежність між  $\Delta I_\gamma$  і коефіцієнтом пористості  $K_n$  (рис. 3.4):

$$\Delta I_\gamma = 1,373 - 0,382 \ln K_n \quad R = 0,907 \quad (3.1)$$

Значенню  $\Delta I_\gamma = 0,475$  відповідає величина коефіцієнта пористості  $K_{н.гр.} = 10\%$ . Отже, значення нижньої межі пористості, одержаної за двома методами, є близькими. Слід зазначити, що встановлене граничне значення  $\Delta I_\gamma = 0,475$ , може застосовуватись для пластів, товщина яких  $H_{пл} > 1$  м.

Визначення ефективних товщин пористих пісковиків проводилось в два етапи [1]:

а) В розрізі свердловин виділялись загальні інтервали залягання піщанистих пачок. Відтак за комплексом геофізичних ознак виділялись піщанисті пропластки і уточнялись їх границі розповсюдження.

б) За даними ГК, БМК, БК і малих зондів БКЗ із виділеної товщини пачки вилучались аргілітисті і ущільнені прошарки. Мінімальна товщина прошарків приймалась 0,4 м.

Під час вилучення із пластів прошарків неколекторів для кожного із пропластків пісковиків проводився розрахунок коефіцієнтів відкритої пористості. За колектор приймалися тільки ті, коефіцієнт пористості яких виявився рівним або більшим 10 %, що відповідало величині  $\Delta I_\gamma = 0,475$ .

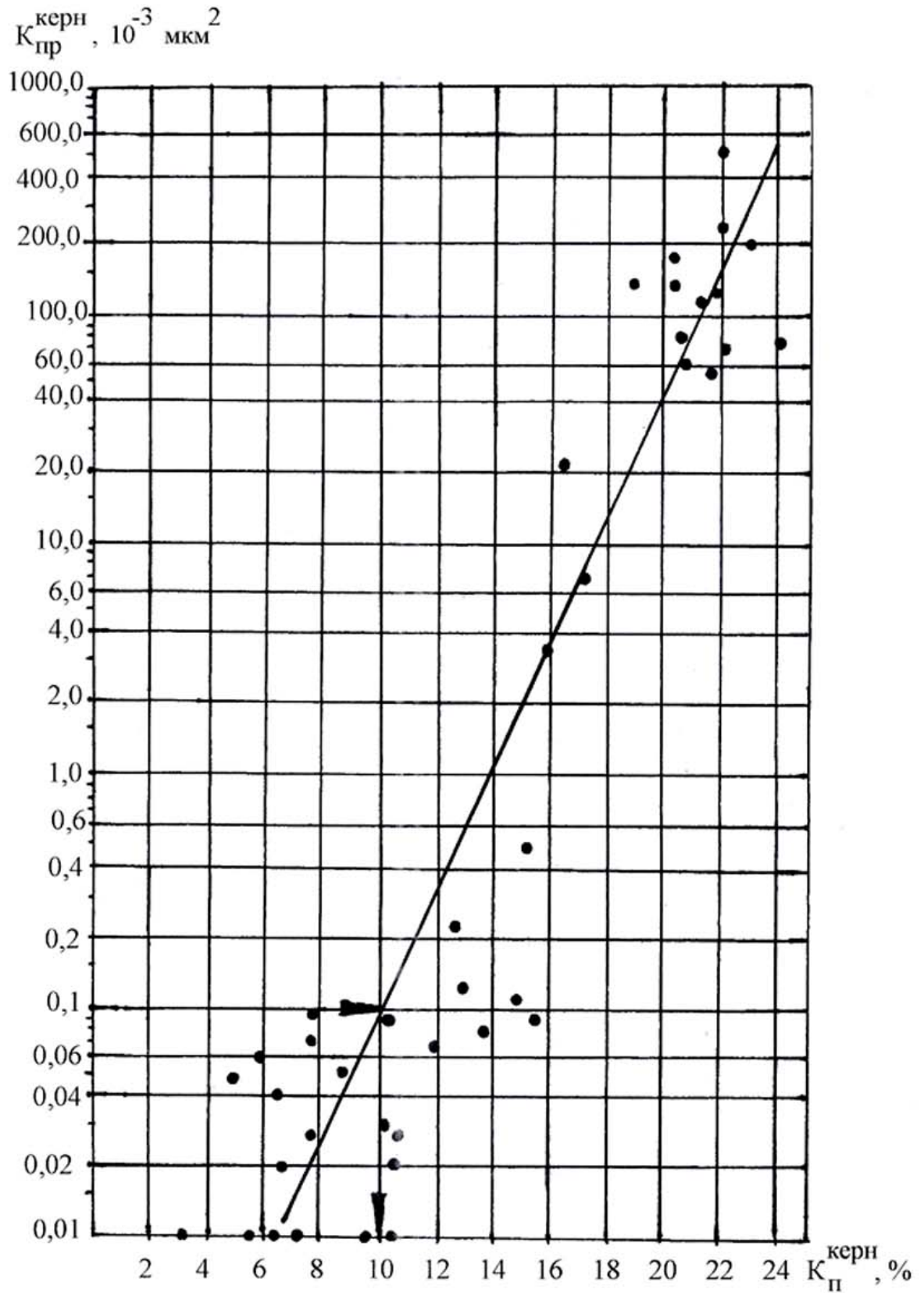


Рисунок 3.2 – Графік залежності між коефіцієнтами проникності ( $K_{пр}$ ) і пористості ( $K_{п}$ ) (Чорногузи, Ковалівка-Черешенька, Богородчани)

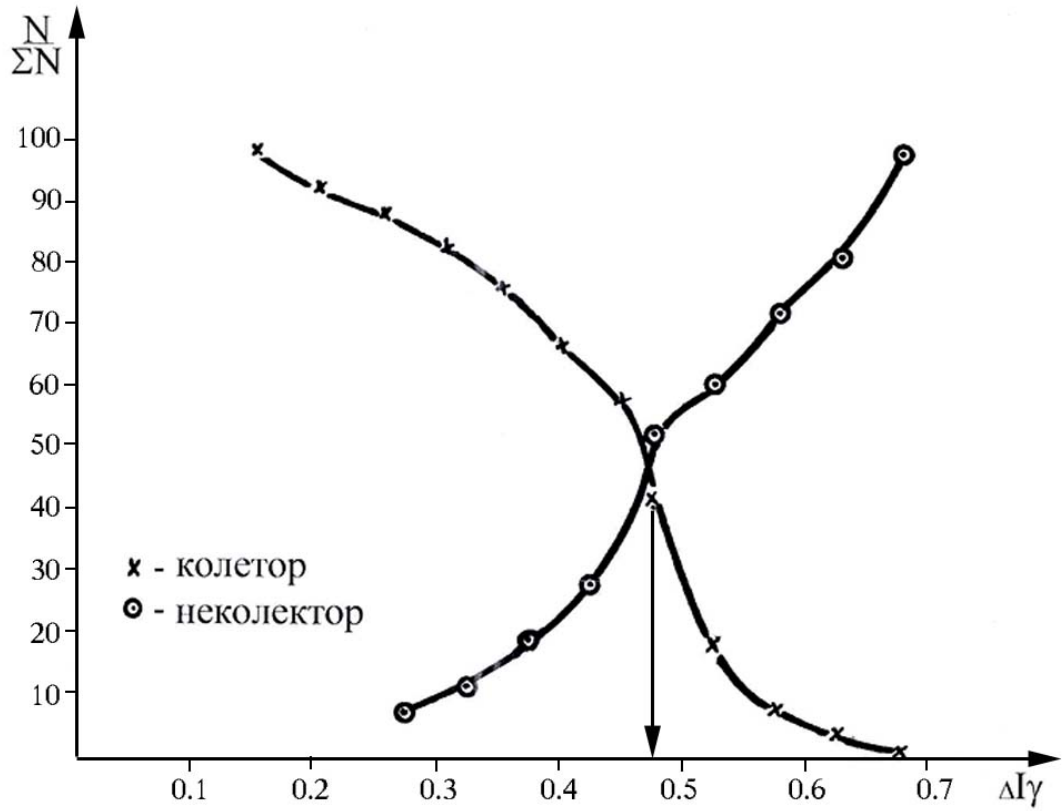


Рисунок 3.3 –Криві розподілу параметра  $\Delta I_\gamma$  для колекторів і не колекторів  
(Ковалівське газове родовище)

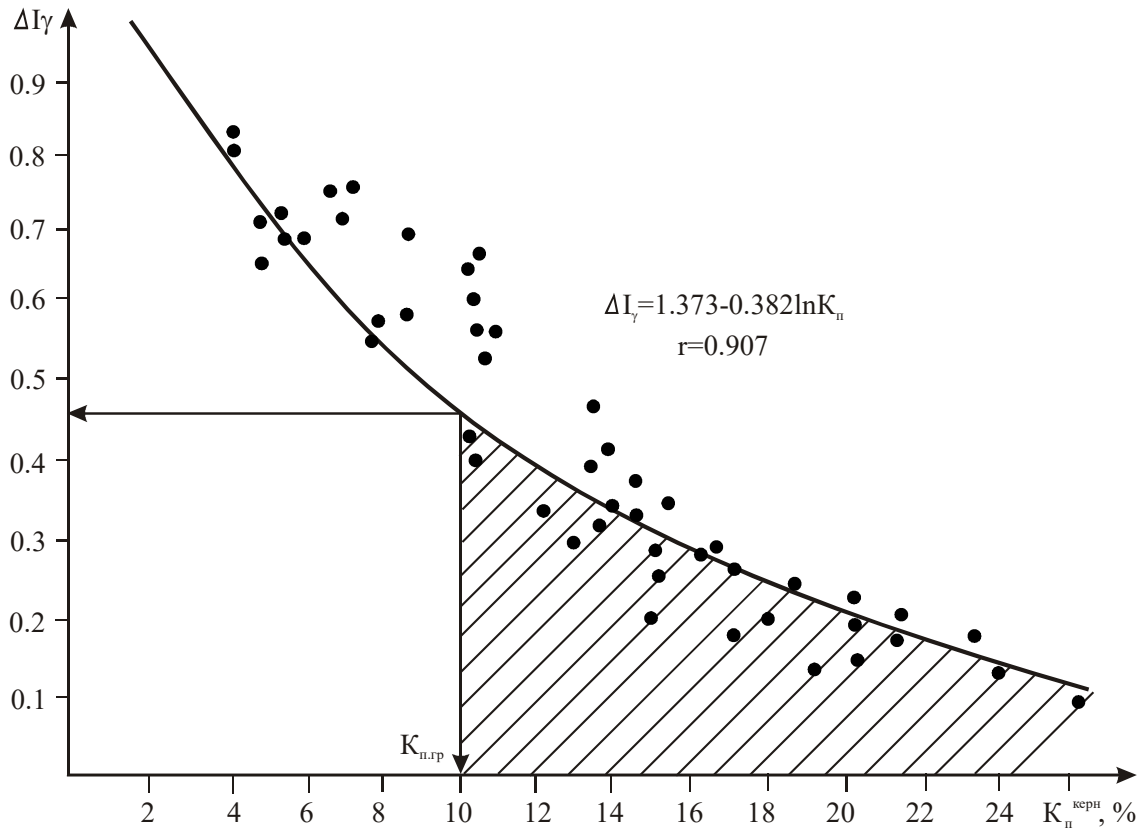


Рисунок 3.4 – Графік залежності між пористістю ( $K_p$ ) і подвійним різницею параметром ( $\Delta I_\gamma$ )

## **Висновок**

Детальний аналіз комплексу методів геофізичних досліджень свердловин, який використовувався для виділення пластів-колекторів у відкладах косівської світи показав їх високу ефективність при вирішенні поставленої задачі. Не зважаючи на труднощі із наявними корелятивами (гіпсо-ангідритовий горизонт і нижня частина косівської світи розмиті), все ж таки вдалося виконати кореляцію продуктивних горизонтів в межах косівської світи.

Враховуючи те, що породи-колектори косівської світи Ковалівського родовища відносяться до теригенних, то літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин виконувалось із високою достовірністю за якісними та кількісними прямими та побічними ознаками.

## 4 ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН КОВАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА

### 4.1 Петрофізичні моделі, які покладені в основу виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів

Вірогідність оцінки пористості пластів-колекторів в значній мірі залежить від обґрунтування петрофізичних залежностей, які використовуються під час інтерпретації матеріалів ГДС. Для оцінки пористості використовувались залежності, встановлені для верхньобаденських відкладів в південно-східній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину (пл. Черногузи, Шеремети, Ковалівка, Богородчани, Богородчани-Парище), оскільки керну на даній площі в розрізі продуктивних відкладів недостатньо.

Таким чином, нами рекомендовані такі петрофізичні залежності:

$$P=0,6595 \cdot K_{\text{п}}^{-1,9194} \quad (4.1)$$

$$P_{\text{н}}=1,038 \cdot K_{\text{в}}^{-1,782}; \quad (4.2)$$

$$K_{\text{п}}^{\text{пс}}=19,7 \alpha_{\text{пс}}+4,74 \quad (4.3)$$

$$K_{\text{п}}^{\text{гк}}=-33,9 \Delta I_{\gamma}+26 \quad (4.4)$$

$$K_{\text{гл}}=31,24 \Delta I_{\gamma}+3,9848 \quad (4.5)$$

$$K_{\text{в. зв.}}=125,9 \cdot e^{-0,0727 K_{\text{п}}} \quad (4.6)$$

$$\Delta I_{\gamma}=1,373-0,382 \ln K_{\text{п}} \quad (4.7)$$

де  $P$  – відносний опір;

$K_{\text{п}}^{\text{пс}}$   $K_{\text{п}}^{\text{гк}}$  – коефіцієнт відкритої пористості, визначений за даними  $\alpha_{\text{пс}}$ ,  $\Delta I_{\gamma}$ , %;

$P_{\text{н}}$  – коефіцієнт збільшення опору ;

$K_{\text{в. зв.}}$  – коефіцієнт залишкової водонасиченості, %;

$\alpha_{\text{пс}}$  – відносний параметр ПС;

$\Delta I_\gamma$  – подвійний різницевий параметр ГК;

$K_{\text{гл}}$  – коефіцієнт об'ємної глинистості;

$e$  – основа натурального логарифму ( $e=2,7183$ ).

Графіки рівнянь (4.1), (4.2), (4.5), (4.6), (4.7) представлені на рисунках (4.1), (4.2), (4.3), (4.4), (4.5).

## 4.2 Визначення коефіцієнтів пористості за даними методу опору

Відносний опір  $P$  для газоносних колекторів визначався за формулою:

$$P = \frac{\rho_{\text{пз}}}{\rho_{\text{ф}} \cdot \Pi_{\text{п}} \cdot P_{\text{нз}}} \quad (4.8)$$

де  $\rho_{\text{пз}}$ ,  $\rho_{\text{ф}}$  – питомий електричний опір промитої зони і фільтрату промивальної рідини, Ом·м;

$\Pi_{\text{п}}$  – поправка за поверхневу провідність;

$P_{\text{нз}}$  – параметр залишкової газонасиченості у промитій зоні. Для водоносного пласта  $P_{\text{нз}}$  дорівнює одиниці.

Параметр  $P_{\text{нз}}$  визначався за формулою:

$$P_{\text{нз}} = \frac{1}{(1 - K_{\text{гз}})^2}, \quad (4.9)$$

де  $K_{\text{гз}}$  – коефіцієнт залишкової газонасиченості в промитій зоні. Для колекторів даного родовища  $K_{\text{гз}}=0,3$ . В однорідних пластах питомий опір промитої зони визначався за даними БМК.

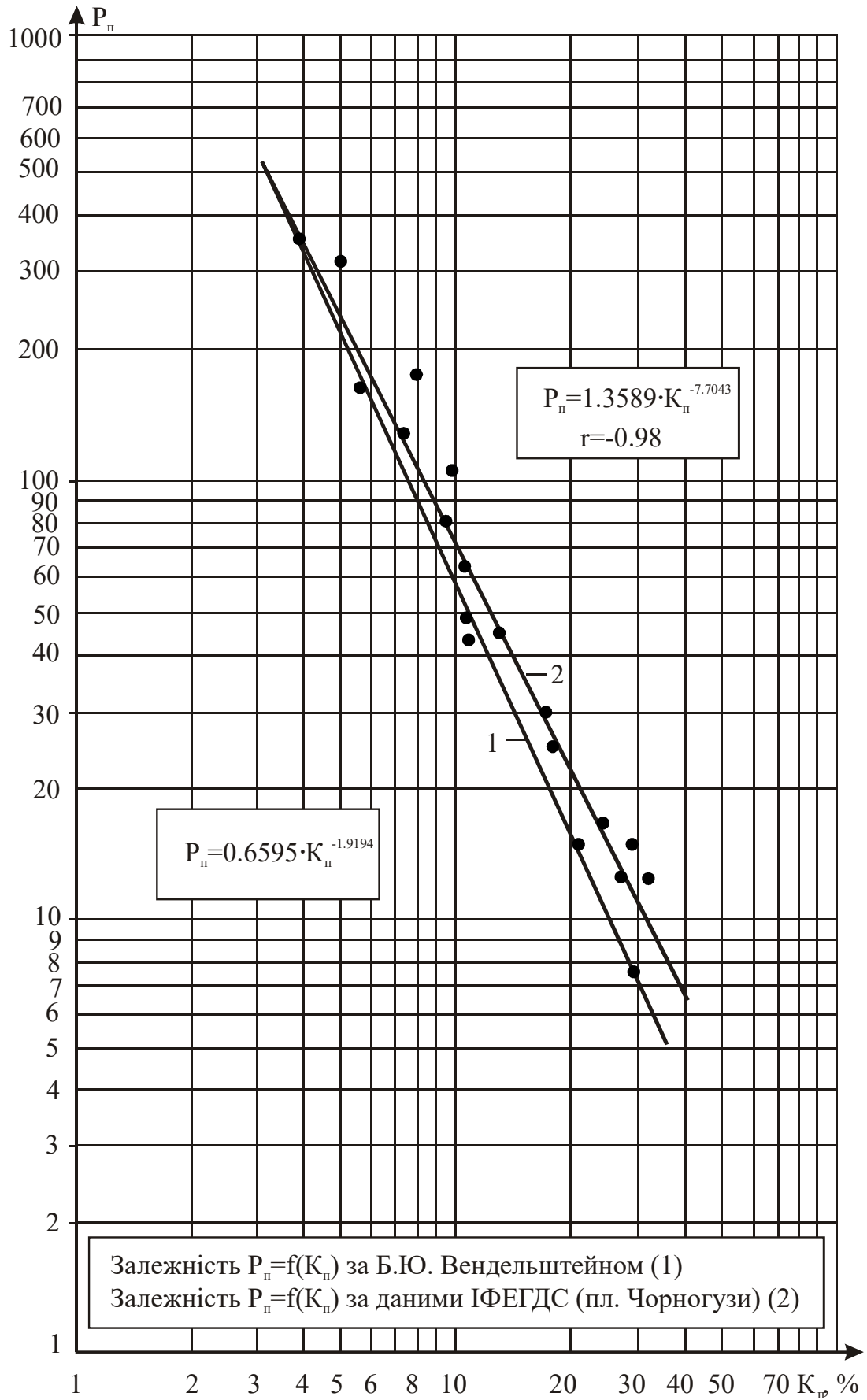


Рисунок 4.1 – Графік залежності відносного опору ( $P$ ) від коефіцієнта пористості ( $K_{п}$ )

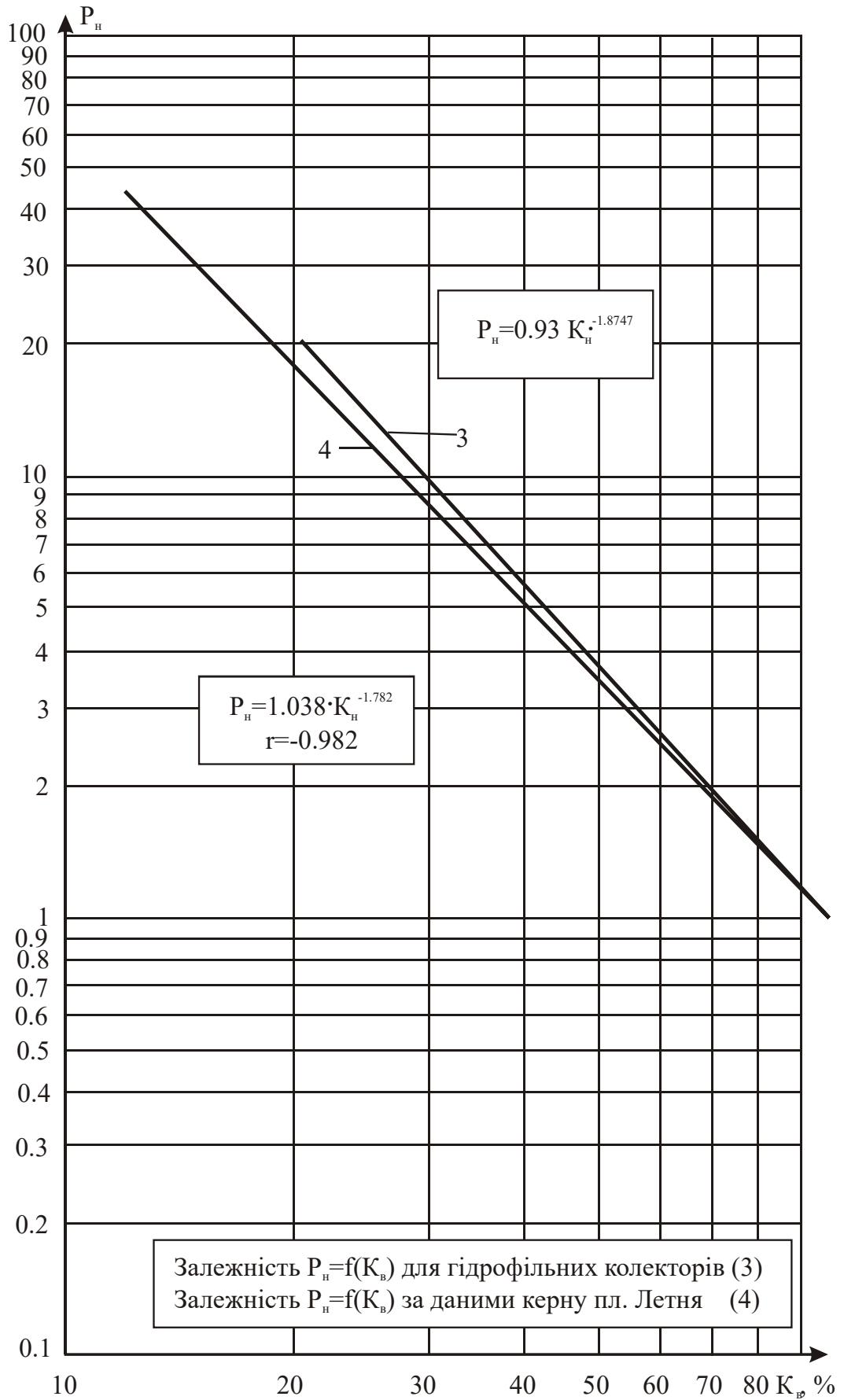


Рисунок 4.2 – Графік залежності параметра насичення ( $P_n$ ) від коефіцієнта водонасичення ( $K_B$ )

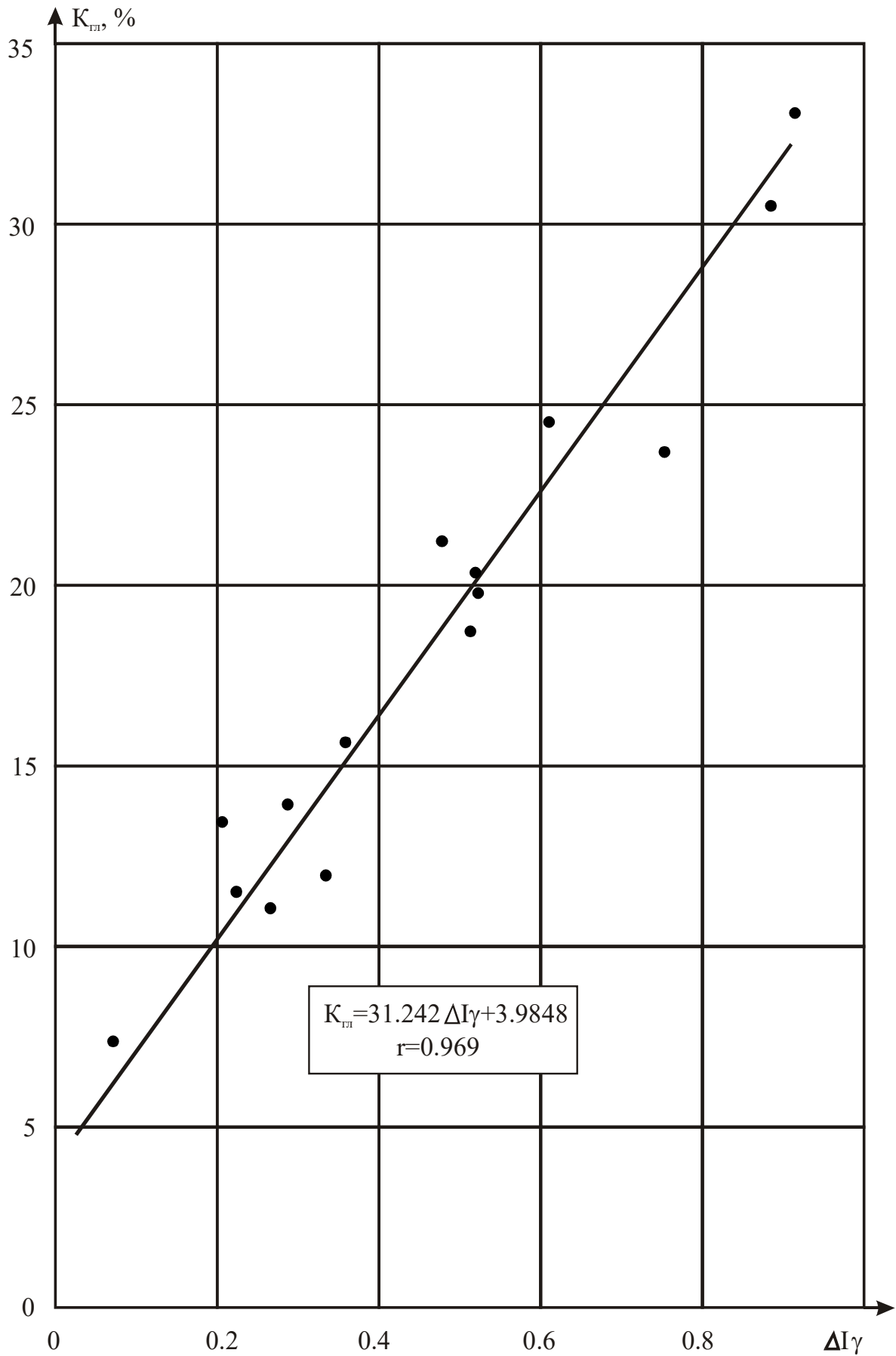


Рисунок 4.3 – Графік залежності коефіцієнта глинистості ( $K_{гп}$ ) від подвійного різницевого параметра ( $\Delta I_\gamma$ )

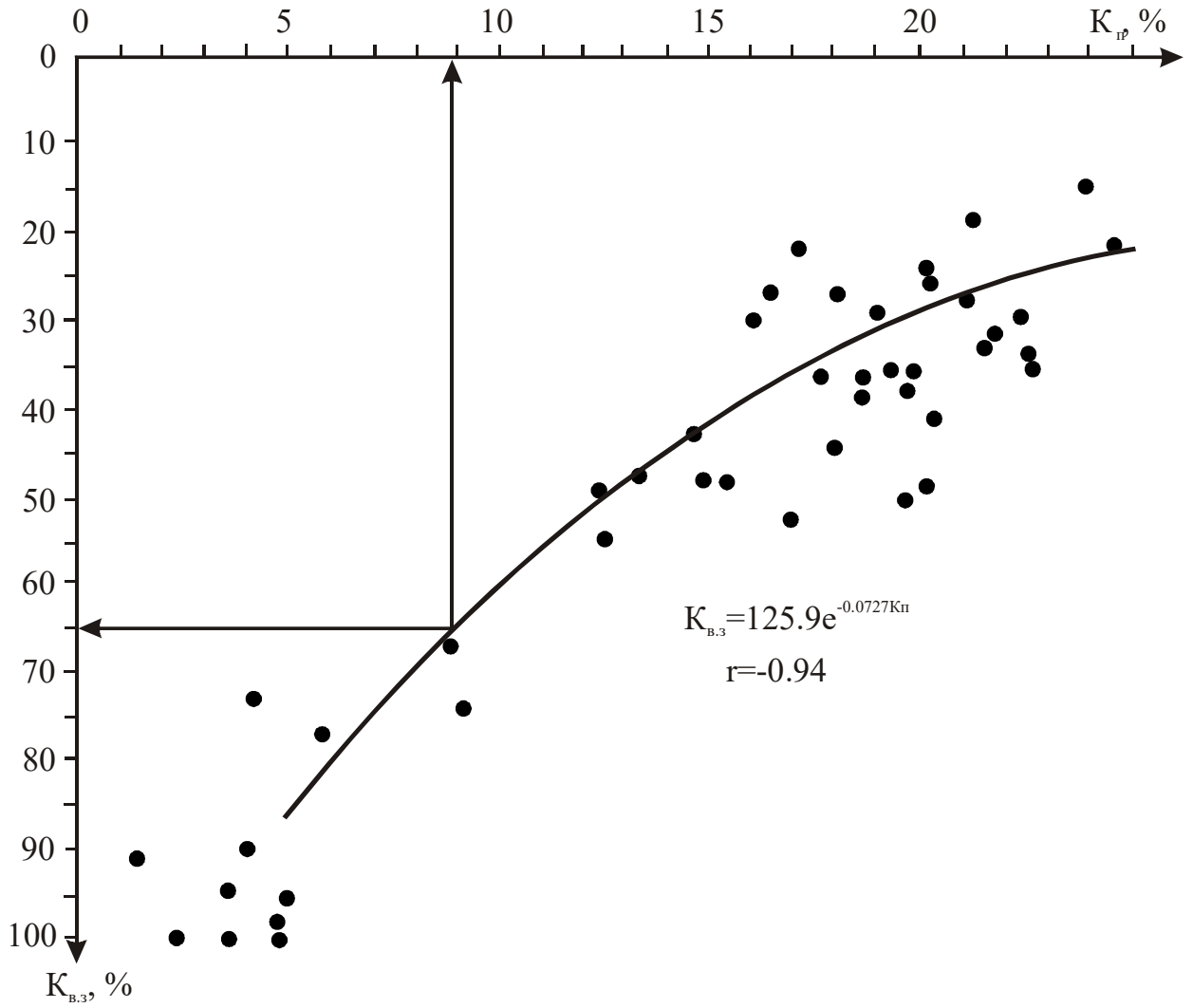


Рисунок 4.4 – Графік залежності  $K_{в.зв.}$  від  $K_{п}$  для неогенових відкладів  
 Передкарпаття

У свердловинах, де були відсутні дані БМК, коефіцієнт пористості визначався за даними опору зони проникнення  $\rho_{зп}$ . У формулі (4.8) замість параметра  $\rho_{\phi}$  приймався опір суміші фільтрату з пластовою водою  $\rho_{\phi в}$ , який визначався за такою формулою:

$$\rho_{\phi в} = \frac{\rho_{\phi} \cdot \rho_{\phi}}{\rho_{\phi} z + (1 - z) \cdot \rho_{\phi}}, \quad (4.10)$$

де,  $\rho_{\phi}$ ,  $\rho_{\phi в}$  – питомий електричний опір фільтрату і пластової води, Ом м;  
 $Z$  – частка залишкової пластової води в порах колектора зони проникнення.

Питомий опір зони проникнення визначався за даними БКЗ і потенціал-зонда стандартного електрокаротажу.

Одержані значення  $K_{п}$  порівнювалися з даними інших методів (акустичного каротажу, методу ПС) і при їх збіганні приймалися середні величини пористості.

### **4.3 Визначення коефіцієнтів пористості за даними акустичного каротажу**

Коефіцієнти пористості за даними АК визначались за графіком (рис. 4.5), встановленим в ІФЕГДС, а також за рівнянням середнього часу, одержаним М. Віллі, А. Грегори і Л. Гарднером [4, 5]:

$$\Delta T_{п} = \Delta T_{тв} + (\Delta T_{з} - \Delta T_{тв}) K_{п}, \quad (4.11)$$

де  $\Delta T_{п}$  – інтервальний час у породі, мкс/м;  
 $\Delta T_{тв}$  і  $\Delta T_{з}$  – відповідно інтервальний час у скелеті породи і в заповнювачі пустот колектора, мкс/м.

Рівень впливу різних параметрів, які входять до рівняння (4.11), на точність оцінки  $K_{п}$  неоднаковий. Інтервальний час у заповнювачі порового

простору залежить від складу флюїдів і змінюється в залежності від температури  $t$  і тиску  $P$  (глибини залягання). Для водних розчинів  $\Delta T_B$  визначається достатньо точно за емпіричним виразом [4]:

$$\Delta T_B = \frac{7^{10}(1 - 1,2 \cdot 10^{-3} p)}{(1 + 2,2 \cdot 10^{-3} - 1,65 \cdot 10^{-5} t^2)(1 + 5,5 \cdot 10^{-4} C_B)}, \quad (4.12)$$

де,  $p$  – тиск, МПа;

$t$  – температура, °С;

$C_B$  – мінералізація, кг/м<sup>3</sup>.

Величина  $\Delta T_3$  для водяних розчинів, складає 590-690 мкс/м, для нафти – 715-770 мкс/м, метану – 2100 мкс/м.

Для глибин 900-1000 м, на яких залягають газоносні колектори на даному родовищі,  $\Delta T_3$  складає 187 мкс/м.

Для пластів, заглинизованість яких перевищує 5-7 %, вводились поправки на глинистість. Для цього за даними ГК визначили коефіцієнти об'ємної глинистості за формулою (4.5), які з урахуванням величин  $\Delta T_{\text{гл}}$  використовувалися для оцінки дійсної величини пористості  $K_{\text{п.іст.}}$  за формулою:

$$K_{\text{п.іст.}} = K_{\text{п}}^{\text{AK}} - K_{\text{гл}} \frac{\Delta T_{\text{зл}} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_3 - \Delta T_{\text{ск}}}, \quad (4.13)$$

де,  $K_{\text{п}}^{\text{AK}}$  – пористість пласта за рівнянням (4.12).

Для верхньобаденських відкладів має значення також залишкова газонасиченість в зоні проникнення. Для колекторів площі Черногузи розрахована залежність між  $\Delta T_{\text{п}}$  і  $K_{\text{п}}$  при залишковій газонасиченості ( $K_{\text{гз}}=0,3$ ). Залежність має такий вигляд:

$$K_{\text{п}}^{\text{AK}} = \frac{\Delta T - 187}{9,6821} \quad (4.14)$$

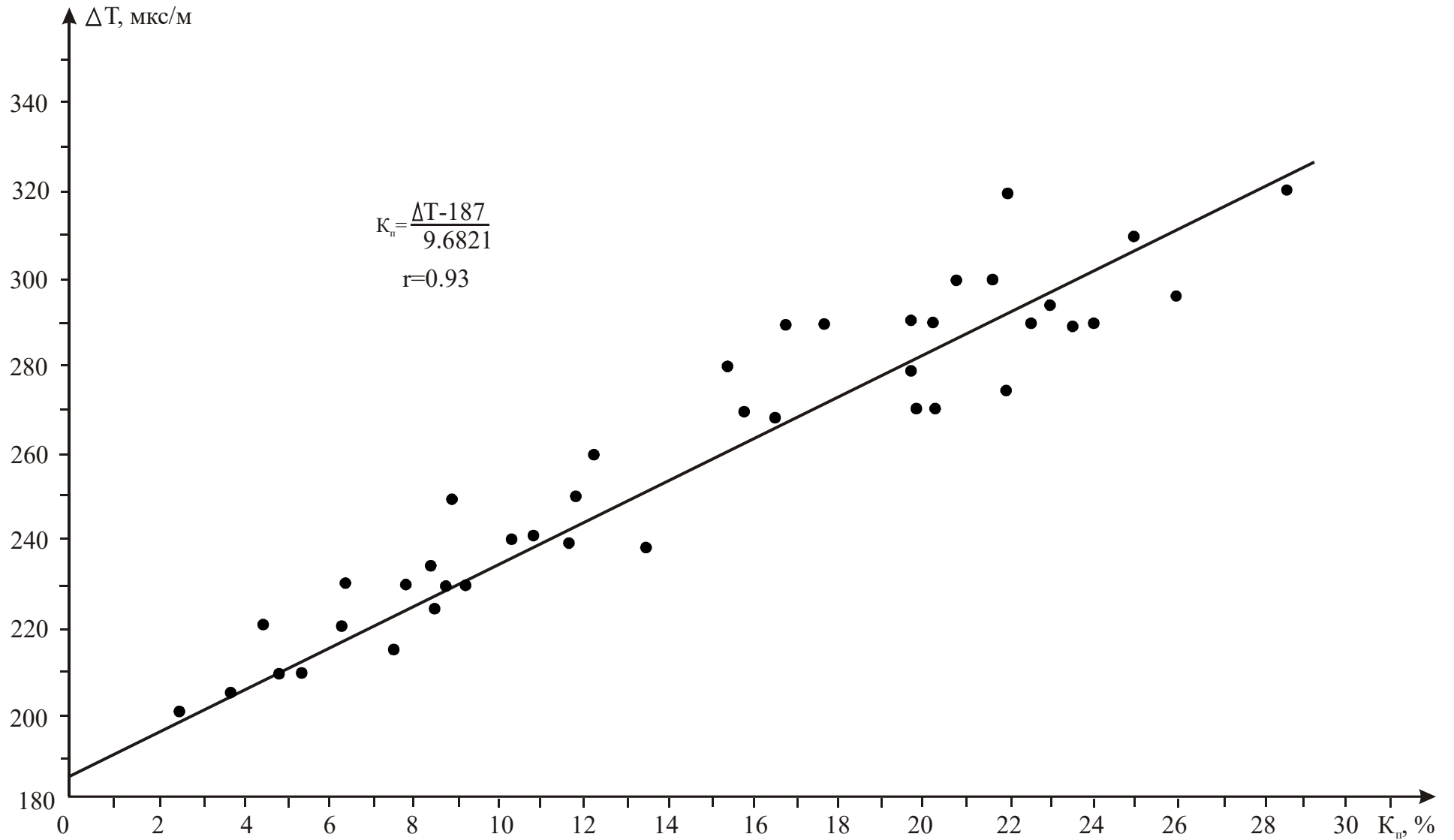


Рисунок 4.5 – Графік залежності інтервального ( $\Delta T$ ) часу від пористості ( $K_{п}$ ) для верхньобаденських відкладів

Застосування цієї формули на даній площі носило наближений характер. У більшості пластів за цією формулою отримані занижені значення  $K_p$ . Більш вірогідними виявились значення  $K_p$ , визначені за даними АК з використанням залежності, зображеної на рис. 4.5, яка встановлена в ІФЕГДС. Для заглинених неоднорідних пачок пластів використовувалось рівняння середнього часу (4.13) з введенням поправок на глинистість. Коефіцієнти пористості, визначені за даними АК, порівнювались також з даними пористості, встановленими іншими методами. Перевага надавалась методам ПС і ГК, оскільки на покази цих методів залишкова газонасиченість не впливає, або впливає в незначній мірі (метод ПС). В таких випадках пріоритетним методом для оцінки пористості заглинених колекторів слід вважати метод гама-каротажу.

#### 4.4 Визначення коефіцієнтів газонасиченості

Коефіцієнт газонасиченості  $K_G$  визначається відношенням об'єму пор, зайнятих газом, до всього об'єму порового простору породи. В гідрофільних колекторах в яких зерна породи постійно змочуються водою  $K_G < 1$ . Решту порового простору займає пластова вода, що розподіляється на зв'язану і рухому воду. Відносний вміст у порах фізично зв'язаної води характеризується коефіцієнтом  $K_{в.зв}$ , рухомої води -  $K_{в.рух}$ . Коефіцієнт  $K_B$  водонасиченості породи дорівнює [4, 7, 8]:

$$K_B = K_{в.зв} + K_{в.рух} \quad (4.15)$$

Для гідрофільних колекторів справедлива рівність:

$$K_G + K_B = 1 \quad (4.16)$$

Це співвідношення використано нами для визначення  $K_G$  через  $K_B$ . В зоні максимальної газонасиченості рухома вода відсутня і  $K_B = K_{в.зв}$ .

Визначення коефіцієнтів газонасиченості за даними електричних

методів опору основане на експериментально одержаних залежностях між електричним опором, пористістю і водонасиченістю порід:

$$P=a \cdot K_{\Pi}^{-m}, P_{\text{H}}=a_{\text{H}} \cdot K_{\text{В}}^{-n}, \quad (4.17)$$

де,  $P=\rho_{\text{ПВ}}/\rho_{\text{В}}$  – відносний опір;

$P_{\text{H}}=\rho_{\text{П}}/\rho_{\text{ПВ}}$  – коефіцієнт збільшення опору;

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

$a$  і  $a_{\text{H}}$  – сталі, значення яких із формул (4.1) і (4.2) відповідно дорівнюють:

$$a=0,6595 \text{ та } a_{\text{H}}=1,038;$$

$m$  – показник, значення якого визначається структурою порового простору і згідно формули (4.1),  $m=1,9194$ ;

$n$  – показник, значення якого визначається змочувальністю і глинистістю порід; для даного типу порід за формулою (4.2)  $n=1,782$ .

Для розрахунків величин питомого опору пластів при 100 % насиченості водою використані дані  $\rho_{\text{В}}$  для відповідних глибин із таблиці 4.1. Як бачимо питомий опір пластових вод в залежності від глибини й температури змінюється від 0,092 Ом м ( $H=1000$ ) до 0,025 Ом м ( $H=2400$  м).

Для порівняння величин  $K_{\text{Г}}$ , визначених за даними метода опору з використанням залежності (4.2) для всіх газonosних колекторів розраховувались також коефіцієнти газонасиченості з використанням величин  $K_{\text{В.з}}$  і  $K_{\text{П}}$  за залежністю (4.6) зображеної на рис. 4.4. Для цього визначались коефіцієнти ефективної пористості за формулами:

$$K_{\text{П.еф.}}=K_{\text{П}}(1-K_{\text{В.з}}), \quad (4.18)$$

Максимально можливе значення  $K_{\text{Г.м}}$  (в контурі газonosності)

розраховувалась за формулою:

$$K_{Г.М} = K_{П..сф.} / K_{П} = 1 - K_{В.з.} \quad (4.20)$$

У пластах, для яких  $K_{Г^p} > K_{Г.кп}$ , приймалось значення  $K_{Г.кп}$ . Для інших пластів, де  $K_{Г^p} < K_{Г.кп}$  приймалось значення  $K_{Г^p}$ .

#### 4.4 Оцінка точності встановлення параметрів

Недостатня кількість кернового матеріалу на даному родовищі не дозволило провести оцінку точності встановлених величин пористості з використанням параметрів керна. Така оцінка є можливою при використанні даних геофізичних методів. Найвірогіднішим з методів ГДС є акустичний каротаж. Нажаль, акустичний каротаж проведений тільки в двох свердловинах: в св. 21-Кв і св. 27-КЧ. Крім того, в св. 27-КЧ параметр  $\Delta T$  занижений і пористість у цій свердловині визначалась за даними ГК. У свердловині 21-Кв коефіцієнт пористості визначався за даними АК і ГК. Приймались усереднені величини  $K_{п}$  за даними двох методів.

Для інших свердловин при визначенні  $K_{п}$  використовувались методи опору ( $\rho_{зп}$ ,  $\rho_{пз}$ ) і метод ПС (або ГК). Розбіжності між величинами  $K_{п}$  за даними цих методів були незначними (відносно похибка  $\delta < 20\%$ ) і до підрахунку приймались середні величини пористості.

#### 4.5 Інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловини №21-Ковалівка-Черешенька

За результатами обробки та інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловини №21- Ковалівка-Черешенька вирішено комплекс геолого-геофізичних задач, а саме:

- літологічне розчленування геологічного розрізу свердловини;
- виділено пласти-колектора в геологічному розрізі свердловини;

- визначено ефективну товщину пластів-колекторів;
- визначено коефіцієнт пористості пластів-колекторів;
- визначено коефіцієнт газонасичення пластів-колекторів.

За результатами комплексної інтерпретації даних ГДС в геологічному розрізі свердловин №21- Ковалівка-Черешенька встановлено газонасиченість в чотирьох горизонтах (В-1, В-3, В-4, В-5) (рис. 4.6, табл. 4.1). В загальному виділено 13 пластів-колекторів (в горизонті В-1 три пласти, В-3 три пласти, В-4 чотири пласти, а в горизонті В-5 теж три пласта), із яких 10 газонасичених. Найбільшою ефективною товщиною 4,4 м володіє продуктивний пласт горизонту В-5, а найменшою 1 м продуктивний пласт горизонту В-4. Коефіцієнт пористості досліджуваних пластів змінюється в межах від 11,6 до 18,6 %, а коефіцієнт газонасичення від 52 % до 73 %.

### **Висновок**

Викладена методика інтерпретації даних ГДС, а також встановлені взаємозв'язки між петрофізичними, геофізичними та геологічними характеристиками дали змогу виконати комплексну інтерпретацію даних геофізичних досліджень свердловини №21- Ковалівка-Черешенька, а саме виділити пласти-колектори та визначити їх підрахункові параметри ( $h_{ef}$ ,  $K_p$ ,  $K_T$ ).

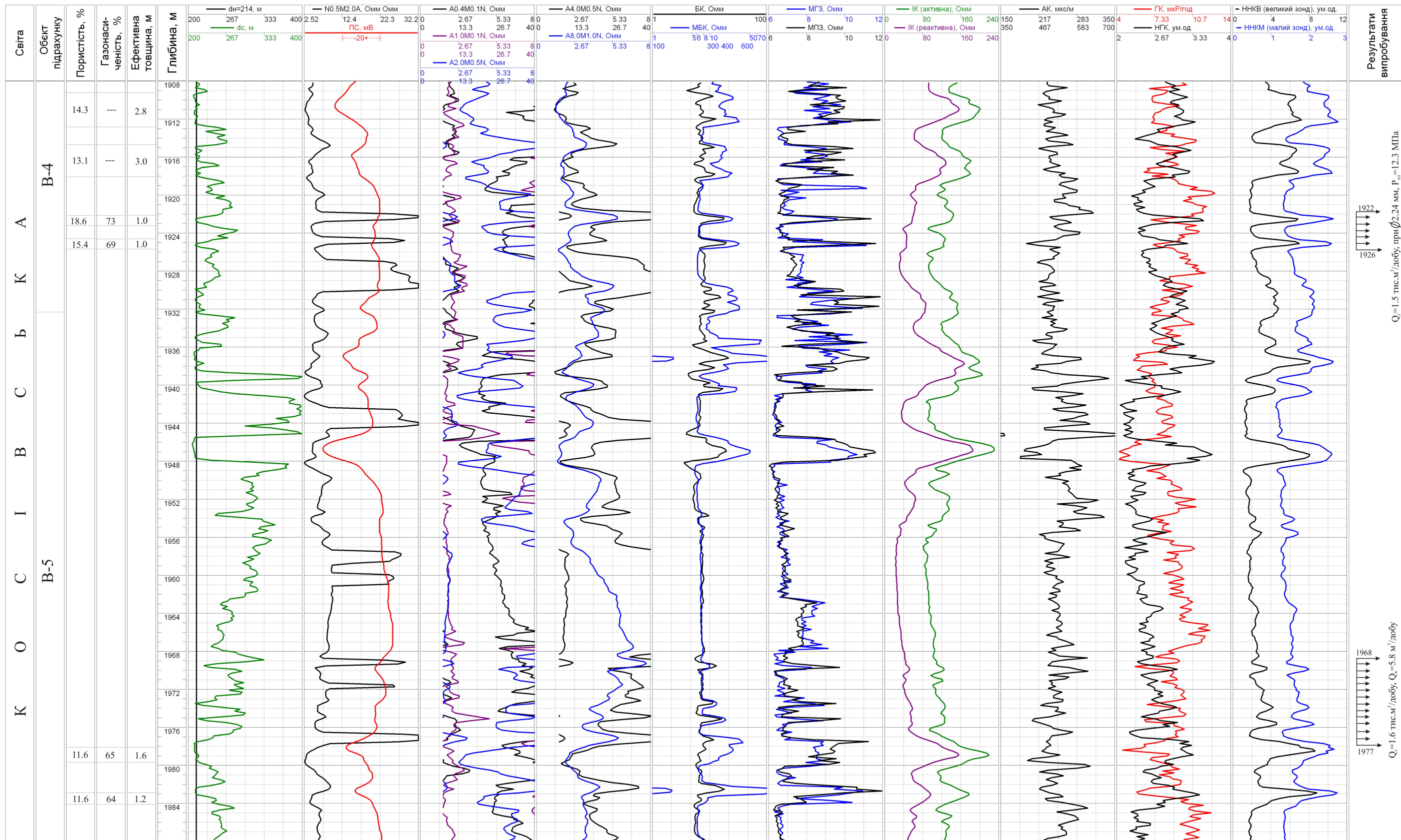


Рисунок 4.6 – Фрагмент планшет комплексу методів геофізичних досліджень свердловини №21-Ковалівка-Черешенька та результати їх інтерпретації

Горизонт	Інтервал горизонту	Інтервали пластів, м	$H_{\text{заг}}, \text{ м}$	$h_{\text{эф}}, \text{ м}$	$D_C, \text{ м}$	$\rho_c, \text{ ОмМ}$	$\rho_{\text{ф}}, \text{ ОмМ}$	$\rho_{\text{в}}, \text{ ОмМ}$	$\rho_{\text{зп}}, \text{ ОмМ}$	$\rho_{\text{п}}, \text{ ОмМ}$	$\rho_{\text{БК п}}, \text{ ОмМ}$	$\rho_{\text{ІК п}}, \text{ ОмМ}$	$\Delta U_{\text{ПС}}, \text{ мВ}$	$\alpha_{\text{ПС}}$	$I_{\gamma}, \text{ мкр/год}$	$\Delta I_{\gamma}$	$K_{\text{ГЛ}}, \%$	$I_{\text{пг}} \square \text{ ум.од}$	$\Delta I_{\text{пг}}$	$\Delta T, \text{ мкс/м}$	$K_{\text{п}}^{\text{АК}}, \%$	$K_{\text{п}}^{\text{ІС}}, \%$ ( $K_{\text{п}}^{\text{ІК-21-КЧ}}$ )	$K_{\text{п}}^{\text{приняте}}, \%$	$P_{\text{п}}$	$\rho_{\text{пв}}, \text{ ОмМ}$	$P_{\text{н}}$	$K_{\text{Г.рп}}, \%$
В-1	1345-1403	1350,4-1362,0	11,6	4,2	0,23	0,9	0,67	0,054	8,0	6,0	9,0	9,0	-	-	8,0	0,5	19,6	1,4	0,3	260	15,9	14,6	15,2	25	1,35	6,7	66
		1366,4-1374,0	7,6	2,2	0,24	0,9	0,67	0,053	-	7,0	8,0	9,0	-	-	9,0	0,62	23,3	1,4	0,3	270	18,1	12,2	15,2	25	1,32	5,3	62
		1377,6-1390,0	12,4	3,0	0,22	0,9	0,67	0,052	7,0	5,5	8,5	7,5	-	-	8,0	0,5	19,6	1,45	0,32	260	15,9	14,6	15,2	25	1,3	5,4	63
В-3	1710-1731	1710,6-1715,6	5,0	3,0	0,214	0,9	0,67	0,036	-	6,4	6,8	6,5	15	0,3	7,0	0,37	15,5	1,6	0,38	250	13,8	17,1	13,8	30	1,08	5,9	64
		1718,4-1721,6	3,2	2,6	0,21	0,9	0,67	0,036	-	4,0	7,0	4,1	25	0,5	6,5	0,31	13,7	2,0	0,53	240	11,6	14,6	13,1	33	1,19	3,36	52
		1722,6-1728,8	6,2	2,4	0,22	0,9	0,67	0,036	-	4,0	8,5	3,6	15	0,3	7,0	0,37	15,5	1,2	0,23	240	11,6	17,1	13,1	33	1,19	3,36	52
В-4	1906-1932	1909,2-1912,8	3,6	2,8	0,2	0,9	0,67	0,031	10	1,2	8,0	2,2	20	0,4	7,0	0,37	15,5	1,8	0,46	240	11,6	17,1	14,3	28	0,87	-	-
		1914,6-1918,0	3,4	3,0	0,2	0,9	0,67	0,031	-	2,0	10,6	3,2	15	0,3	6,5	0,31	13,7	1,8	0,46	240	11,6	14,6	13,1	33	0,87	-	-
		1922,0-1923,0	1,0	1,0	0,2	0,9	0,67	0,031	-	14	18,4	5,8	10	0,2	7,0	0,37	15,5	2,0	0,53	280	20,2	17,1	18,6	17	0,53	10,9	73
		1924,4-1925,4	1,0	1,0	0,2	0,9	0,67	0,031	-	14	18,4	6,0	10	0,2	7,0	0,37	15,5	2,0	0,53	250	13,8	17,1	15,4	24	0,74	8,1	69
В-5	1978-2009	1977,2-1978,8	1,6	1,6	0,21	0,9	0,67	0,028	15	8,0	7,8	4,5	20	-	4,4	0,05	5,5	2,0	0,53	240	11,6	-	11,6	25	0,7	6,4	65
		1982,0-1983,2	1,2	1,2	0,21	0,9	0,67	0,028	10	6,0	20	4,2	20	-	5,7	0,21	10,5	2,0	0,53	240	11,6	-	11,6	25	0,7	6,0	64
		1994,0-2000,0	6,0	4,4	0,21	0,9	0,67	0,028	10	2,0	10	1,2	35	-	4,0	0	4,0	2,35	0,73	240	11,6	-	11,6	25	0,7	-	-

$$I_{\gamma \text{max}}=12 \text{ мкр/год} \quad I_{\gamma \text{min}}=4 \text{ мкр/год} \quad I_{\text{пгmax}}=3,2 \text{ ум.од.} \quad I_{\text{пгmin}}=0,6 \text{ ум.од.} \quad \Delta U_{\text{ПСmax}}=50 \text{ мВ} \quad \Delta T_{\text{ск}}=186 \text{ мкс/м} \quad \Delta T_{\text{р}}=650 \text{ мкс/м}$$

Таблиця 4.1 – Результати визначення підрахункових параметрів за даними геофізичних досліджень свердловини №21- Ковалівка-Черешенька

## ВИСНОВКИ

Основні підрахункові параметри порід-колекторів – це числові характеристики, які визначають фільтраційно-ємнісні властивості порід та використовуються при оцінці запасів нафти, газу або підземних вод. Ці параметри встановлюються переважно за результатами геофізичних досліджень свердловин лабораторних аналізів керну, а також за допомогою гідродинамічних досліджень. Визначення підрахункових параметрів за даними геофізичних досліджень свердловин – це ключовий етап у процесі геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин, зокрема нафти, газу, вугілля, руд тощо. Ці параметри дозволяють розраховувати запаси, оцінювати продуктивність пластів та приймати техніко-економічні рішення.

Для досягнення мети в бакалаврській роботі мною було вирішено такі завдання:

- проаналізувано геологічну будову Ковалівського газового родовища;
- проаналізувано комплекс промислово-геофізичних методів дослідження геологічного розрізів свердловин Ковалівського газового родовища;
- подано методику виділення порід-колекторів в геологічному розрізі косівської світи Ковалівського газового родовища, а також методику визначення підрахункових параметрів пластів-колекторів.
- визначено підрахункові параметри пластів-колекторів косівської світи по свердловині №21- Ковалівка-Черешенька.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Геолого-економічна оцінка запасів газу Ковалевського родовища Івано-Франківської області: звіт про НДР (заключний): Карпатський центр; керівник Н. В. Дюганчук. Стрий 2007 р, 191 с.
2. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Гаранін О. А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 256 с.
3. Галузевий стандарт України. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазоносних свердловинах. Основні вимоги. Київ, 2000, 40 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. 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”, №2, 1989, с 8-9.
7. Красножон М. Д. Оцінка нафтогазонасиченості теригенних розрізів за даними ГДС. Геологія та геохімія горючих копалин. 2001. №4. С.71-80.
8. Леськів І.В. Геолого-геофізичні дослідження при пошуках газу в Передкарпатському прогині. Київ, “Наукова думка”, 1979, 34 с.
9. 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 Ковалівському газовому родовищі за результатами геофізичних досліджень свердловин».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 56 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 12 слайдів.

\_\_\_\_\_ Віталій МЕЛЬНИК