

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

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Янішевський Олександр Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.8

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні
(назва роботи)

фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Західно-Солохівського
газоконденсатного родовища

Нафтогазова геофізика
(назва освітньої програми)

103 «Науки про Землю»
(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня О. В. Янішевський
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

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

Допущено до захисту
В.о. завідувача кафедри

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

м. Івано-Франківськ — 2026 рік

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.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Янішевському Олександру Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища

Керівник роботи Федорів Володимир Васильович

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

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2026 року

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

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

1) Геологічна будова Західно-Солохівського родовища.

2) Комплекс геофізичних досліджень свердловин Західно-Солохівського родовища.

3) Геолого-геофізична характеристика та виділення пластів-колекторів.

4) ВИЗНАЧЕННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІ ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКОГО 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 13 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 Західно-Солохівського родовища.	07.04.2026-15.04.2026	Виконано
2.	Комплекс геофізичних досліджень свердловин Західно-Солохівського родовища.	16.04.2026-27.04.2026	Виконано
3.	Геолого-геофізична характеристика та виділення пластів-колекторів.	28.04.2026-11.05.2026	Виконано
4.	Визначення підрахункових параметрів порід-колекторі Західно-Солохівського родовища.	12.05.2026-12.06.2026	Виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень.	13.06.2026-15.06.2026	Виконано
	Вступ.		
	Перелік посилань на джерела.		
	Висновки.		

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Янішевський О. В.

(прізвище та ініціали)

Федорів В. В.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища» містить 61 сторінки, 2 таблиці, 20 рисунків та 9 джерел використаної літератури.

Бакалаврська робота присвячена комплексному вивченню фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів візейських відкладів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища (Дніпровсько-Донецька западина, Полтавська область) на основі матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

У роботі охарактеризовано геологічну будову родовища: стратиграфічний розріз від кристалічного фундаменту до кайнозойських відкладів, тектонічну структуру Солохівсько-Матвіївської антиклінальної зони та газонасиченість продуктивних горизонтів В-19, В-20 і В-21 верхньовізейського підярусу. Розглянуто комплекс методів промислово-геофізичних досліджень, що застосовувався в свердловинах Західно-Солохівського газоконденсатного родовища.

Виконано літологічне розчленування, виділено породи-колектори з використанням якісних і кількісних ознак. Визначено коефіцієнти пористості (K_p), газонасичення (K_r) та проникнення ($K_{пр}$) порід-колекторів за комплексом геофізичних методів дослідження свердловин. Проведено комплексну обробку та інтерпретацію матеріалів геофізичних досліджень по свердловині №65.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, акустичний каротаж, нейтронний гамма-каротаж, пористість, газонасиченість, проникність, породи-колектори, візейські відклади, Західно-Солохівське родовище, фільтраційно-ємнісні властивості.

ABSTRACTS

The bachelor's thesis on the topic "Application of Borehole Geophysical Survey Results in Determining the Reservoir Properties of the Zakhidno-Solokhivske Gas Condensate Field" contains 61 pages, 2 tables, 20 figures, and 9 references.

The bachelor's thesis is devoted to a comprehensive study of the reservoir properties of Visean formation reservoir rocks at the Zakhidno-Solokhivske gas condensate field (Dnipro-Donetsk Depression, Poltava region) based on well logging data.

The thesis provides a characterization of the geological structure of the field: the stratigraphic section from the crystalline basement to Cenozoic deposits, the tectonic structure of the Solokhivska-Matviyivska anticlinal zone, and the gas-bearing capacity of productive horizons V-19, V-20, and V-21 of the Upper Visean substage. The suite of well logging methods employed in the boreholes of the Zakhidno-Solokhivske gas condensate field is examined.

Lithological subdivision was performed, and reservoir rocks were identified using qualitative and quantitative criteria. The porosity coefficient (K_p), gas saturation coefficient (K_g), and permeability coefficient (K_{per}) of the reservoir rocks were determined using a suite of well logging methods. Comprehensive processing and interpretation of well logging data for borehole No. 65 was carried out.

Keywords: well logging, acoustic logging, neutron gamma-ray logging, porosity, gas saturation, permeability, reservoir rocks, Visean deposits, Zakhidno-Solokhivske field, reservoir properties.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКОГО РОДОВИЩА	9
1.2 Стратиграфія.....	9
1.2 Тектоніка.....	13
1.3 Газоносність.....	15
1.4 Постановка геологічного завдання.....	16
2 КОМПЛЕКС ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	17
2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах.....	17
2.2 Комплекс та методика проведення промислово-геофізичних досліджень свердловин Західно-Солохівського родовища.....	18
3 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ВИДІЛЕННЯ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ.....	31
3.1 Геолого-геофізична характеристика продуктивних пластів.....	31
3.2 Кореляція розрізів і літологічне розчленування.....	32
3.3 Виділення колекторів, визначення ефективної товщини.....	33
4 ВИЗНАЧЕННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД- КОЛЕКТОРІ ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	38
4.1 Визначення коефіцієнта пористості.....	38
4.2 Обґрунтування вибору методу визначення пористості, який рекомендований до підрахунку запасів.....	47
4.3 Визначення коефіцієнта газонасиченості.....	47
4.4 Визначення коефіцієнта проникності.....	47
4.5 Аналіз граничних значень геолого-геофізичних параметрів порід- колекторів.....	49
ВИСНОВКИ.....	61
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	62

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АК	– акустичний каротаж
БК	– боковий каротаж
БКЗ	– бокове каротажне зондування
БМК	– боковий мікрокаротаж
ВПК	– випробовувачі пластів на каротажному кабелі
ГДС	– геофізичні дослідження свердловин
ГК	– гамма-каротаж
ДДз	– Дніпровсько-Донецька западина
ІК	– індукційний каротаж
МК	– мікрокаротаж
НГК	– нейтронний-гамма каротаж
СК	– стандартний каротаж
УЩР-ВЛР	– вуглисто-лужний реагент
РК	– радіоактивний каротаж
УО	– уявний опір, Ом
ПС	– каротаж потенціалів самочинної поляризації
$\rho_{\text{п}}$	– питомий електричний опір породи, Ом
ΔT	– інтервальний час, мкс/м ;
$K_{\text{п}}$	– коефіцієнт пористості, %
dc	– фактичний діаметр свердловини, м
$K_{\text{в}}$	– коефіцієнт водонасичення, %
$K_{\text{г}}$	– коефіцієнта газонасичення, %
$K_{\text{пр}}$	– коефіцієнта проникнення, мкм ²
$P_{\text{п}}$	– параметр пористості
$P_{\text{н}}$	– параметр насичення
ΔI_{γ}	– подвійний різницевий параметр по ГК
$\Delta I_{\text{нг}}$	– подвійний різницевий параметр по НГК
h	– товщина пласта

ВСТУП

Актуальність теми. Нарощування власного видобутку вуглеводнів є стратегічним пріоритетом енергетичної безпеки України. Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) залишається основним газовидобувним регіоном країни, однак значна частина родовищ перебуває на пізніх стадіях розробки, що вимагає максимально точної оцінки залишкових запасів і детального вивчення колекторських властивостей продуктивних горизонтів.

Західно-Солохівське газоконденсатне родовище характеризується складною геологічною будовою та значною мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) порід-колекторів візейських відкладів. Пласти В-19, В-20 і В-21 відзначаються різко вираженою літологічною мінливістю по площі та в розрізі, поєднанням гранулярного і тріщинного типів колекторів, а також широким діапазоном змін пористості і проникності.

В умовах нерівномірного охоплення розрізу кернові дані є обмеженими, тому провідну роль у визначенні ФЄВ порід відіграє комплекс методів геофізичних досліджень свердловин. Разом із тим, ускладнені свердловинні умови (застосування обважнених бурових розчинів, підвищена мінералізація пластових вод, наявність зон аномально високого пластового тиску) знижують якість геофізичних матеріалів і вимагають розробки та обґрунтування спеціальних методичних підходів до їх інтерпретації.

Таким чином, актуальність роботи обумовлена необхідністю підвищення достовірності визначення фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Західно-Солохівського родовища на основі комплексного використання даних ГДС і кернових досліджень з метою уточнення запасів газу та обґрунтування подальшої розробки родовища.

Мета і завдання дослідження. Метою бакалаврської роботи є комплексне використання результатів геофізичних досліджень свердловин для визначення фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів (коефіцієнтів пористості, газонасиченості та проникності) і обґрунтування

граничних значень геолого-геофізичних параметрів продуктивних горизонтів візейських відкладів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища.

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

1. Вивчення геологічної будови Західно-Солохівського газоконденсатного родовища.
2. Аналіз умов проведення геофізичних досліджень у свердловинах та комплексу застосованих методів ГДС.
3. Геолого-геофізична характеристика продуктивних пластів, кореляція розрізів і літологічне розчленування відкладів.
4. Виділення порід-колекторів і визначення їх ефективних товщин на основі якісних і кількісних ознак.
5. Визначення коефіцієнта пористості (K_p)
6. Визначення коефіцієнта газонасиченості (K_r)
7. Оцінка коефіцієнта проникності ($K_{пр}$)
8. Встановлення граничних значень геофізичних і колекторських параметрів для розмежування колекторів і неколекторів, продуктивних і водоносних пластів.
9. Комплексна інтерпретація даних ГДС по свердловині №65 та визначення підрахункових параметрів.

Методи дослідження. При виконанні бакалаврської роботи використовувався широкий комплекс методів дослідження:

- промислово-геофізичні методи;
- лабораторні методи;
- аналітичні та інтерпретаційні методи;
- геологічні методи.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 9 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 62 сторінки друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 20 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКОГО РОДОВИЩА

В адміністративному відношенні Західно-Солохівське газоконденсатне родовище знаходиться в Зіпхівському та Шишатському районах Полтавської області України. В географічному плані – у Придніпровській низовині.

1.2 Стратиграфія

В геологічній будові Західно-Солохівського родовища беруть участь відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської груп (рис. 1.1). Найбільш древніми відкладами, які розкриті глибокими пошуковими свердловинами є осадові породи турнейського ярусу нижнього карбону.

Кам'яновугільні відклади (С)

На Західно-Солохівському родовищі відклади кам'яновугільного віку розповсюджені повсемірно і представлені усіма трьома відділами.

Нижній відділ (C_1)

В свою чергу нижній відділ (C_1) представлений турнейським, візейським та серпухівським ярусами.

Турнейський ярус (C_1^1)

Відклади турнейського ярусу розкриті частково – у присводовій зоні та на західній перикліналі Солохівської структури. За літологічним складом вони представлені переважно темно-сірими алевrolітами, серед яких простежуються прошарки сірих і темних дрібнозернистих кварцових пісковиків потужністю від 10 до 40 м. Пісковики вирізняються значною міцністю та розвиненою тріщинуватістю. Виділені пласти об'єднуються у продуктивні горизонти Т-1, Т-2 та Т-3, з яких у межах Солохівського родовища зафіксовані притоки газу разом із мінералізованою водою. Загальна потужність відкладів оцінюється в межах 600-800 м.

Візейський ярус (C_1^v)

Відклади візейського ярусу залягають на породах турнейського ярусу з кутовим незгодом. На Солохівському родовищі вони розкриті на повну потужність і поділяються на два підяруси – нижньовізейський та верхньовізейський.

Нижньовізейський підярус представлений аргіліто-алевролітовою товщею з лінзоподібними вкрапленнями пісковиків і вапняків. У розрізі домінують темно-сірі слабослюдисті шаруваті аргіліти з алевритовою домішкою та поверхнями ковзання, які місцями поступово заміщуються сірими алевролітами. Пісковики сірих і темно-сірих відтінків, дрібнозернисті, кварцові, міцні, з глинисто-карбонатним цементом. Вапняки темно-сірі, глинисті, перекристалізовані. До цього підярусу належать горизонти В-25 і В-26, які є продуктивними на суміжному родовищі. Потужність нижньовізейських відкладів змінюється від 150 до 1000 м [1, 2].

Верхньовізейські відклади залягають на нижньовізейських породах також із стратиграфічним незгодженням. Вони сформовані переважно в озерно-лагунних і болотних умовах, причому озерно-лагунні фації переважають у верхній частині розрізу. Нижня частина розрізу складена щільними пачками аргілітів із прошарками алевролітів і пісковиків та маломіцними карбонатними прошарками.

Піщано-алевролітові різновиди верхньовізейського підярусу виділені в горизонти В-14, В-15а, В-16б, В-16г, В-18, В-19, В-20, В-21 та В-22, у яких на сусідніх родовищах встановлені газоконденсатні поклади. Максимальна потужність верхньовізейських відкладів становить 1254 м.

Серпухівський ярус (C_1^s)

Відклади серпухівського ярусу залягають на підстилаючих верхньовізейських породах згідно. У літологічному відношенні розріз представлений ритмічним перешаруванням аргілітів і алевролітів із пісковиковими прошарками. Аргіліти темно-сірі, щільні, слюдисті, подекуди з карбонатною домішкою. Алевроліти сірі, слюдисті, щільні, містять

прошарки детритового матеріалу. Пісковики варіюють від сірих до світло-сірих відтінків, різнозернисті, переважно полімінерального складу, місцями кварцові, з різним ступенем цементації – від середнього до міцного – при полімінеральному цементі. Потужність відкладів серпухівського ярусу в межах Солохівського родовища становить 700-900 м [1, 2].

Середній відділ (C_2)

Відклади середнього відділу на Західно-Солохівському родовищі представлені башкірськими та московськими ярусами.

Башкірський ярус (C_2^b)

Відклади башкірського ярусу залягають на підстилаючих нижньокам'яновугільних породах із кутовим незгодом і є типовими утвореннями морського генезису. Нижня частина розрізу складена сірими та темно-сірими аргілітами, які чергуються зі світло-сірими слюдистими алевролітами, світло-сірими глинистими пісковиками та сірими доломітизованими вапняками.

Московський ярус (C_2^m)

Відклади московського ярусу залягають на башкірських породах із стратиграфічним незгодженням і сформовані в озерно-лагунних умовах. У літологічному відношенні розріз представлений сірими та зеленувато-сірими дрібно- і середньозернистими пісковиками та темно-сірими аргілітами з прошарками кам'яного вугілля і вуглистих сланців. Потужність відкладів московського ярусу становить 560-600 м.

Верхній карбон (C_3)

Відклади верхнього карбону представлені переважно піщано-глинистими породами із рідкими прошарками вапняків. Потужність відкладів верхнього карбону складає 400-600 м.

Пермська система (P)

Відклади пермської системи залягають на розмитій поверхні карбонових порід із різким кутовим і стратиграфічним незгодженням. Вони представлені червоними глинами з прошарками цегляно-червоних вапняків,

доломітів, ангідритів і кам'яної солі, серед яких зрідка трапляються прошарки вапняків. Потужність відкладів змінюється в межах від 0 до 300 м.

Тріасова система (Т)

Відклади тріасової системи представлені товщею різнозернистих слабозцементованих сірих пісковиків із прошарками конгломератів, яка поступово переходить у піщано-карбонатну товщу, складену світло-сірими дрібно- і середньозернистими пісковиками з прошарками цегляно-червоних глин і вапняків. Потужність відкладів тріасової системи досягає 400 м.

Юрська система (J)

Відклади юрської системи представлені середнім і верхнім відділами. Середньоярський відділ складений середньо- та крупнозернистими кварцовими пісковиками з прошарками глин, до яких у межах Солохівського родовища приурочені газові поклади.

Верхньоярські відклади представлені сірими та темно-сірими пісковиками, в'язкими глинами з прошарками вапняків. Загальна потужність відкладів юрської системи становить 500-600 м.

Крейдяна система (K)

Відклади крейдянної системи представлені сірими пісками та пісковиками, що чергуються із сірими вапнистими глинами, які у верхній частині розрізу поступово заміщуються кварцово-глауконітовими пісковиками. Потужність відкладів крейдянної системи досягає 500-600 м.

Кайнозойська група (KZ)

Відклади даної групи залягають на крейдяних породах із стратиграфічним незгодженням і представлені кварцово-глауконітовими пісками, мергелями з фосфоритовими конкреціями та темно-коричневими глинами, які перекриті лесом, суглинками, супісками та ґрунтово-рослинним шаром.

1.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Покрово-Устимівська площа розміщена в

центральної частині Дніпровського грабену і входить до складу Солохівсько-Матвіївської антиклінальної зони, яка простягається приблизно на 70 км при ширині 10-15 км. По нижньокам'яновугільних відкладах у межах зони з північного заходу на південний схід простежуються такі підняття: Сулимівське, Західно-Солохівське, Устимівське, Солохівське, Опошнянське та Матвіївське, а на нижньому крилі розташовані соляні куполи – Бакійський, Великобудищанський і Руновщинський з передверхньопермським рівнем прориву солі. На півночі Солохівсько-Матвіївський вал відокремлений від Українсько-Степової антиклінали глибоким Шиловським прогином, на півдні – Ордановським прогином. За результатами регіональних і детальних сейсмічних досліджень та глибокого пошукового буріння в розрізі виділяються такі геоструктурні поверхи: кристалічний фундамент, девонський, турнейсько-нижньовізейський, верхньовізейсько-серпухівський, середньокам'яновугільно-нижньопермський і кайнозойський [1, 2].

Девонський структурний поверх охоплює осадову товщу девонського віку теригенного та хемогенного складу. Турнейсько-нижньовізейський поверх представлений теригенними й карбонатними породами відповідного віку. Верхньовізейсько-серпухівський поверх включає потужну переважно глинисту теригенну товщу, яка залягає з кутовим і стратиграфічним незгодом на нижньовізейських породах. Середньовізейсько-нижньопермський поверх складений переважно відкладами середнього та верхнього карбону, а на крилах і перикліналях – теригенними й хемогенними осадами нижньої пермі. Вище з кутовими та стратиграфічними незгодами залягає верхньопермсько-мезозойський поверх, що включає теригенні породи верхньопермського, тріасового, юрського та крейдяного віку. Завершує розріз кайнозойський геоструктурний поверх, складений відкладами палеогенового, неогенового та четвертинного віку, який також залягає з незгодами на підстилаючому поверсі [1, 2].

В осадовій товщі родовища фіксуються зони втрати кореляції відкладів, пов'язані з диз'юнктивними порушеннями та соляними тілами.

Аналіз сейсморозвідувальних матеріалів і даних глибокого буріння дає підстави вважати Західно-Солохівську, Устимівську та Покрівську складки успадкованими палеоструктурами, які виражені у вигляді послаблених структурних форм на фоні Солохівської брахіантикліналі лише по турнейсько-нижньовізейському структурному поверху.

Західно-Солохівське підняття являє собою відокремлену брахіантиклінальну складку північно-західного простягання, виділену по відображеному горизонту. Структура має асиметричну будову та ускладнена диз'юнктивними порушеннями з амплітудою від 50 до 300 м. Північно-західна перикліналь складки є видовженою, тоді як південно-східна – короткою. Від північно-західної перикліналі Солохівського підняття, ускладненого Бакійським соляним штоком, Західно-Солохівська структура відокремлена невеликою сідловиною. Розміри Західно-Солохівської структури з урахуванням перикліналі Солохівського родовища за ізогіпсою – 5850 м становлять $10,7 \times 4$ км при амплітуді близько 100 м.

1.3 Газоносність

Поклади газу та конденсату приурочені, як правило, до локальних піднять, що формують антиклінальні вали та зони. У межах Солохівсько-Матвіївської структурної зони виявлено Західно-Солохівське, Опішнянське та Матвіївське газоконденсатні родовища.

Промислові накопичення вуглеводнів у відкладах верхньовізейського підярусу встановлені на Західно-Солохівському та Опішнянському газоконденсатних родовищах. Газонасиченими є пласти пісковиків і аргілітів, для яких характерна значна літологічна мінливість колекторських властивостей у широкому діапазоні – від 1 до 17%. Поряд із гранулярною пористістю суттєву роль у пластах візейського ярусу відіграє тріщинуватість.

Горизонт В-19 є промислово продуктивним і містить літологічно екрановану газоконденсатну залежь. Горизонт літологічно невитриманий, а в

присводовій частині заміщується щільними породами.

Горизонт В-20 містить газоконденсатні поклади, є літологічно невитриманим по площі, колектори належать до тріщинувато-порового типу.

Горизонт В-21 вирізняється різко вираженою неоднорідністю літологічного складу та широким діапазоном фільтраційно-ємнісних властивостей.

1.4 Постановка геологічного завдання

Західно-Солохівське газоконденсатне родовище характеризується складною геологічною будовою та значною неоднорідністю продуктивних відкладів, що ускладнює процес виділення порід-колекторів і визначення їх фільтраційно-ємнісних властивостей. Для ефективного освоєння родовища необхідним є детальне вивчення колекторських характеристик продуктивних горизонтів, зокрема пористості, проникності, коефіцієнта газонасичення, а також оцінка характеру насичення пластів.

Основною геологічною задачею даної роботи є комплексне використання результатів геофізичних досліджень свердловин для виділення пластів-колекторів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища та визначення їх фільтраційно-ємнісних параметрів. Вирішення поставленої задачі передбачає аналіз матеріалів промислово-геофізичних досліджень, встановлення літологічної характеристики розрізу, визначення меж продуктивних пластів, оцінку їх пористості та проникності, а також виявлення інтервалів, перспективних щодо газоконденсатонасичення.

Актуальність поставленої задачі зумовлена необхідністю підвищення достовірності геологічної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, що дозволяє уточнити колекторські властивості порід, обґрунтувати перспективні інтервали для випробування та підвищити ефективність подальшої розробки родовища.

2 КОМПЛЕКС ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах

При бурінні пошукових свердловин, розвідувальних та експлуатаційних свердловин застосовувались конструкції, які забезпечували перекриття кайнозойських відкладів кондуктором до глибин 250-800 м, а також осадових товщ від юри до карбону технічною колоною діаметром 8-11 дюймів до глибин 3100-3930 м. Експлуатаційні колони спускались для роз'єднування і випробування на продуктивність нафтогазоносних пластів у свердловинах. Кондуктори, технічні та експлуатаційні колони цементувались до устя [1].

Відклади нижнього карбону в пошуково-розвідувальних свердловинах розкривались долотами діаметра 190-269 мм, в експлуатаційних, переважно, 212-216 мм.

При розбурюванні осадових відкладів від гирла до серпухівського ярусу включно як промивальна рідина використовувався глинистий розчин із питомою вагою 1,23-1,47 г/см³, в'язкістю 30,0-67,0 с⁻¹, питомим опором 0,3-0,8 Омм і водовіддачею 9-10 хв/30 с. З хімічних реагентів додавався лише вуглисто-лужний реагент (УЦР-ВЛР), який є ефективним стабілізатором і активним диспергатором глинистих порід.

Візейські осадові товщі розкривались із застосуванням промивальних рідин із значними добавками хлористого кальцію та хлористого калію, а також крейдових розчинів (МКВР), оброблених КМЦ, хлористим кальцієм, концентрованою сульфатно-спиртовою бардою та соляно-бентонітовою пастою. Оскільки для візейських відкладів Західно-Солохівської площі характерна наявність зон з підвищеним або аномально високим пластовим тиском, з метою запобігання газовим викидам буровий розчин обважнювався до 2000 кг/м³. Питомий опір промивальної рідини при розбурюванні

візейських порід змінювався від 0,3 до 0,1 Омм і суттєво залежав від кількості введенного хлористого калію. Добавки різних реагентів, зокрема хлористого калію, значною мірою впливають на якість геофізичних матеріалів – насамперед це стосується методу власних потенціалів, діаграм мікрозондів та інших методів [1].

Пластові води верхньовізейських відкладів Західно-Солохівського родовища належать до хлоркальцієвого типу із загальною мінералізацією 135-210 г/л. Мінералізація та питомий опір визначались шляхом хімічного аналізу проб пластової води, відібраних при випробуванні водоносних об'єктів. Питомий опір пластових вод візейських відкладів починаючи з горизонту В-14, з урахуванням пластової температури, змінюється в діапазоні 0,025-0,02 Ом·м (за палетками Б.Ю. Вендельштейна).

Вимірювання температури гірських порід Західно-Солохівського родовища виконано у свердловинах № 61, 65 і 100. Геотермічний градієнт у інтервалі продуктивної товщі становить 2,3-2,8°C на 100 м, а температура порід на глибині 5000 м у середньому досягає 125,0°C.

2.2 Комплекс та методика проведення промислово-геофізичних досліджень свердловин Західно-Солохівського родовища

Для вивчення розрізу продуктивних відкладів Західно-Солохівського родовища використовувався перевірений на багатьох родовищах ДДз обов'язковий комплекс ГДС, який дозволяє успішно розв'язувати як загальногеологічні задачі по літологічному розчленуванню та кореляції розрізу, так і промислово-геофізичні по виділенню колекторів та оцінці їх пористості, нафтогазонасиченості, ефективної товщини, відбивання контактів, а також задачі по технічному стані свердловин.

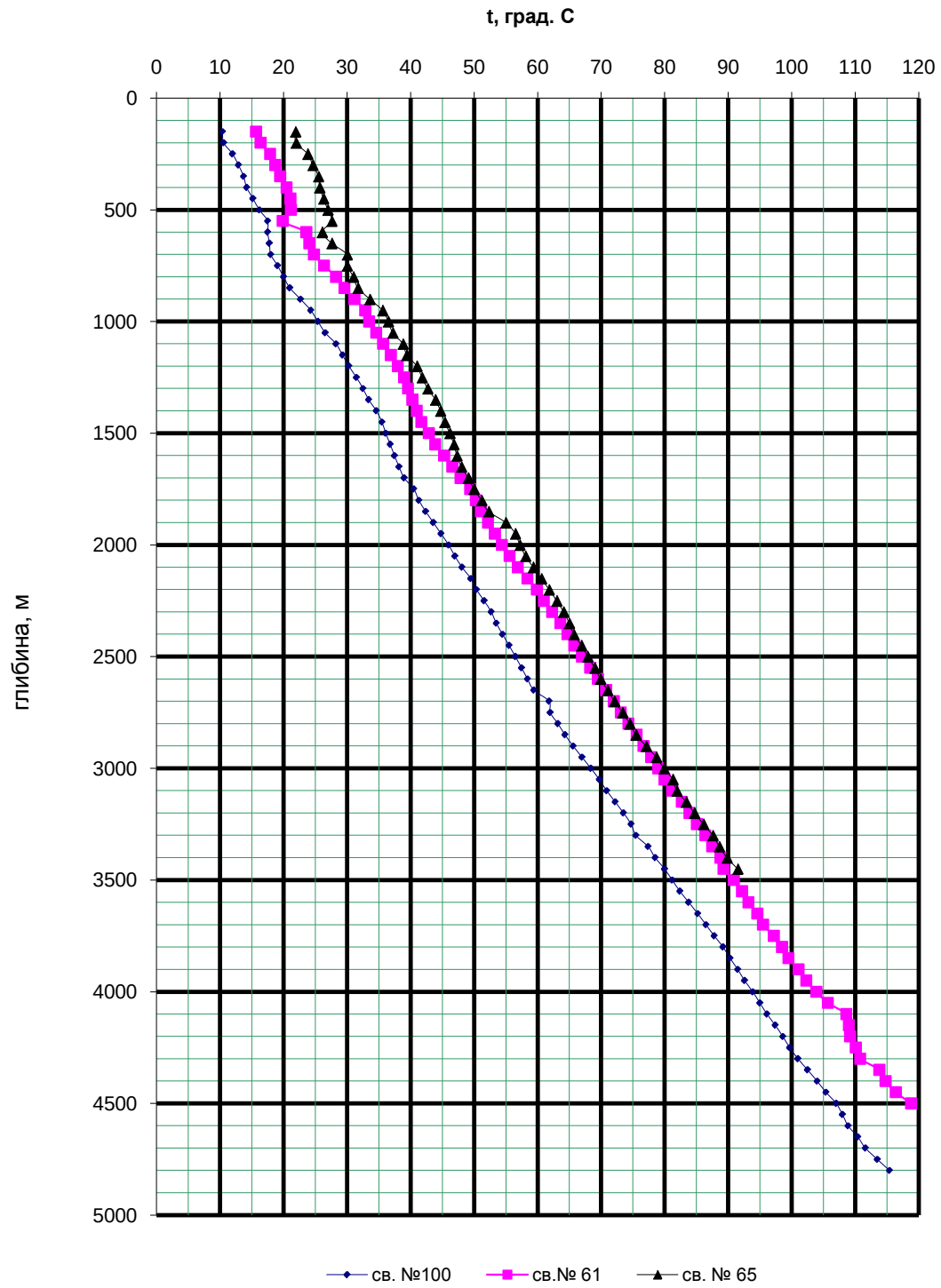


Рисунок 2.1 – Забір термоградієнта в свердловинах № 61, 65, 100 Західно-Солохівського родовища

Комплекс геофізичних досліджень свердловин включає такі методи [1, 3]:

- 1.Стандартний каротаж і ПС;
- 2.Бокове каротажне зондування (БКЗ) та ПС;
- 3.Кавернометрія та профілеметрія;
- 4.Радіоактивний каротаж (ГК, НГК);
- 5.Мікрокаротаж (МК);
- 6.Боковий каротаж (БК);
- 7.Боковий мікрокаротаж (БМК);
- 8.Індукційний каротаж (ІК);
- 9.Аустичний каротаж (АК);
- 10.Термометрія;
- 11.Інклінометрія;
- 12.Газовий каротаж.

Проводились також випробування розрізу свердловин випробувачем пластів на трубах і відбір проб приладами на каротажному кабелі.

Всього досліджено 10 пошукових та розвідувальних свердловин.

Досліджування розрізів виконувалось серійною свердловинною та наземною апаратурою.

1.СТАНДАРТНИЙ КАРОТАЖ – виконувався по всьому розрізі свердловин апаратурою АБКТ і Е-1. Він включає криві уявного опору (УО), які реєструються потенціал-зондом N8M0.0A та градієнт-зондом A2M0.5N, а також криву самочинної поляризації порід. Діаграми УО реєструються в горизонтальному масштабі 2.5 Омм/см, ПС – 12.5 mV/см і вертикальному – 1:500. За кривими стандартного каротажу проводилось розчленування та кореляція розрізу по площі, виділялись колектори, уточнювались стратиграфічні границі та місцезоположення тектонічних порушень [1, 3, 4].

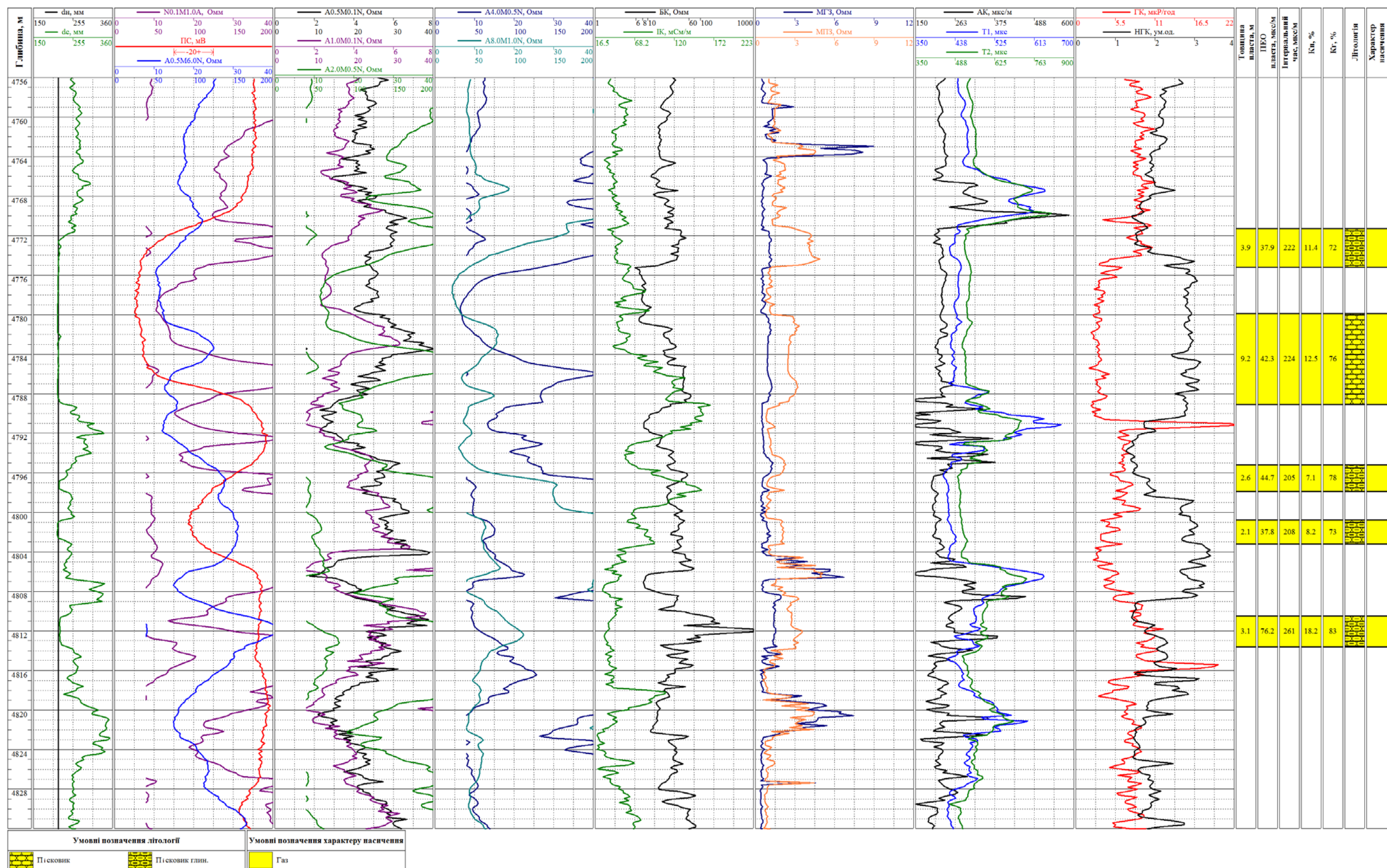


Рисунок 2.2 – Планшет комплексу методів ГДС та результати їх інтерпретації (св. №65)

2.БОКОВЕ КАРОТАЖНЕ ЗОНДУВАННЯ (БКЗ) – виконувалось в продуктивній частині розрізу колекторів зондами: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N та N0.5М2.0А. Горизонтальний масштаб запису КС – 2.5 Омм/см, вертикальний 1:200. Метод БКЗ виконувався для визначення питомого опору бурової рідини, опору досліджуваних пластів і параметрів зони проникнення, а в комплексі з іншими геофізичними методами виділення колекторів. Кількісну інтерпретацію даних БКЗ можна проводити тільки для однорідних пластів.

Пласти для обробки виділяються за сукупністю всіх кривих опору з урахуванням даних інших видів каротажу. При цьому не допускається ні розділення однорідного пласта на кілька частин, ні об'єднання кількох різnorідних за питомим опором пластів в один. Криву зондування інтерпретують шляхом зіставлення з теоретичними кривими БКЗ, добираючи ту теоретичну криву, з якою фактична збігається з похибкою не більше 10%.

Наявність зони проникнення встановлюється у випадку, коли при збігу з відповідною двошаровою кривою БКЗ значення питомого опору, визначені по лівій і правій вітках кривої зондування, відрізняються не менш ніж у 1,5 рази.

Похибка визначення питомого опору порід за даними БКЗ становить близько 10% і зумовлена переважно похибками вимірювань та неточним підбором теоретичної кривої.

3.БОКОВИЙ КАРОТАЖ – проводився апаратурою АБКТ, Е-1, Е-7 в масштабі 2.5 Омм/см та в логарифмічному. Діаграми бокового каротажу (БК) у комплексі з іншими методами використовувались для літологічного розчленування розрізу свердловин, уточнення меж пластів і визначення питомого електричного опору порід. Криві БК забезпечують детальне розчленування розрізу за опором, що дозволяє з високою точністю визначати межі досліджуваного пласта. Запис виконувався в логарифмічному масштабі з вертикальним масштабом 1:200 в інтервалі БКЗ.

При значній потужності пласта ($h > 4$ м) допускається приблизний

спосіб відбивки границі початку крутого підйому кривої СК навпроти пласта або навпроти вміщуючої породи у випадку пласта низького опору.

Ручна інтерпретація виконується поплавовим методом. Виділяються опорні пласти, що чергуються тонкими прошарками високого та низького опору, максимальні та мінімальні значення яких відрізняються не більш ніж у 2,5 рази. Для пластів, складених потужними прошарками із середнім питомим опором, це співвідношення не перевищує 4 разів.

В методі БК при підвищуючому проникненні у водоносних пластах $\rho_y > \rho_{\text{п}}$, а в продуктивних $\rho_y \approx \rho_{\text{п}}$, а при понижаючому проникненні в продуктивних пластах $\rho_y < \rho_{\text{п}}$.

Апаратура АБКТ призначена для проведення в нафтових і газових свердловинах вимірювання позірного опору УО, зондами бокового каротажу, для стандартного каротажу та БКЗ, а також для вимірювання свердловинного ПС і питомого опору промивної рідини резистівіметром. Повний комплекс вимірювання здійснюється за чотири спуско-підйоми свердловинного приладу [1].

1-й цикл: А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, N6.0М0.5А, ПС;

2-й цикл: А2.0М0.5N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, ПС;

3-й цикл: А8.0М0.1N, А0.4М0.1N, резистівіметрія; ПС;

4-й цикл: БК.

Апаратура АБКТ розрахована на сумісну роботу з автоматизованою каротажною станцією ЛКЦ-7. В апаратурі АБКТ розширений комплекс вимірюваних величин, підвищений динамічний діапазон і точність вимірювання позірного опору, збільшена теплостійкість та міцність свердловинного приладу, що забезпечує більшу глибинність та точність дослідження свердловин [1, 3, 4, 5].

4.МІКРОКАРОТАЖ – проводився апаратурою МДО-2, МДО-3, з одночасним записуванням мікроградієнт та мікропотенціал зондами кривих УО в масштабі 0.25, 0.5, 1.0, 2.5 Ом/см. Запис виконувався в перспективних товщах з метою виділення колекторів і встановлення ефективних товщин за

наявністю додатних приростів. Апаратура МДО-3 розрахована на роботу із стандартними каротажними станціями на трьох- або на одножильному кабелі, яка має в комплекті вимірювальну панель ІПЧМ та уніфікований генератор УГ-1. Криву мікрокаротажу слід використовувати для виділення колекторів. Оскільки радіус дослідження мікроградієнт зонда приблизно 4 см, а мікропотенціал зонда – 10-12 см, то мікроградієнт зонд навпроти колекторів, в основному, вивчає опір глинистої кірки, а мікропотенціал зонд – опір порід в межах промитої зони, де флюїдом є фільтрат промивної рідини, а також залишкові нафта і газ [1, 3, 4, 5].

В пластах з високомінералізованими водами при відсутності проникнення, а також навпроти непроникних пластів високого опору приріст від'ємний, що обумовлено впливом стуму між стінкою свердловини і башмаком мікрозонда.

5.БОКОВИЙ МІКРОКАРОТАЖ – виконувався в перспективних товщах апаратурою МБК-У, Е-2. Криві позірного опору (масштаб 2.5 Ом/см) та мікрокаверноміра (масштаб 1-2 см/см) реєструвались одночасно. Запис виконувався із швидкістю 800-1000 м/год. Криві БМК використовувались для уточнення границь пластів, їх товщини, а також виділення малопотужних прошарків з низькою пористістю.

Апаратура призначена для дослідження нафтових і газових свердловин з одночасним вимірюванням діаметра свердловини. До її складу входить свердловинний прилад, що складається з електронного блоку та дворичажного притискного пристрою, а також блок керування, виконаний у вигляді блоку-вставки панелі ІПЧМ. Крива мікробокового каротажу (БМК), завдяки фокусуванню струму та конфігурації електродів, забезпечує чітке розчленування розрізу свердловини. Для точного визначення меж пластів використовується відповідна палетка.

При збільшенні проникності у водоносних пластах $\rho_k > \rho_p$, в продуктивних $\rho_y \approx \rho_p$, а при зменшенні проникнення в продуктивних пластах $\rho_y < \rho_p$. Результати БМК дають більш точні дані про $\rho_{зп}$ в порівнянні з МК.

За однією кривою БМК про наявність в пласті зони проникнення судити важко, тому крива інтерпретується в комплексі з іншими методами електрокаротажу.

6.ІНДУКЦІЙНИЙ КАРОТАЖ – виконувався апаратурою АІК-М з зандовими установками 8ІІ.4 і 6ЕІ.0 в масштабі 10 і 20 Сім/см. За діаграмами індукційного каротажу визначались опори низькоомних і малопотужних пластів, які на діаграмах БКЗ спотворювались екранним впливом вміщуючих порід великого опору, уточнювались границі контактів.

Апаратура АІК-М призначена для вимірювання позірної питомої провідності порід методом індукційного каротажу (ІК) у сухих свердловинах. Вона розрахована на роботу з одножильним кабелем і будь-якою каротажною станцією. Відмінною особливістю апаратури є малий діаметр свердловинного приладу, що уможлиблює проведення досліджень у свердловинах з невеликим діаметром.

Для визначення питомого опору пласта (ρ_y) за кривою ІК навпроти пласта знімають значення провідності та за спеціальним графіком переводять його у питомий опір (ρ_y). За допомогою відповідних палеток до отриманого значення вводять поправки на вплив свердловини, скінченну потужність пласта та опір вміщуючих порід.

Межам пласта потужністю понад 1 м на кривій відповідають точки перегину, тобто місця переходу від крутого підйому або спаду кривої до ділянки з її плавною зміною. При малій потужності пласта підосва визначається за екстремальним значенням кривої, а покрівля – за точкою перегину.

7.КАВЕРНОМЕТРІЯ ТА ПРОФІЛЕМЕТРІЯ – вивчення діаметру та профілю стінки свердловини здійснювалось каварномірами-профілемірами типу СКП-1 та СКПД-3. Горизонтальний масштаб запису – 2 і 5 см/см, а вертикальний 1:500 по всьому стовбурі та 1:200 в продуктивній частині розрізу. Кавернограми та профілеграми використовувались для контролю технічного стану стовбура свердловини в процесі буріння, для кількісної

інтерпретації методів ГДС (БКЗ, НГК), для виділення колекторів і уточнення їх ефективної товщини, а також для розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадної колони. Прилад типу СКП-1 призначений для неперервної одночасної реєстрації двох взаємно-перпендикулярних діаметрів в нафтових та газових свердловинах для виявлення прихвато-безпечних жолобів. Свердловинний прилад складається з двох блоків: електромеханічного та електронного [1, 3, 4, 5].

Електромеханічний блок містить вимірювальні рычаги, реостатні перетворювачі R1-R4 і електромагніт з механізмом для розкриття рычагів. Діаметри свердловини визначають за розкриттям двох пар вимірювальних рычагів, які переміщуються незалежно взаємно перпендикулярних площинах при підйомі каверноміра.

Фактичний діаметр свердловини нерідко відрізняється від номінального, що відповідає діаметру долота. Такі відхилення зумовлені впливом глинистого розчину на стінки свердловини. Утворення глинистої кірки та пов'язане з цим зменшення діаметра свердловини спостерігається навпроти добре проникних пластів із внутрішньопластовим тиском, що допускає фільтрацію фільтрату розчину в пласт. Звуження діаметра характерне для інтервалів пісків і проникних пісковиків. Навпроти щільних і слабопроникних пісковиків та вапняків фактичний діаметр свердловини, як правило, відповідає номінальному. Збільшення діаметра свердловини спостерігається навпроти глин і глинистих порід.

8.РАДІОАКТИВНИЙ КАРОТАЖ – проводився в модифікаціях гамма-каротаж (ГК) і нейтронний гамма-каротаж (НГК). Заміри виконувались апаратурою ДРСТ-3. Заміри НГК виконувались зондом 60 см з використання полонієво-берилієвого (Po+Be) джерела потужністю випромінювання $0.5-4.6 \cdot 10^7$ нейтронів/с при сталій інтегратора 1-3 с. Запис кривих НГК здійснювався в масштабі 0.2 ум.од/1см, а кривих ГК 2 мкР/год/1см. У вертикальному масштабі 1:500 ГК і НГК записувались по всьому стовбурі свердловини, а в продуктивній частині розрізу в масштабі 1:200, де

швидкість запису кривих складала 300-400 м/год. Радіометр розрахований на вимірювання інтегральних інтенсивностей гамма- і нейтронного випромінювання та призначений для дослідження свердловини методами ГК, ГГК, НГК. Радіометр складається з двох каналів. Один канал служить для гамма-каротажу, а другий, із зміщеним детектором, для вимірювання методами НГК і ГГК. В якості детекторів гамма-випромінювання використовують сцинтиляційні лічильники, які складаються з кристалів NaJ(Tl) і фотопомножувача (ФЕП). Для реєстрації нейтронів використовуються кристали ZnS(Ag) з ФЕП. При вимірюванні методом НГК використовується газорозрядний лічильник [1, 3, 4].

За даними гамма-каротажу (ГК) у породах визначають загальний вміст радіоактивних елементів, а отримані матеріали використовують для оцінки глинистості колекторів. Літологічне розчленування за кривою ГК виконується відповідно до вмісту природних радіоактивних елементів у породі. Вимірювання нейтронного гамма-каротажу (НГК) проводяться зондом довжиною 60 см із застосуванням плутоній-берилієвого випромінювача потужністю $0,7-0,99 \cdot 10^7$ при сталій часу інтегрування 1-3 с.

У методі НГК у свердловині реєструється радіаційне гамма-випромінювання від захоплення нейтронів (I_{ny}). У породах, що не містять водню, зона уповільнення нейтронів розширюється, і значна її частина потрапляє в зону реєстрації. Оскільки випромінювання I_{ny} формується поблизу детектора і незначною мірою поглинається породами, при довжині зонда 40-60 см щільно зцементовані пісковики, вапняки, доломіти, ангідрити та газonosні пласти на кривих НГК відзначатимуться максимальними значеннями.

Якість отриманих матеріалів відповідає вимогам технічної інструкції. Еталонування апаратури радіоактивного каротажу (РК) проводилось щомісячно: НГК – у ємності з прісною водою, показники якої прийнято за одну умовну одиницю; ГК – за методикою масових пошуків.

Результати даних методів використовувались для рішення різних задач

при комплексній інтерпретації геофізичних матеріалів: літологічного розчленування та кореляція розрізу, виділення ефективних товщ, визначення колекторських властивостей (пористості та глинистості).

9. АКУСТИЧНИЙ КАРОТАЖ – виконувався апаратурою СПАК-6, СПАК-8. Одночасно реєструвались криві інтервального часу (ΔT), амплітуда пружної хвилі від обох випромінювачів і логарифм відношення амплітуди A_1/A_2 (крива затухання). Крива ΔT реєструвалась в масштабі 20 мкс/м/1см з швидкістю 800-1200м/год. В інтервалі залягання порід з дуже сильним поглинанням пружних хвиль рекомендується проводити повторне вимірювання з меншою швидкістю. В інтервалах залягання щільних порід, які не мають глинистої кірки, зростання рівня акустичного шуму приводить до спотворення реєструючих сигналів, необхідно проводити запис з швидкістю 500-800 м/год. Недопустиме проведення без центраторів. Дані метода АК використовувались для літологічного розчленування розрізу, визначення коефіцієнту пористості [3, 4, 5].

Літологічне розчленування розрізу за кривими АК виконується за швидкістю розповсюдження та затухання пружних хвиль в гірських породах. Щільнозцементовані пісковики та карбонатні породи характеризуються мінімальним значенням ΔT , аргіліти та глинисті сланці – максимальними, пісковики і алевроліти – проміжними значеннями. Тріщинуватим, кавернозним і тріщинувато-кавернозним колекторам, які залягають між гранулярними неглинистими породами, відповідають підвищені значення ΔT . Наявність газу в гірській породі або промивній рідині приводить до значного зростання ΔT . При інтерпретації орієнтуються на те, що навпроти пласта, який залягає серед порід з однаковими акустичними властивостями, всі криві симетричні. Границя пласта на всіх кривих відповідає половині приросту вимірювальних параметрів по відношенню до вміщуючих порід в пласта $h_p > S(L)$ [4].

10. ТЕРМОМЕТРІЯ – проводилась по всьому стволі свердловини апаратурою Т-2, ТЕГ-60, ТЕГ-36 у масштабі 0.25-0.5 град/см з швидкістю

запису 1000 м/год. Криві термометрії використовувались для визначення температури гірських порід і висоти підйому цементу в затрубному просторі, а також з метою визначення припливу, встановлення границі розділу між різнопородними середовищами нафта-вода, вода-газ [3, 4, 5].

Температурну криву реєструють при спуску термометра, при підйомі допускається проводити тільки контрольні виміри температур. Інтервали припливу в свердловині нафти або газу відмічається від'ємними аномаліями (при $T_p < T_n$), а води додатніми аномаліями (при $T_p > T_n$).

11.ІНКЛІНОМЕТРІЯ – виконувалась апаратурою КІТ-200, ІТ. Виміри проводились при підйомі приладу в точках через 25 м свердловини. Дані вимірів кута викривлення та азимута використовувались для забезпечення буріння в заданому напрямі, а також при геологічних побудовах. Інклінометр складається із свердловинного приладу та наземної панелі. Конструктивно свердловинний прилад складається з електронного блоку діаметром 45 мм заповненого рідиною, наземна панель виконана на уніфікованому шасі, на якій розміщені органи управління, вимірювальні прилади та розйом для підключення каротажного кабелю [1, 3, 4, 5].

Глибину знаходження точок замірів визначають по датчику глибин і контролюють за магнітними мітками на кабелі. Результати вимірів викривлення свердловини представляють у вигляді таблиці кутів і азимутів.

12.ГАЗОВИЙ КАРОТАЖ – проводився автоматично газокаротажною станцією АГК-65. Дані газового каротажу використовувались якісно для встановлення газонасичених інтервалів.

13.ВИПРОБУВАННЯ СВЕРДЛОВИН – в процесі буріння проводилось випробування на трубах КІІ-146. Їх використання дозволяло вивчити характер насичення та колекторські властивості багатьох пластів продуктивної товщі кам'яновугільних відкладів.

14.ВІДБІР ПРОБ ФЛЮЇДІВ НА КАБЕЛІ – виконувалось в свердловинах №№57, 59, 61, 63, 65, 66, 68, 69. Використовували прилади ОПН-7-10, ОПД-7-10, які дозволяли проводити одночасно відбір флюїду із

пластів та реєструвались індикаторні криві зміни тиску в точках відбору проб. Дані випробування пластів використовувались для виділення колекторів і оцінки характеру насичення. Об'єкти для випробувань намічались за даними комплексу геофізичних досліджень, а прив'язка до глибини проводилась по кривим ГК та кавернометрії [4, 5].

15. АКУСТИЧНА ЦЕМЕНТОМЕТРІЯ – проводилась в свердловинах №№61, 63, 64, 65, 66, 68 приладом АКЦ-4 в масштабі глибин 1:500. Одночасно реєструвались три параметри (амплітуда поздовжніх хвиль по колоні A_k і породі A_p та час пробігу поздовжньої хвилі по породі T_p). За діаграмами АКЦ оцінювалось якість цементування обсадних колон, а також достовірність випробування свердловин.

Висновок

Отже, для дослідження продуктивних відкладів Західно-Солохівське газоконденсатне родовище було застосовано широкий комплекс промислово-геофізичних досліджень свердловин, який забезпечив детальне літологічне розчленування розрізу, виділення пластів-колекторів та оцінку їх фільтраційно-ємнісних властивостей. Проведені дослідження дозволять визначити пористість, характер насичення, ефективні товщини та технічний стан свердловин. Використання комплексу електричних, радіоактивних, акустичних, термічних та інших методів ГДС забезпечило отримання достовірної геолого-геофізичної інформації, необхідної для подальшої інтерпретації матеріалів і оцінки перспектив газоносності продуктивних горизонтів родовища.

З ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ВИДІЛЕННЯ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ

3.1 Геолого-геофізична характеристика продуктивних пластів

За матеріалами ГДС та результатами випробувань у верхньовізейських відкладах Західно-Солохівського родовища виявлено три газоносних пласти: В-19, В-20 та В-21. Колекторами слугують переважно пісковики, рідше – алевроліти.

Пласт В-19 залягає в середній частині верхньовізейських відкладів. Пісковики розвинені лише на найвіддаленішій перикліналі структури в районі свердловин №№ 63, 65, 66 і представлені двома-п'ятьма прошарками, що чергуються з алевролітами та аргілітами. Товщина окремих прошарків становить 0,8-4,6 м, загальна товщина пісковиків змінюється від 5,2 м (св. № 63) до 15,4 м (св. № 65). Пісковики сірі та світло-сірі, дрібно- і середньозернисті, кварцового мінералогічного складу з поодинокими уламками кварцитів і польових шпатів; з акцесорних мінералів присутні циркон, турмалін, апатит. Цемент карбонатно-глинистий порового типу, вміст глинистої та карбонатної складових незначний. Тип колектора – гранулярний. За результатами випробувань свердловин №№ 65 і 66 отримані припливи газу дебітом 300-400 тис. м³/добу. Колектори характеризуються невисокими фільтраційно-ємнісними властивостями: відкрита пористість становить 6,5-13,7%, газопроникність – $1,5-67 \cdot 10^{-15}$ м². Приблизно в 80% випадків пористість і проникність знаходяться в межах 7,5-10% та $1,8-20 \cdot 10^{-15}$ м² відповідно. Пісковитість пласта складає 43%, залишкова водонасиченість – 8,5%, залишкова нафтонасиченість – 3,3-5%. За даними ГДС і результатами випробувань пласт є продуктивним у свердловинах №№ 63, 65, 66; в інших свердловинах він складений щільними породами [1, 6, 7].

Пласт В-20 є продуктивним у свердловинах №№ 57, 64, 65, 66, 69 та водоносним у свердловинах №№ 59, 61, 62, 68. Він залягає на 23–30 м нижче

пласта В-19 і складений трьома-шістьма прошарками пісковиків, що чергуються з алевролітами та аргілітами. Товщина окремих прошарків варіює від 0,8 до 5,0 м. Пісковики простежуються по всій північно-західній перикліналі структури, за винятком району свердловини №62, де вони заміщені щільними алевролітами. За складом пісковики сірі та світло-сірі, дрібнозернисті, кварцові (вміст кварцу – 99%) з карбонатно-глинистим цементом контактено-порового типу; з домішок присутні поодинокі лусочки мусковіту, зерна циркону, турмаліну та скупчення лейкоксену. Тип колектора – гранулярний. Пористість пісковиків за лабораторними даними становить 6,5-10%, проникність – $0,8-26,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, залишкова водонасиченість – до 14,7%, залишкова нафтонасиченість – 3,6-3,9%. Газонасиченість пісковиків складає 86-95% [1, 6].

Пласт В-21 літологічно представлений одним-п'ятьма прошарками пісковиків товщиною від 1 до 6,4 м, розвиненими по всій північно-західній перикліналі структури. Виняток становить її східна частина в районі свердловини № 57, де пісковики заміщені щільними алевролітами. Ефективна товщина пісковиків становить 5,0-7,8 м. Пісковики сірі, дрібнозернисті, олігоміктового складу: вміст кварцу – 95-97%, присутні польові шпати та уламки кварцитів. Цемент переважно карбонатно-глинистий з вмістом до 10-15%, за типом – поровий та базально-поровий. За лабораторними даними пористість пісковиків у законтурній частині становить 6,0-8,4%, газопроникність – $4,2-9,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. За даними промислової геофізики пористість змінюється в межах 7-10%, газонасиченість – 89-93%.

3.2 Кореляція розрізів і літологічне розчленування

Відмінності в літологічному складі та фізичних властивостях порід нижньокам'яновугільних відкладів зумовили добру диференціацію розрізу геофізичними методами і дозволили виконати літологічне розчленування

порід, кореляцію розрізів свердловин та необхідні структурні побудови.

Літологічне розчленування розрізу за матеріалами геофізичних досліджень свердловин проводилось відповідно до прийнятої методики для теригенних відкладів Дніпровсько-Донецької западини. При кореляції розрізів використовувались характерні репери – зокрема пачки глин, що залягають у середній частині та підшві пласта В-16, у покрівлі пласта В-20 та інших горизонтів. Основними методами, застосованими при кореляції розрізу, були стандартний та радіоактивний каротаж, а також кавернометрія. Продуктивні колектори Західно-Солохівського родовища представлені пластами пісковиків і алеволітів, для яких характерна різко виражена мінливість колекторських властивостей як по площі, так і в розрізі.

Детальна кореляція візейських відкладів показує, що продуктивний пласт В-19 характеризується літологічною та фільтраційно-ємнісною мінливістю. Пласт прослідковується тільки в свердловинах №63, 65 та 66 ($h_{\text{еф}}=5.8-17.6$ м, $K_{\text{п}}=7.5-11.5\%$, $K_{\text{пр}}=1-45 \cdot 10^{-15}$ м²). Поклади газу пласта В-19 літологічно екрановані [1].

Продуктивний пласт В-20 прослідковується по більшості свердловин (за виключенням свердловин 59, 63, 69), його продуктивність приурочена до зводу Західно-Солохівського підняття. Колекторські властивості покращуються в північно-західній частині родовища (свердловини 65, 64, 66), де $K_{\text{п}}=8-10.5\%$, $K_{\text{пр}}=1-10 \cdot 10^{-15}$ м² [1].

Пласт В-21 за літо-фаціальною характеристикою мінливий, прослідковується по всій площі, характеризується поганими ємнісними та фільтраційними властивостями (ФЄВ), покращення їх спостерігається в північно-східній частині підняття (свердловина 59, 69 – $K_{\text{п}}=8.5-10\%$, $h_{\text{еф}}=7.8-9.2$ м) [1].

3.3 Виділення колекторів, визначення ефективної товщини

Виявлення колекторів у розрізі свердловин та визначення їх

ефективних товщин здійснювалось шляхом комплексного аналізу даних бокового каротажного зондування (БКЗ), радіоактивного каротажу (РК), акустичного каротажу (АК), бокового каротажу (БК), мікробокового каротажу (МБК), індукційного каротажу (ІК), мікрокаротажного зондування (МКЗ) та кавернометрії, а також результатів лабораторного вивчення керну, випробування пластів і гідродинамічних досліджень.

На Західно-Солохівському родовищі породи-колектори виділялись по ряду ознак, які в загальному можна розділити на II групи [1]:

I – якісні ознаки, базуються на більш високій проникності колекторів і на проникненні фільтрату бурового розчину в пласт;

II – кількісні ознаки, тобто значення різних геофізичних і колекторських параметрів, які відповідають границі колектор-неколектор.

Основні якісні ознаки колектора міжзернового типу, який розкривається на прісному буровому розчині з репресією на пласт, наступні [1, 8]:

1. Наявність проникнення фільтрату бурового розчину в пласт, яке встановлюється за даними методів БКЗ. Водоносні пласти пісковиків відзначаються дво- та тришаровими кривими з підвищуючим проникненням. Продуктивні пласти характеризуються переважно дво- та тришаровими кривими зі знижуючим проникненням. Діаметр зони проникнення фільтрату бурового розчину для більшості колекторів становить 2-4d, за винятком тріщинних різновидів, у яких глибина проникнення фільтрату досягає 16d і більше.

2. Малі значення природної радіоактивності порід. На діаграмах ГК колектори, що представлені чистими слабоглинистими пісковиками, відмічаються мінімальними значеннями природної γ -активності (1,6-4,0 мкР/год). У міру збільшення глинистого матеріалу в пісковіку значення природної γ -активності зростає і досягає величин, які характерні для глин (12,0-18,2 мкР/год).

3. Доволі малі значення уявного електричного опору гірських порід на

діаграмах мікробокового каротажу. Аналіз матеріалів показує, що ефективність методу МБК при виявленні колекторів досить висока – 83,0 %, хоча в окремих випадках необхідно залучати дані інших методів.

4. Наявність позитивних прирощень на діаграмах мікрозондів. Відомо, що ефективність мікрокаротажу знаходиться в прямій залежності від проникнення фільтрату в пласт і наявності на стінках свердловини глинистої кірки. Застосування глинисто-крейдових і висококальцієвих бурових розчинів, які не утворюють такої кірки, а також конструктивні вади приладів МДО, зменшують ефективність методу при виділенні колекторів. Однак в комплексі з іншими методами криві МКЗ дають додаткову інформацію при вирішенні цієї задачі [1, 8].

5. Наявність негативних аномалій ПС. Метод природних потенціалів в досліджуваному розрізі мало інформативний в зв'язку з погіршенням свердловинних умов (збільшення мінералізації бурових розчинів, обробка останніх різними хімреагентами), високим ПЕО породи та іншими причинами [1].

6. Зменшення діаметра свердловини відносно номінального є ознакою, що спостерігається не завжди – досить часто пласти-колектори відзначаються номінальним діаметром або навіть його збільшенням. У зв'язку з цим однозначне виділення колектора лише за кривою кавернометрії (ДС) не завжди є можливим.

Таким чином, ефективність кожного геофізичного методу при виділенні колекторів є різною і змінюється залежно від літолого-структурних особливостей порід, свердловинних умов та інших чинників. Найбільш ефективними при вирішенні цього завдання виявились методи БКЗ, АК, РК, МБК і БК.

Використання виключно якісних ознак при виділенні колекторів є недостатнім через певну суб'єктивність їх трактування, складність узагальнення великих обсягів геолого-геофізичної інформації та інші причини. У зв'язку з цим виділення колекторів і визначення їх ефективних

товщин здійснювалось у комплексі з кількісними критеріями, для чого використовувались граничні значення відповідних петрофізичних, геологічних та геофізичних параметрів:

1. K_p , $K_{пр}$, K_r ;
2. $\Delta I_{пг}$, ΔT , $\rho_k^{МБК}$, $\rho_k^{БК}$, ρ_p .

Величини граничних значень подані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Граничні значення петрофізичних, геофізичних та геологічних параметрів [1]

	K_p , %	$K_{пр} \cdot 10^{-15}$, м ²	ρ_k , Омм	ΔT , мкс/м	$I_{пг}$, ум.од.
Граничні значення	7	0,85	15	200	2,6
Ефективність розділення			80		

Пласт відносився до неколекторів у тому випадку, якщо за всіма переліченими вище критеріями він характеризувався як глиниста порода, а також мав пористість і проникність нижчі за критичні значення. У разі неоднозначної інтерпретації додатково залучались дані оперативного промислово-геофізичного контролю (ОПК), імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК), а також результати випробування об'єктів з аналогічною геофізичною характеристикою на даному родовищі та на суміжних площах.

До газонасичених колекторів відносились пласти порід, для яких параметр насичення R_n , а відповідно і коефіцієнт газонасичення K_r були рівні, або вищі критичних значень. При цьому перевага надавалась параметру R_n , так як він менше залежить від пористості.

При інтерпретації даних ВПК використовувались якісні ознаки (наявність чи відсутність припливів флюїдів) і кількісні. Аналіз показує, що приблизно в 80,0% випадків метод ВПК дає якісний матеріал. Найбільш інформативним параметром при розподілі пластів на продуктивні і водоносні – є вміст вуглеводнів в пробі В явно водоносних пластах він в 87,0% випадків складає 0,3-0,9 %, в продуктивних – в 94,0 % випадків –12,5-

100,0 %. В обводнених із залишковою газонасиченістю пластах вміст вуглеводнів коливається переважно в межах 10,0-100,0%, тобто однозначно за даними ВПК можна виділити на практиці тільки явно водоносні пласти. Дещо нижча ефективність при виділенні продуктивних пластів по параметру v_r (об'єм газу в пробі) [1].

Таким чином, комплексне використання якісних і кількісних критеріїв дозволяє в розрізі візейських відкладів з високою ефективністю виділяти колектори і оцінювати характер їх насичення.

Висновок

Отже, за результатами комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів Західно-Солохівське газоконденсатне родовище у верхньовізейських відкладах виділено три основні продуктивні пласти – В-19, В-20 та В-21, колекторами яких є переважно пісковики гранулярного типу. Проведена кореляція розрізів свердловин дала можливість простежити закономірності поширення продуктивних горизонтів, встановити літологічну мінливість порід та оцінити зміни їх фільтраційно-ємнісних властивостей по площі родовища. Комплексне застосування методів ГДС, лабораторних досліджень керну та результатів випробування пластів забезпечить надійне виділення колекторів, визначення їх ефективних товщин і характеру насичення. Найбільш інформативними при вирішенні цих задач виявились методи БКЗ, БК, РК, АК та МБК. Отримані результати є основою для подальшої оцінки колекторських властивостей продуктивних горизонтів і уточнення перспектив газонасиченості родовища.

4 ВИЗНАЧЕННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІ ЗАХІДНО-СОЛОХІВСЬКОГО РОДОВИЩА

4.1 Визначення коефіцієнта пористості

У зв'язку з нерівномірним висвітленням керном продуктивних горизонтів Західно-Солохівського родовища була вивчена можливість забезпечення повної характеристики колекторських властивостей за всією площею району робіт, використовуючи матеріали геофізичних досліджень свердловин. Для вирішення даної задачі використовувались методи акустичного та радіоактивного каротажів.

Слід окремо відмітити оцінку коефіцієнта пористості (K_n) продуктивного пласта горизонту В-16а у свердловині №37, який залягає під масивною товщею кам'яної солі. В даній ситуації, у зв'язку із різними ускладненнями при бурінні свердловини, не були виконані деякі методи каротажу, які в свою чергу вкрай необхідні для визначення пористості порід. Але у верхній частині газоносного горизонту було відібрано доволі великий об'єм керна, на якому в лабораторних умовах вивчались фізичні та колекторські властивості порід.

4.1.1 Визначення пористості пластів по комплексу методів АК і ГК. В результаті обробки даних за допомогою ПЕОМ отримано ряд експериментальних залежностей між значеннями K_n , визначених по керну, і геофізичними параметрами. Найбільш ефективними із них стали залежності, які включають параметр ΔT [1]:

$$K_n = -48,146 + 0,273\Delta T, \quad s = 1,06, \quad R = 0,94, \quad (4.1)$$

$$K_n = -42,873 + 0,251\Delta T - 10,130\Delta I_\gamma, \quad s = 0,73, \quad R = 0,97 \quad (4.2)$$

$$K_n = -32,368 + 0,247\Delta T - 10,330\Delta I_\gamma - 1,148 \ln H, \quad s = 0,74, \quad R = 0,97 \quad (4.3)$$

Результати аналізу свідчать про те, що введення параметра ΔI_γ як

додаткової змінної дозволяє нівелювати вплив глинистості та суттєво підвищити міру тісноти кореляційного зв'язку. Водночас додавання параметра глибини із метою обліку ущільнення порід не призвело до помітного покращення кореляції – це вказує на незначний вплив термобаричних умов на величину ΔT у розглянутому інтервалі глибин (4200-4900 м). З огляду на це, для визначення пористості було застосовано тривимірну залежність виду $K_p = f(\Delta T; \Delta I_\gamma)$, а відповідна номограма представлена на рисунку 4.1 [1].

Питання щодо необхідності врахування поправки на газонасиченість при інтерпретації даних АК у візейських відкладах Західно-Солохівського газоконденсатного родовища вирішувалось на основі порівняльного аналізу значень пористості, отриманих за керном та за параметром ΔT , окремо для водоносних і газонасних пластів. Результати зіставлення засвідчили, що залишкова газонасиченість зони проникнення практично не позначається на величині ΔT .

Порівняння значень K_p , розрахованих за залежністю (4.2), з лабораторними визначеннями по керну показало високу збіжність результатів: у 90,0% випадків розбіжність у значеннях пористості для колекторів не перевищує $\pm 10,0\%$. Це підтверджує, що спільне використання методів АК та ГК забезпечує надійну оцінку величини K_p (рис. 4.2) [1].

4.1.2 Визначення пористості пластів за даними радіоактивного каротажу. У піщано-глинистих відкладах Західно-Солохівського родовища метод НГК ефективно реєструє водневий вміст порід, що зумовило його застосування як додаткового інструменту оцінки пористості – зокрема в інтервалах, де керновий матеріал відсутній, а якість вимірювань методом АК є незадовільною. Визначення величини K_p здійснювалось на основі експериментальної багатовимірної залежності виду $K_p = f(\Delta I_{\text{пг}}; \Delta I_\gamma)$. У зв'язку з відсутністю в продуктивному розрізі витриманих щільних порід, відносний параметр $\Delta I_{\text{пг}}$ розраховувався з використанням лише одного опорного пласта – сильно розмитих глин – за співвідношенням $\Delta I_{\text{пг}} = \Delta I_{\text{пг}}^{\text{вим}} / \Delta I_{\text{пг}}^{\text{гл}}$.

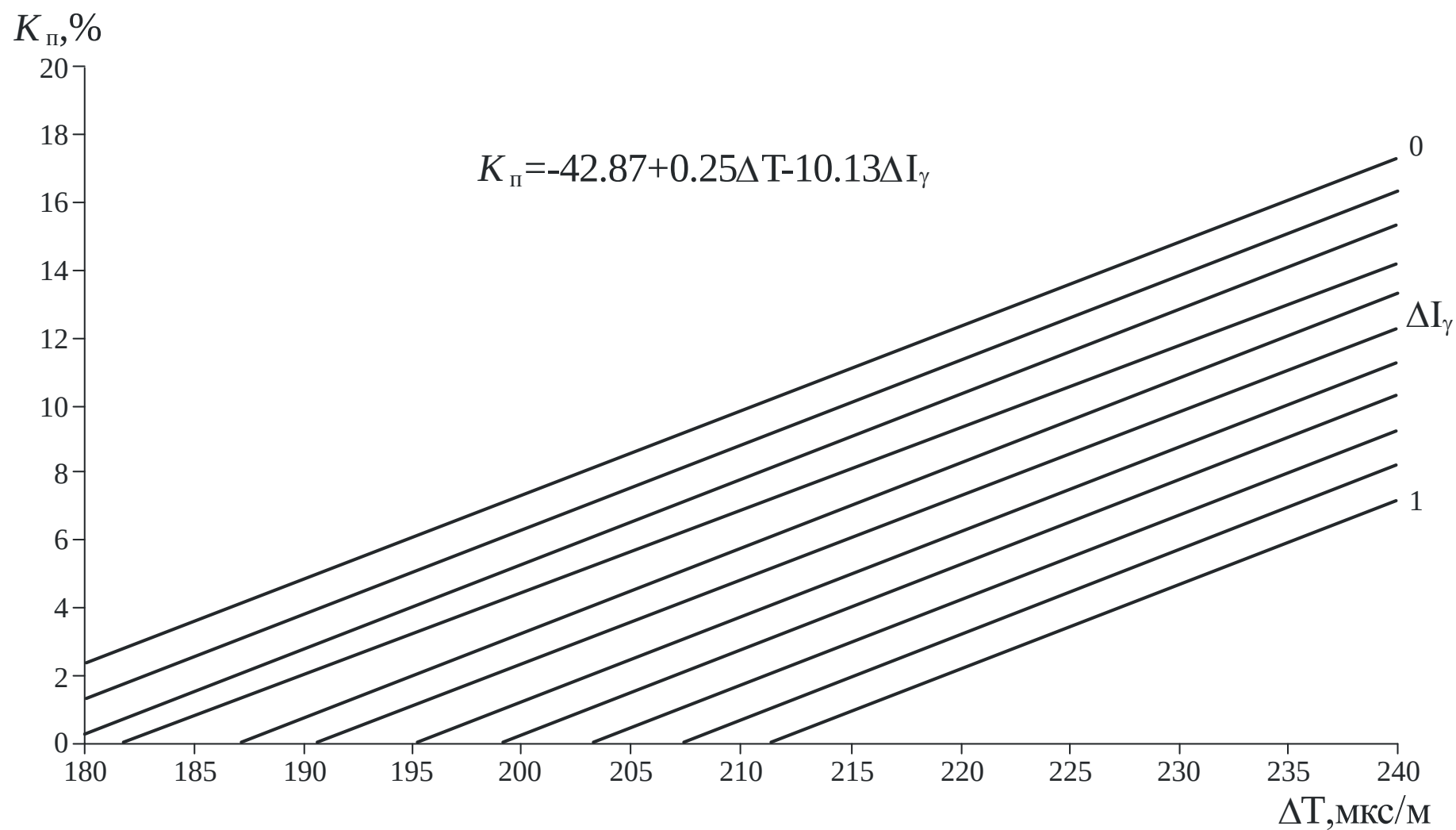


Рисунок 4.1 – Номограма для визначення пористості піщано-глинистих візейських відкладів Західно-Солохівського родовища за даними АК-ГК

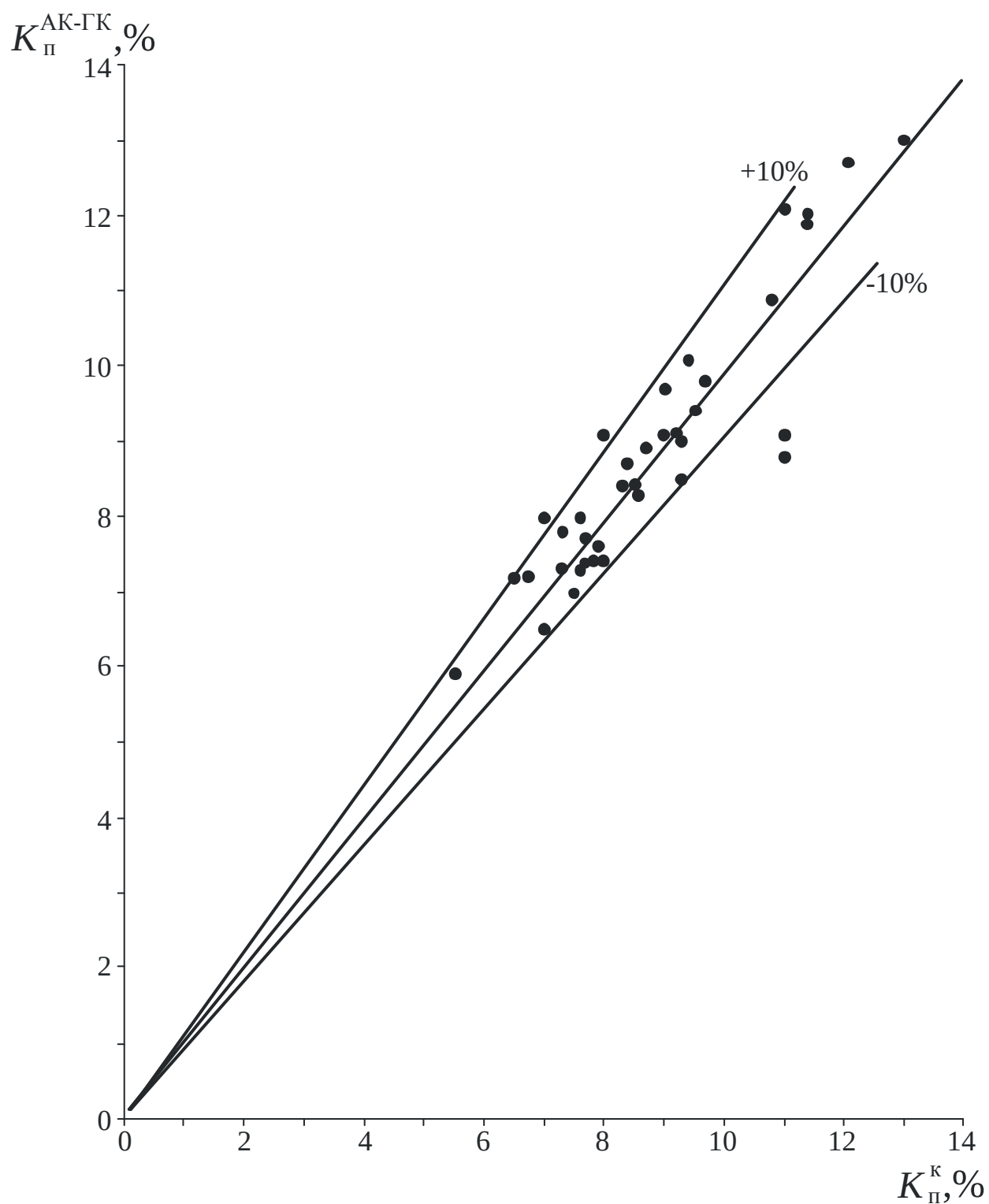


Рисунок 4.2 – Зіставлення значень пористостей, визначених за методом АК-ГК і даними керну для піщано-глинистих візейських відкладів Західно-Солохівського родовища

Можливість оцінки K_n по величині ΔI_{ny} видна зі зіставлення значень ΔI_{ny} з пористістю по керну. З врахуванням глинистості пластів (параметр ΔI_γ) спостерігається задовільний зв'язок між цими параметрами. Залежність $K_n = f(\Delta I_{ny}, \Delta I_\gamma)$ має вигляд [1]:

$$K_n = -14,19 - 2,26\Delta I_{ny} - 21,55\Delta I_\gamma, \quad s = 2,4, \quad R = 0,65. \quad (4.4)$$

Величини ΔI_{ny} спершу виправлялись за природну радіоактивність та приводились до умов номінального діаметру свердловини. Відповідна номограма приведена на рисунку 4.3. Оцінка пористості порід-колекторів для відкладів свердловини №37 потребувала спеціального підходу і визначалась за окремою методикою. Лабораторні аналізи керна дали можливість зіставити пористість пісковика із величинами I_{ny} (рис. 4.4) [1].

Вивчення наявних фактичних даних свідчить про те, що залишкова газонасиченість у газонасичених пластах Західно-Солохівського родовища не чинить помітного впливу на показання кривої НГК.

Зіставлення значень K_n , визначених за залежністю (4.4) і лабораторним даним по керну, показало, що розбіжність значень пористості для колекторів не перевищує $\pm 20,0\%$, тобто використання метода НГК в комплексі з ГК для оцінки величини K_n дає достовірні дані (рис. 4.5) [1].

На свердловинах, пробурених після 1988 року, РК виконувався апаратурою СРК в модифікації ННК-т. Цей метод добре відображає вміст водню в породах, що також дозволило використовувати його результати для додаткової оцінки пористості. Була використана апаратурна методика визначення K_n по градуювальних еталонах пористості (рис. 4.6) [1, 4]:

$$K_n = -8,2 + 75,4 \frac{I_{ny}^{M.3}}{I_{ny}^{E.3}} - 1,25 \left(\frac{I_{ny}^{M.3}}{I_{ny}^{E.3}} \right)^2. \quad (4.5)$$

До цього рівняння при визначенні пористості теригенних порід вносяться поправки на діаметр свердловини та літологічний склад порід. Слід також зазначити, що наявність тріщинуватості практично не позначається на результатах визначення пористості методом ННК-т.

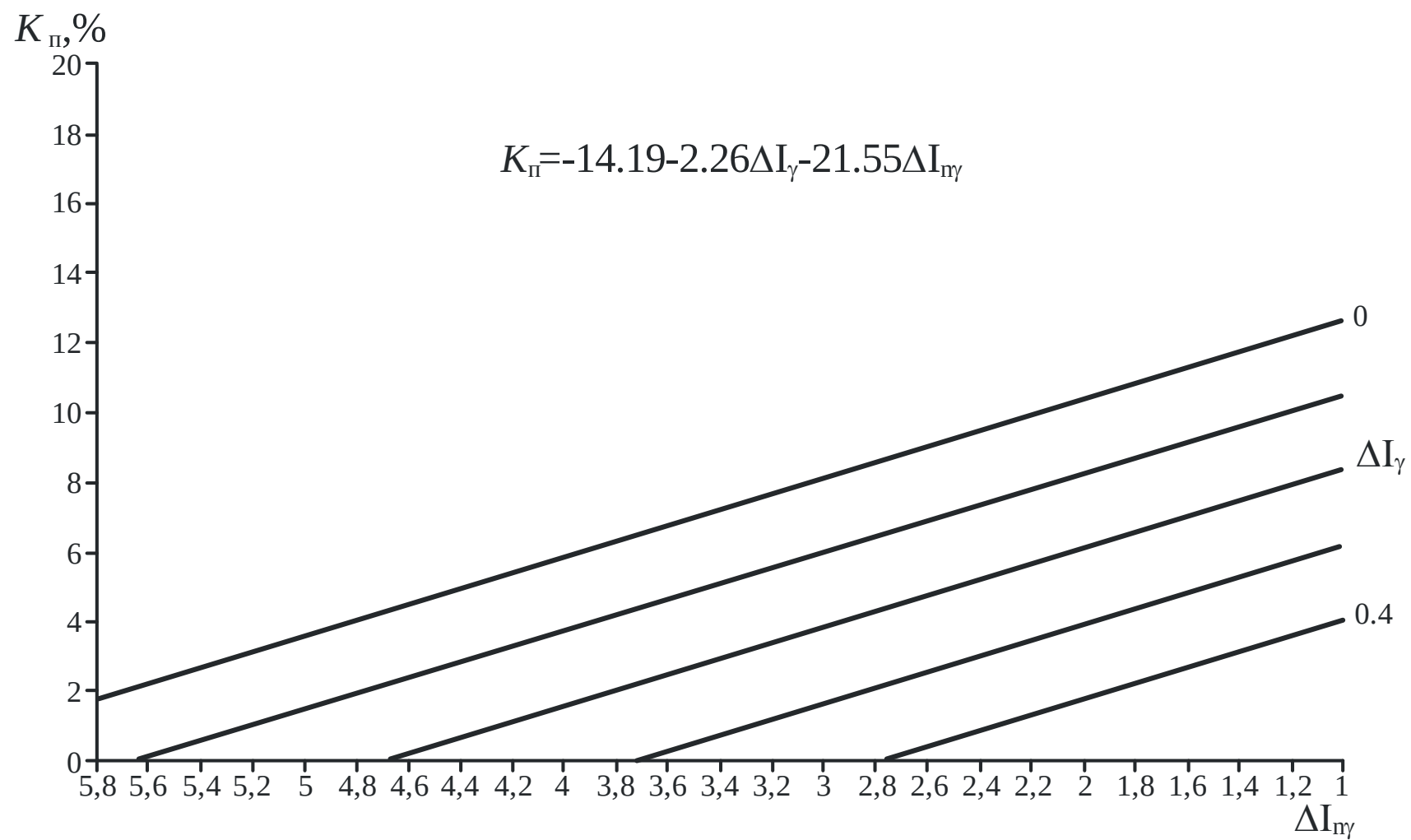


Рисунок 4.3 – Номограма для визначення пористості піщано-глинистих візейських відкладів
Західно-Солохівського родовища за даними НГК - ГК

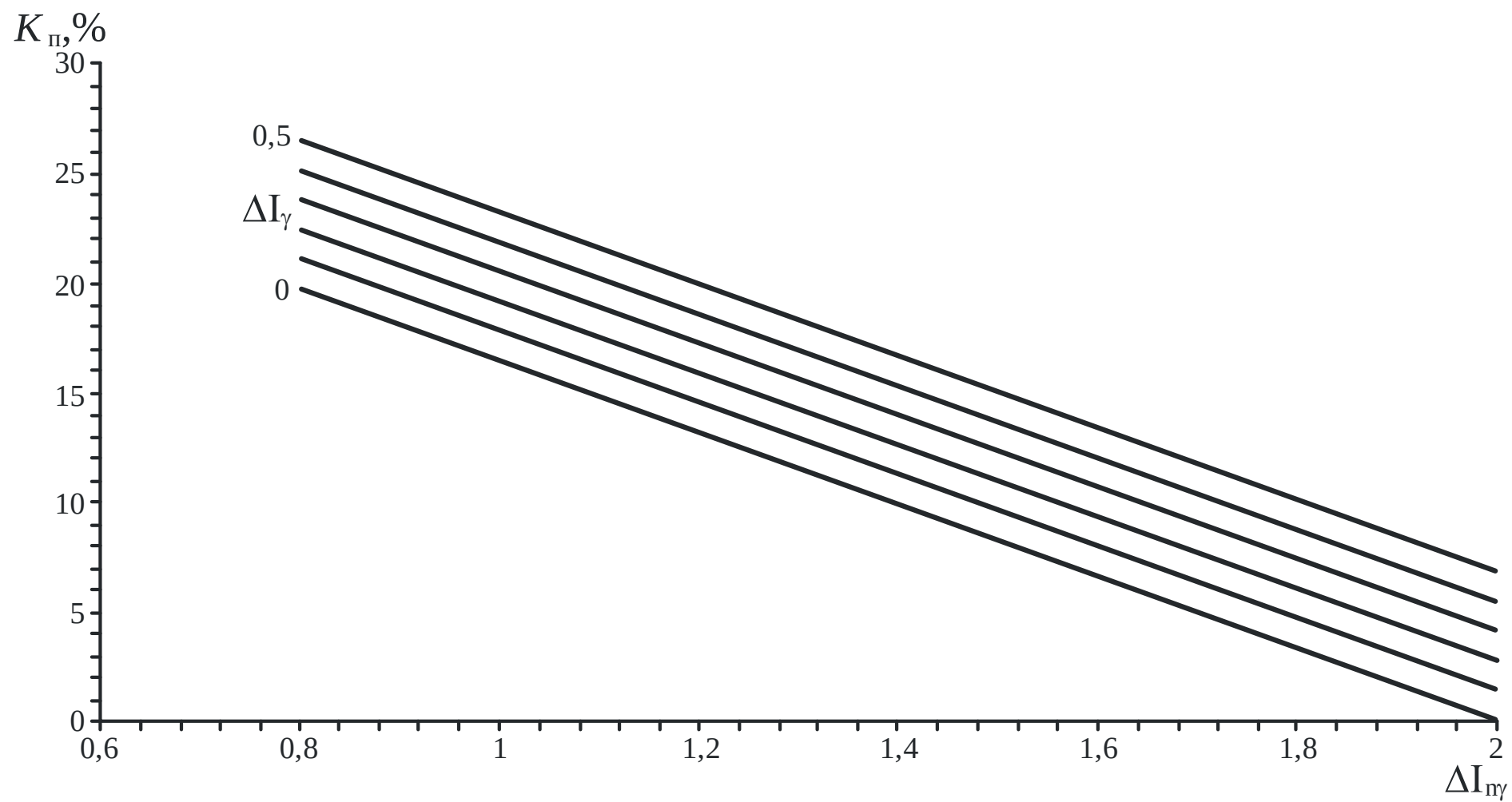


Рисунок 4.4 – Палетка для визначення пористості порід в розрізі свердловини № 37 Західно-Солохівського родовища

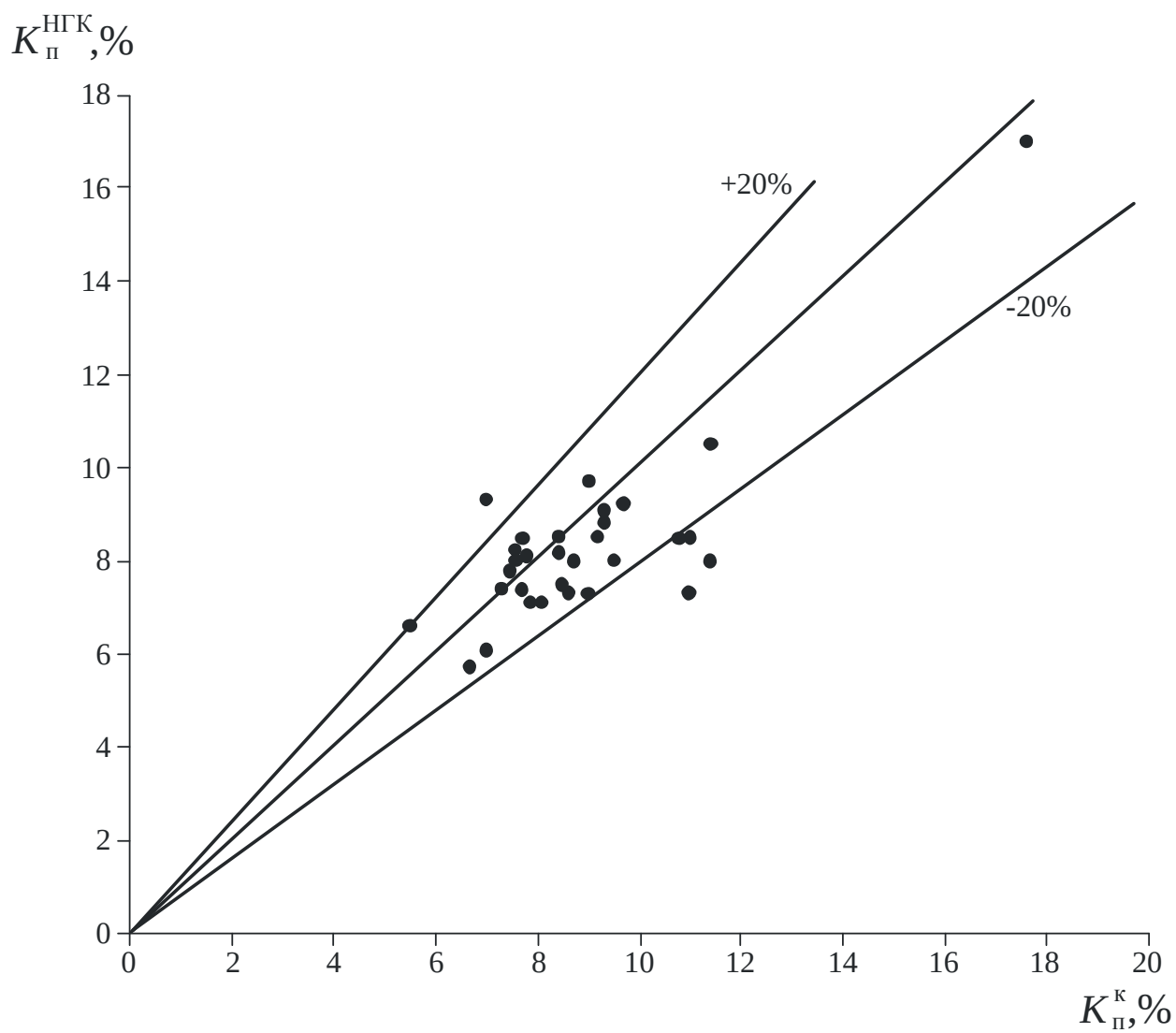


Рисунок 4.5 – Зіставлення значень пористостей, визначених за методом НГК і даними керну, для піщано-глинистих візейських відкладів Західно-Солохівського родовища

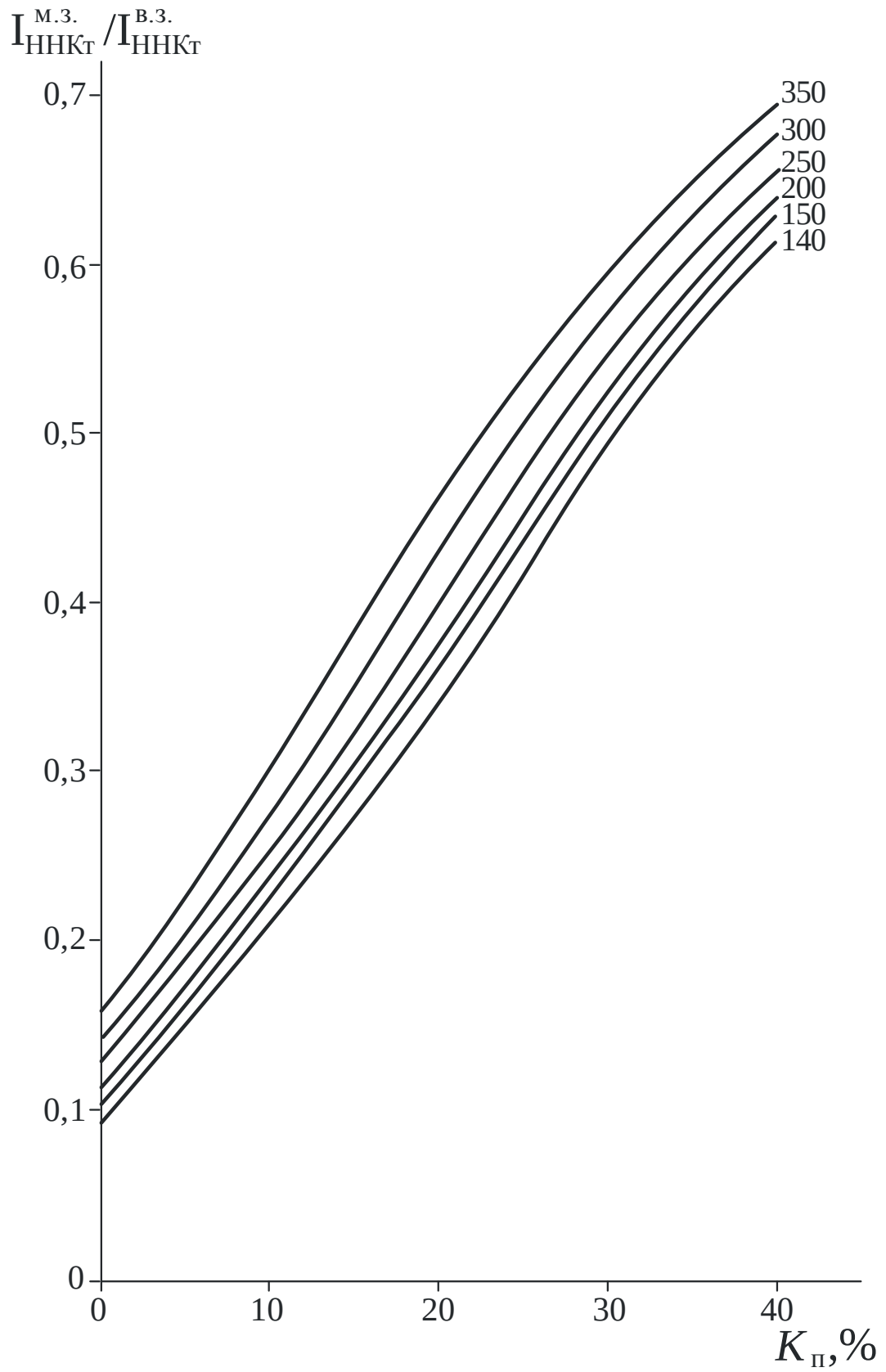


Рисунок 4.6 – Номограма для визначення пористості за даними ННК-т для теригенних візейських відкладів

4.2 Обґрунтування вибору методу визначення пористості, який рекомендований до підрахунку запасів

Проведений аналіз та графічні зіставлення значень K_p , отриманих різними методами, демонструють їх задовільну збіжність між собою та з даними керну. Наявні розбіжності є несуттєвими і мають випадковий характер. Найбільш надійні результати отримано за даними акустичного каротажу. На підставі проведених досліджень для підрахунку запасів рекомендується використовувати переважно значення коефіцієнта пористості, визначені за даними акустичного каротажу та керну; для свердловини №37 – за даними НГК, достовірність яких підтверджена результатами кернових досліджень.

4.3 Визначення коефіцієнта газонасиченості

Коефіцієнт газонасиченості продуктивних пластів пісковиків визначався за залежностями $P_H = f(K_v)$. Питомий електричний опір встановлювався по комплексу методів БКЗ, БК, ІК. Визначення опору піщаних пластів при 100% водонасиченості здійснювалось по експериментальній залежності $\rho_{вп} = f(K_p)$. Графік залежності побудований по зіставленню значень питомих опорів водонасичених пластів із значеннями коефіцієнтів пористості визначених за даними керну та геофізичних методів (рис. 4.7) [1].

4.4 Визначення коефіцієнта проникності

Достатньо тісний кореляційний зв'язок проникності з пористістю та глинистістю вказує на можливість оцінки значень $K_{пр}$ за величиною цих параметрів, які встановлені за даними промислової геофізики. Зв'язок має наступний вид [1]:

$$\ln K_{пр} = -3.754 + 0.605K_n - 2.9\Delta J_\gamma; \quad R = 0.888; \quad S = 1.078. \quad (4.6)$$

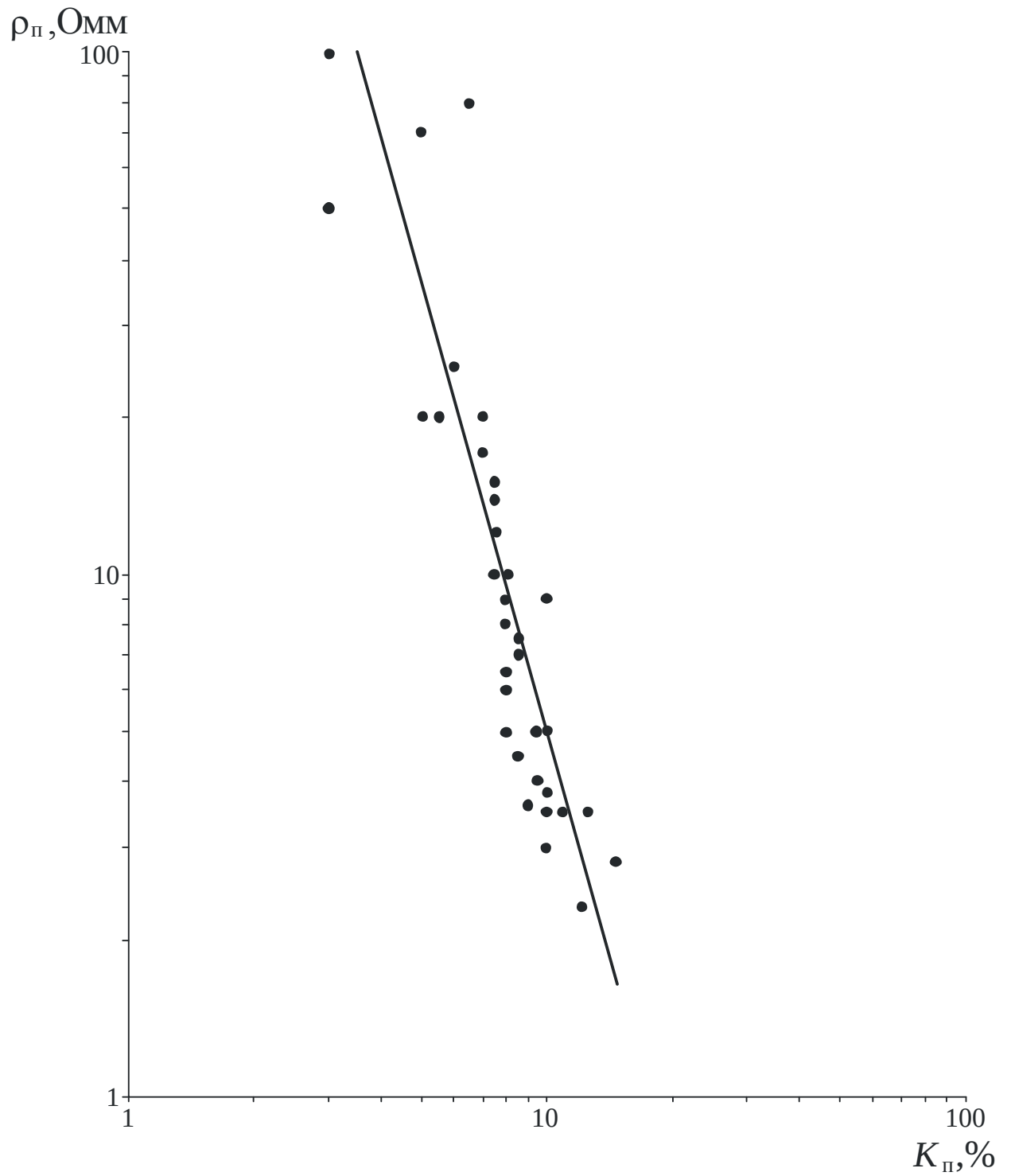


Рисунок 4.7 - Залежність опору водоносних пластів від величини $K_{п}$ для піщано-глинистих візейських відкладів Західно-Солохівського родовища

На рисунку 4.8 показано номограму, яка побудована за даною залежністю [1]. Співставлення значень проникності, які визначені за даною залежністю та по керну, показує їх задовільну схожість в більшості випадків.

4.5 Аналіз граничних значень геолого-геофізичних параметрів порід-колекторів

До вибірки, що формується з метою визначення граничних значень геофізичних і колекторських параметрів, включаються лише ті інтервали, для яких комплекс геолого-геофізичних та гідродинамічних досліджень забезпечує надійне розмежування порід на колектори і неколектори, а також на продуктивні та водоносні. Статус колектора присвоювався тим водоносним і продуктивним пластам, які в процесі випробування забезпечили приплив флюїду, а також пластам, віднесеним до категорії водоносних і продуктивних на підставі сукупності загальновідомих геофізичних ознак.

Зіставлення пористості та глинистості (рис. 4.9) показує, що лінії постійних значень $\eta_{\text{гл}}$ розділяють сукупність точок в розрізі на колектори та неколектори. Між колекторами і неколекторами не існує чіткої межі, а існує перехідна область, яка характеризується відносною глинистістю $0,5 \div 0,6$ [1].

Проведений аналіз показав, що при розділі порід на колектори і глинисті неколектори, граничне значення параметра ΔI_{γ} становить 0,15 (ефективність розподілу – 80,0 %) (рис. 4.10) і відповідає глинистості 0,53 [1].

При розділі порід на колектори і неколектори досить високу ефективність має метод МБК. Якщо діаметр свердловини близький до номінального, то діапазон змін значень $\rho_{\text{к}}^{\text{МБК}}$ складає в щільних породах 10,0-150,0 Ом·м (в тому числі і глинистих неколекторах за рахунок сильного ущільнення), в колекторах – 1,0-20,0 Ом·м, що дозволяє з ефективністю 83,0 % розділяти колектори і непроничні породи. Граничне значення $\rho_{\text{к}}^{\text{МБК}}$ – 16,0 Ом·м (рис. 4.11)[1].

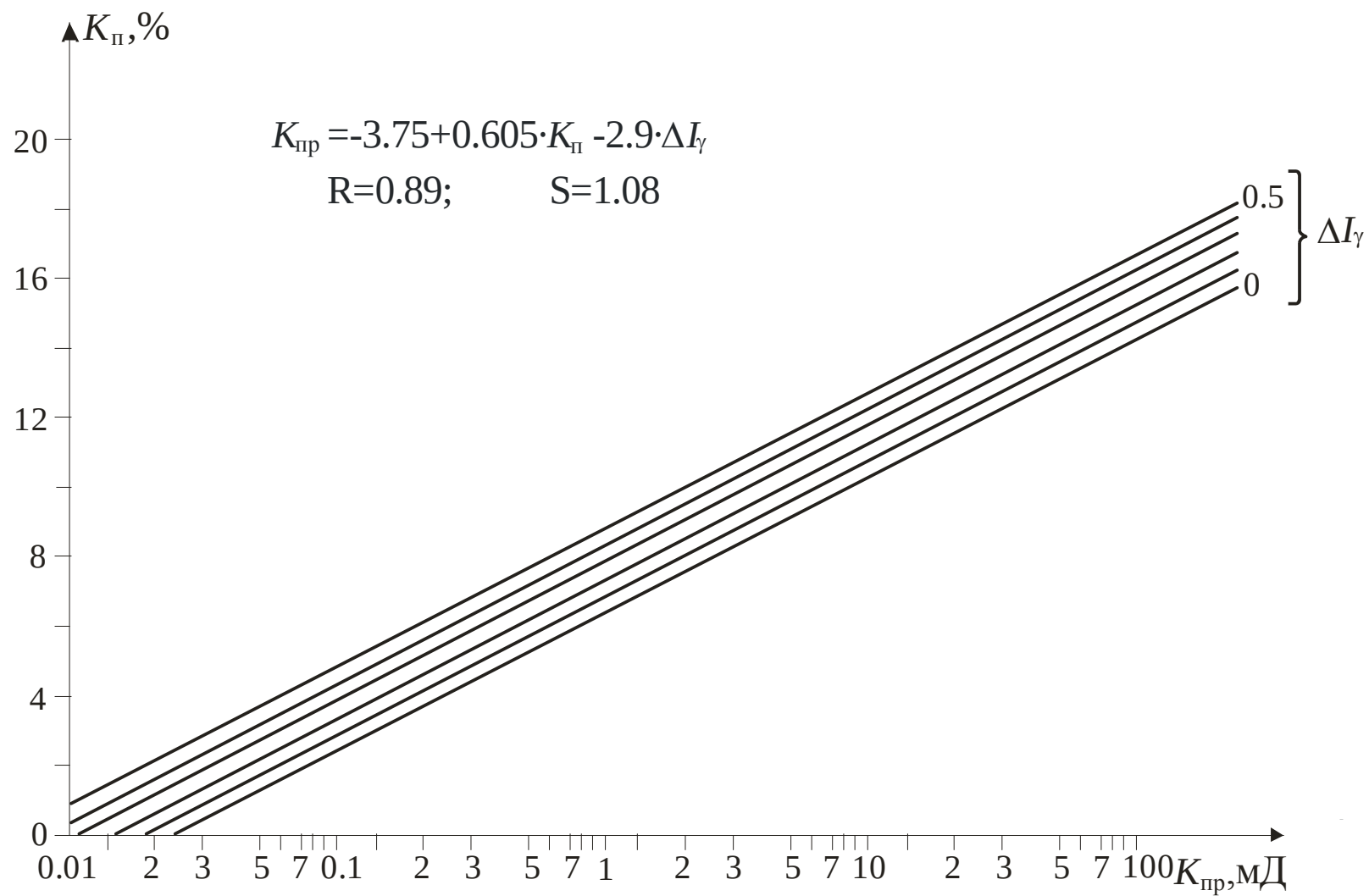


Рисунок 4.8 – Номограма для оцінки проникності піщано-глинистих відкладів

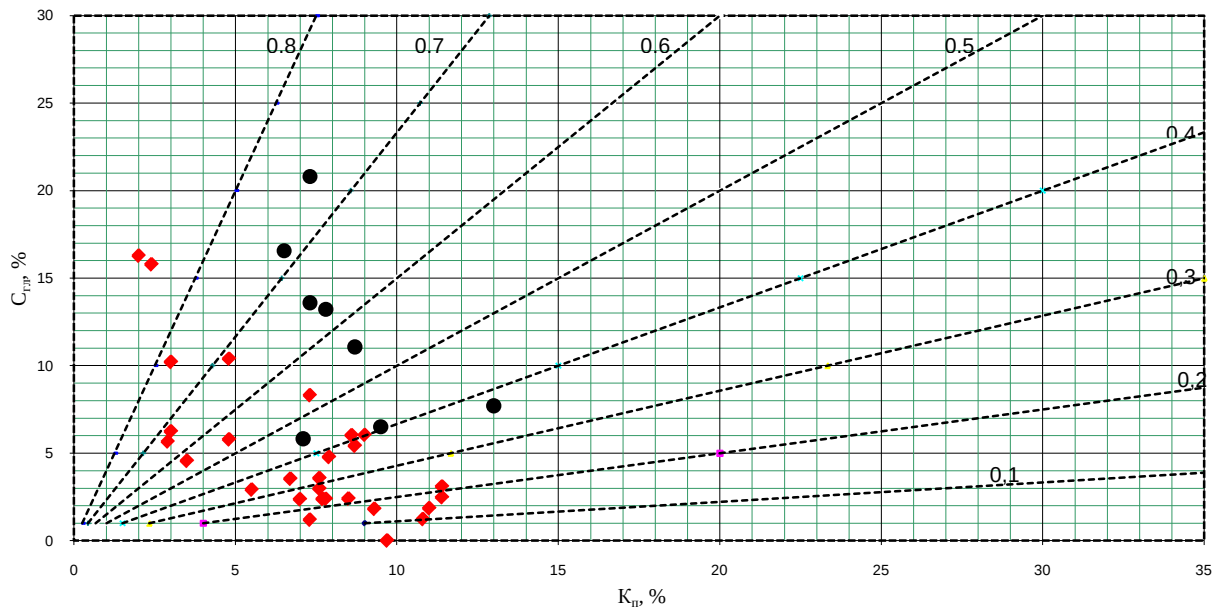


Рисунок 4.9 – Зіставлення пористості з глинистістю для теригенних візейських відкладів Західно-Солохівського родовища

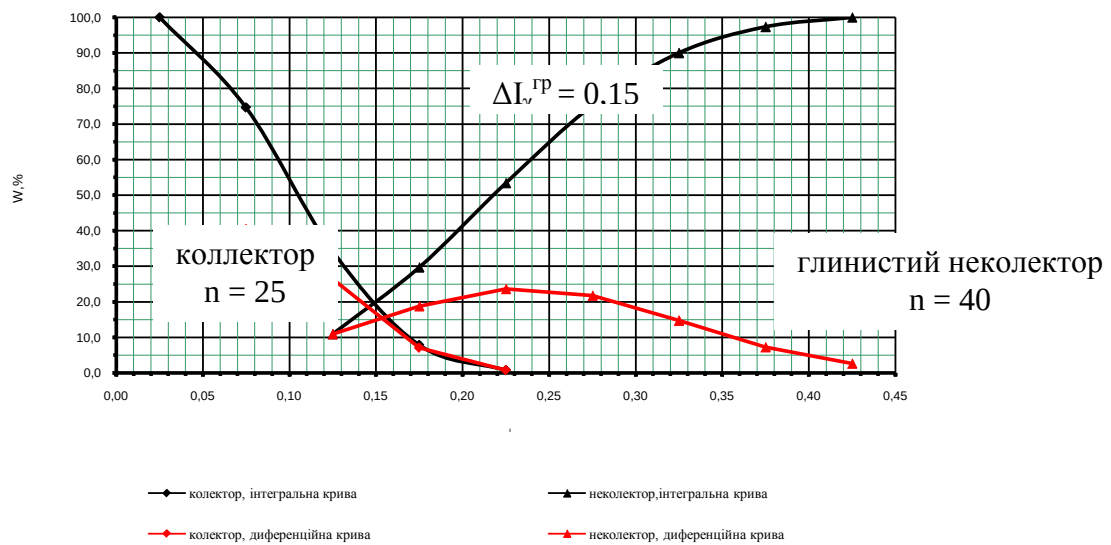


Рисунок 4.10 – Диференційні та інтегральні криві розподілу параметра ΔI_γ для піщано-глинистих порід візейського віку Західно-Солохівського родовища

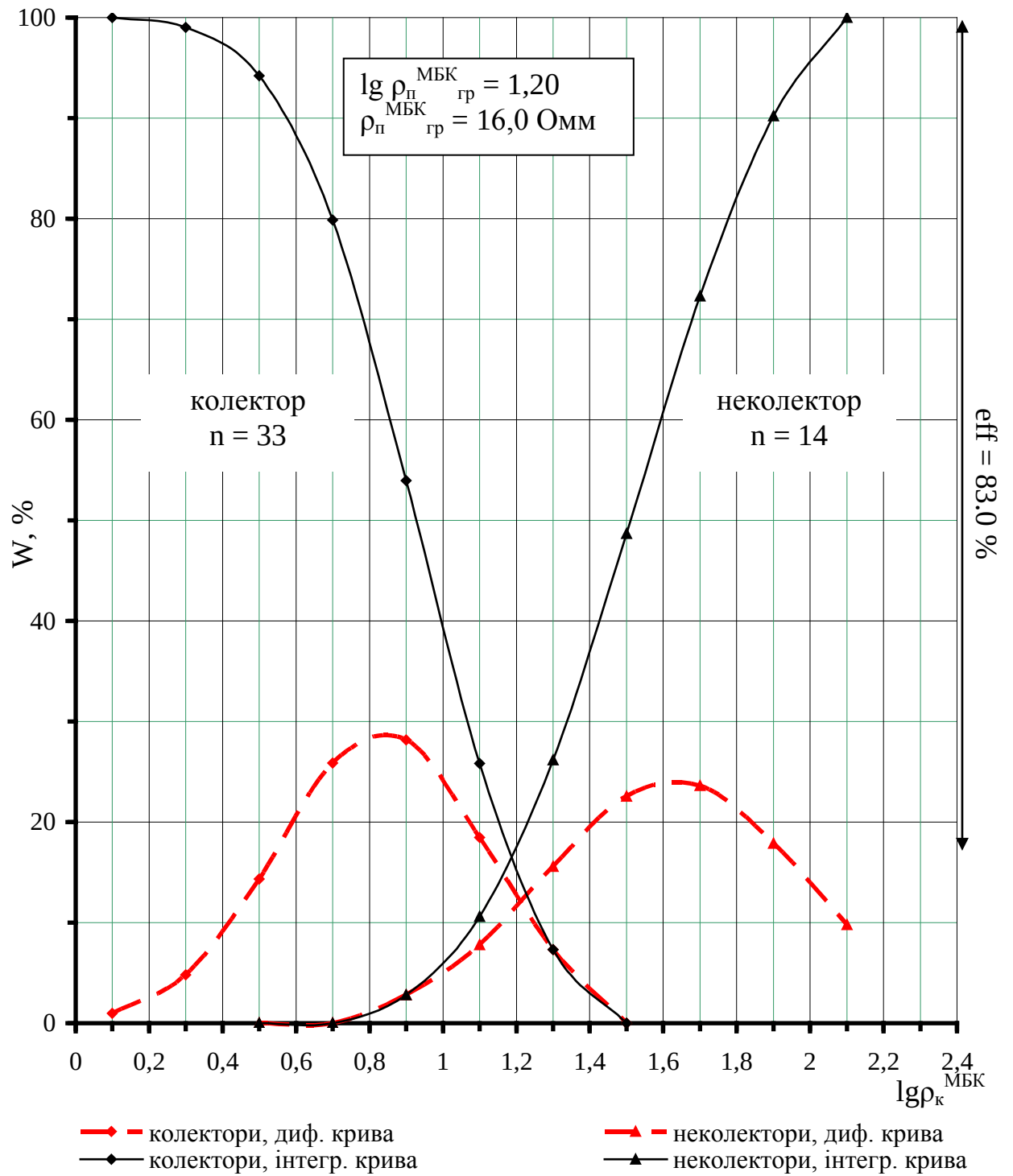


Рисунок 4.11 – Диференційні та інтегральні криві розподілу $\rho_{\text{к}}^{\text{МБК}}$ для продуктивних і водонасичених теригенних колекторів візейського віку Західно-Солохівського родовища

На рисунках 4.12, 4.13 приведені зіставлення величин ΔT , ρ_k^{BK} , ΔI_{ny} , де ΔI_{ny} – відносний параметр; $\Delta I_{ny} = I_{ny}^{вим} / \Delta I_{ny}^{гл}$) з метою визначення діапазонів змін і граничних значень цих параметрів при розділі відкладів за колекторськими властивостями і характером насичення. Як видно, по параметрам ΔT , ΔI_{ny} колектори впевнено відділяються тільки від неглинистих щільних порід (граничні значення відповідно – 201 мкс/м і 2,6). Статистичний аналіз з високою ефективністю (90,0 %) також підтвердив, що на межі 201 мкс/м породи розподіляються на колектори і неколектори (рис. 4.14). В глинистих неколекторах покази ΔT , ΔI_{ny} частково перекриваються, особливо по кривій НГК, причому, по цій кривій добре виділяються тільки водоносні колектори, значення в газонасичених часто завищені [1].

З метою підтвердження достовірності встановленого критичного значення K_p проведено зіставлення пористості з результатами випробувань продуктивних інтервалів.

Було визначене критичне значення $Q_{ав}$ шляхом зіставлення останнього з граничним значенням K_p (рис. 4.15). Як видно, значення $Q_{ав}^{гр}$ дорівнює 20,0 тис. м³/добу, що добре узгоджується з величиною рентабельного дебіту газу, яка для родовищ України складає 5,0-20,0 тис. м³ за добу [1].

Аналогічно були визначені граничні значення геофізичних і колекторських параметрів між промислово–продуктивними та водоносними об'єктами.

Граничне значення P_n визначалось шляхом зіставлення розподілу цього параметра для продуктивних і водоносних пластів, воно дорівнює 3,55. Ефективність розподілу складає 93,0% (рис. 4.16). Граничне значення нафтогазонасиченості, встановлене по залежності $P_n = f(K_v)$ через величину $P_n^{гр}$ дорівнює – 64,0 % [1].

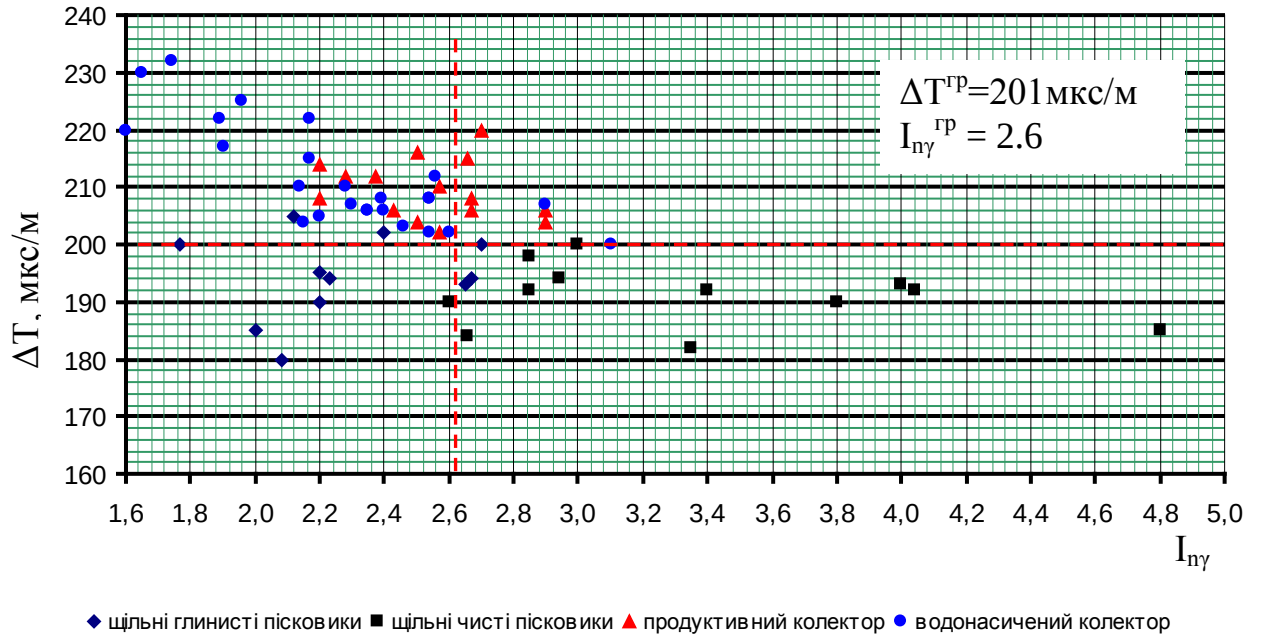


Рисунок 4.12 - Зіставлення I_γ , ΔT для теригенних візейських відкладів
Західно-Солохівського родовища

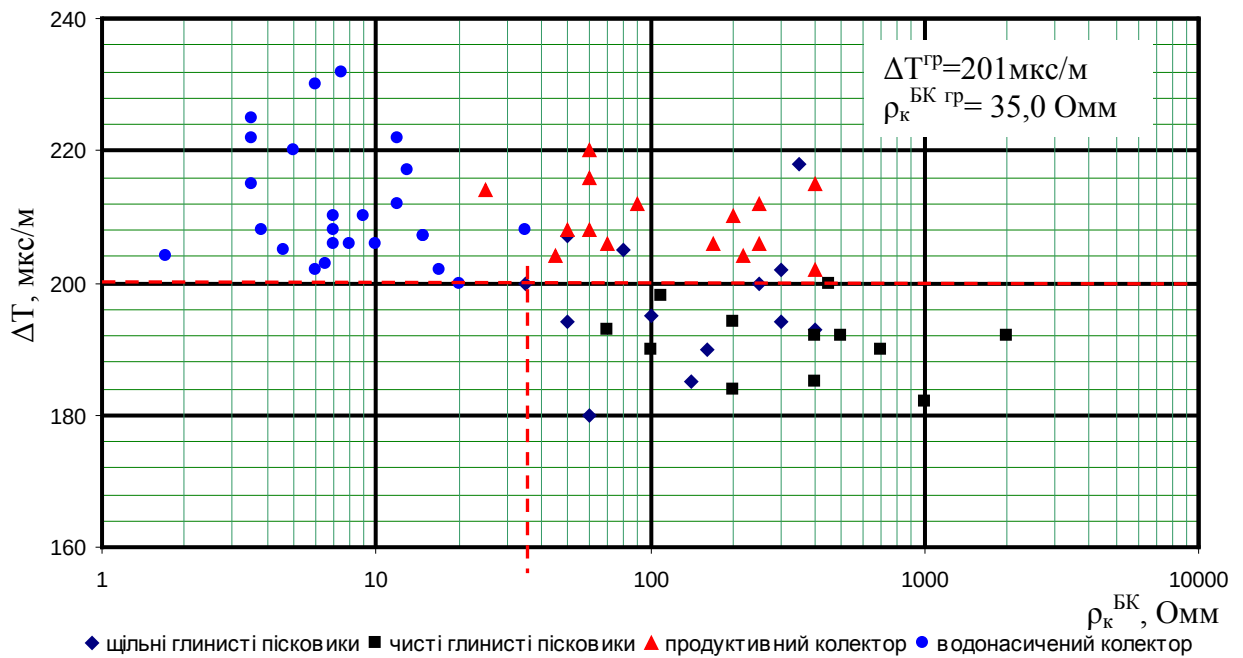


Рисунок 4.13 – Зіставлення ρ_k^{BK} і ΔT для теригенних візейських відкладів
Західно-Солохівського родовища

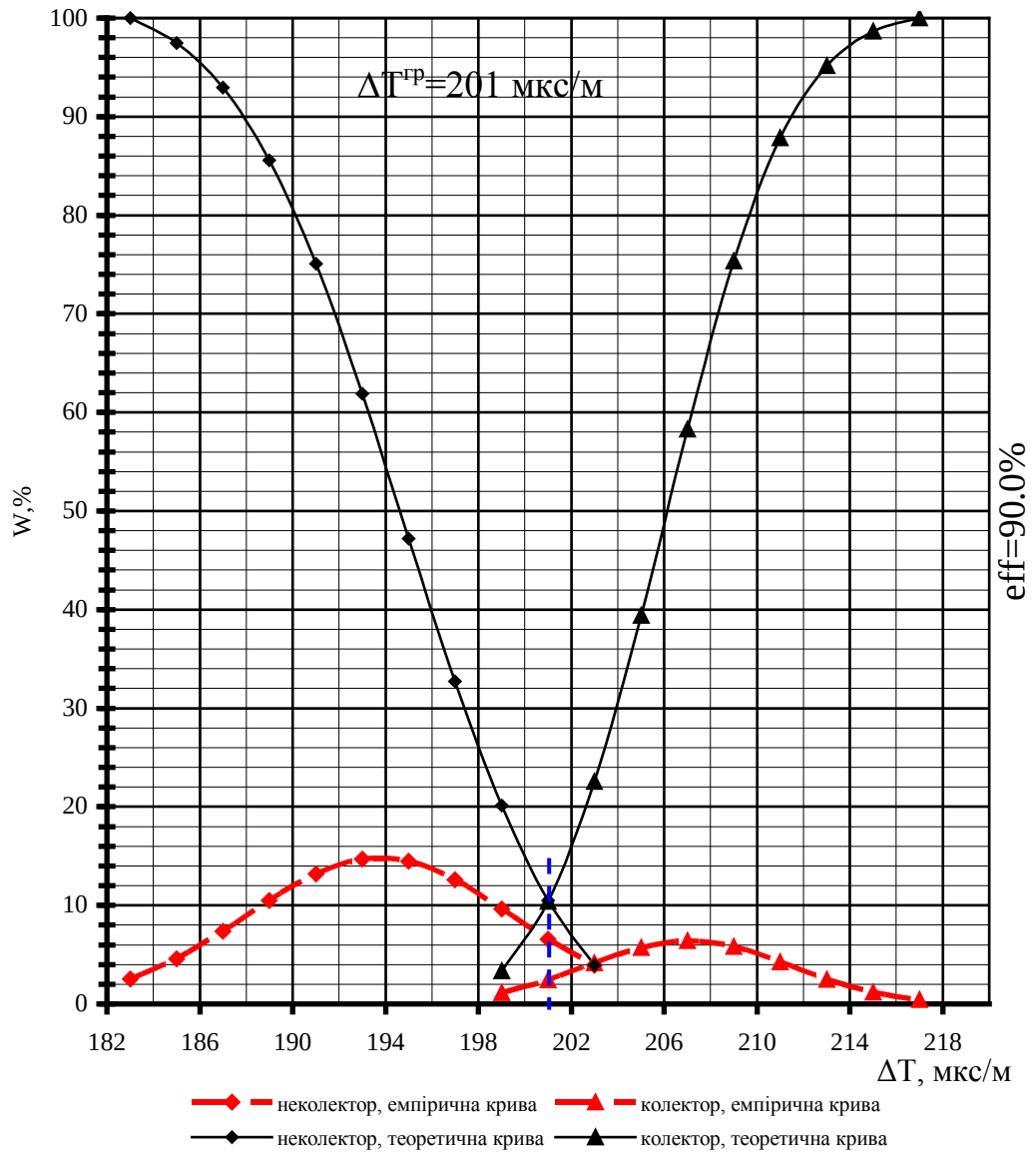


Рисунок 4.14 - Дифференційні та інтегральні криві розподілу ΔT для теригенних візейських відкладів Західно-Солохівського родовища

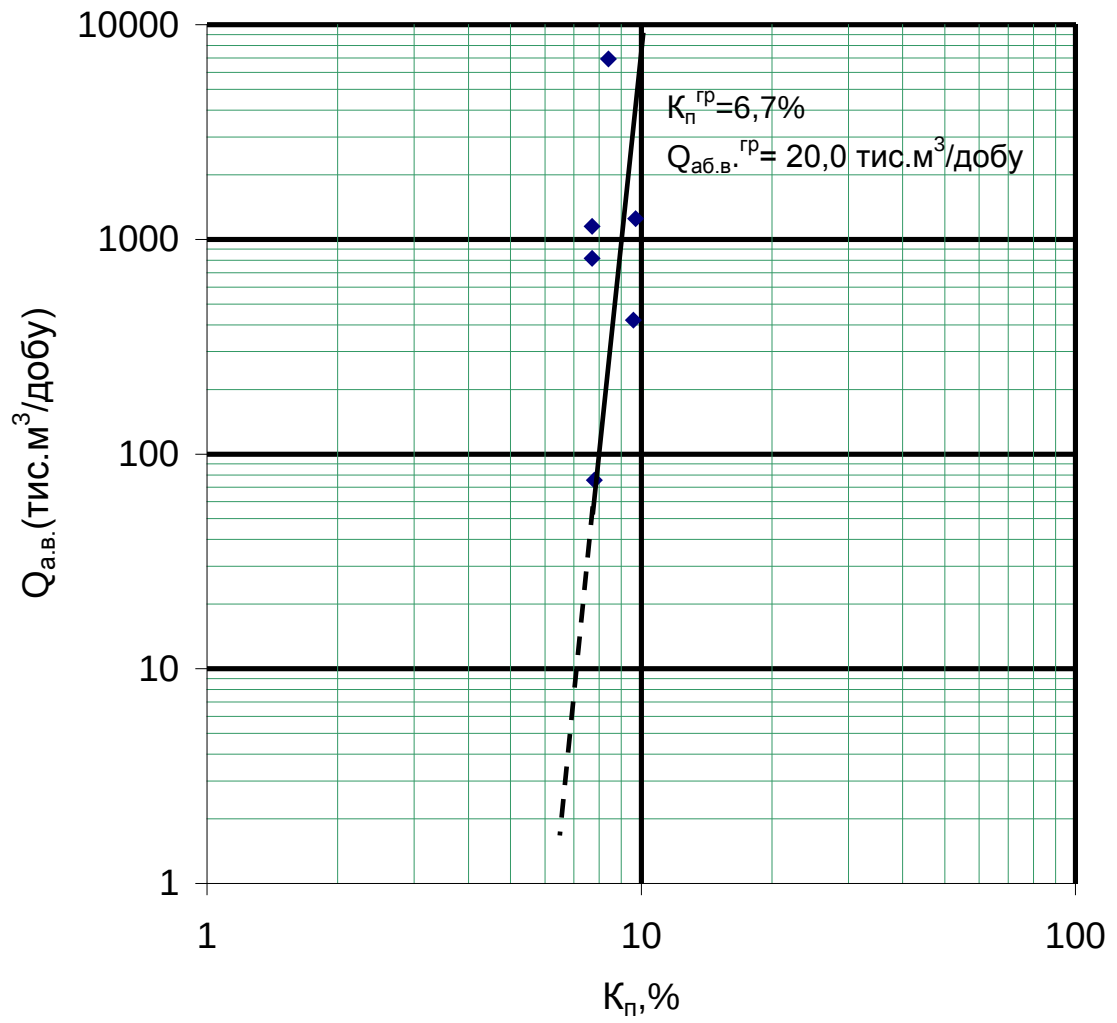


Рисунок 4.15 – Зіставлення $Q_{a.v.}$ з пористістю для продуктивних теригенних візейських відкладів Західно-Солохівського родовища

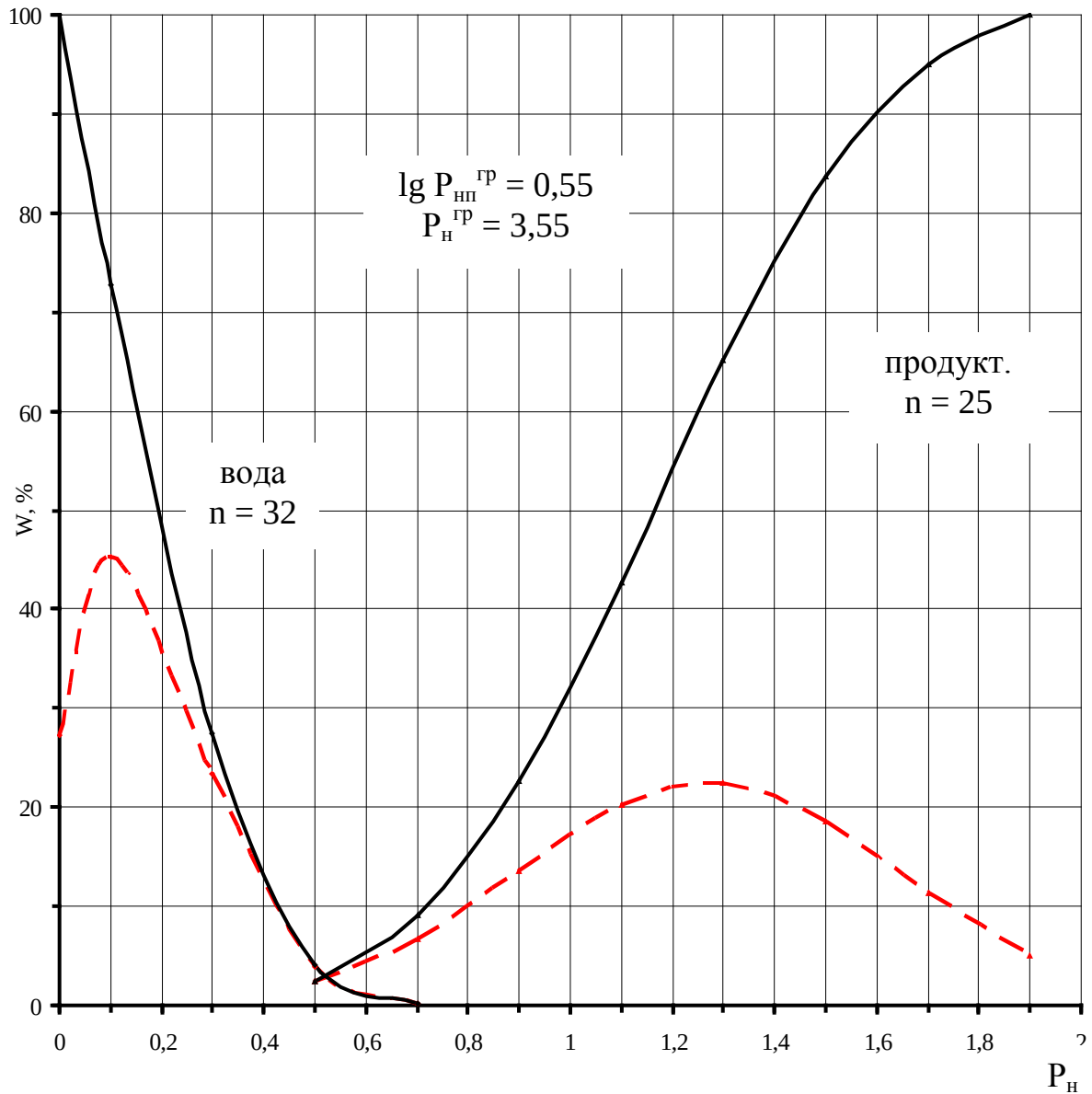


Рисунок 4.16 – Диференційні та інтегральні криві розподілу $P_{\text{н}}$ для
 водоносних та продуктивних теригенних колекторів візейського віку
 Західно-Солохівського родовища

З метою підтвердження достовірності встановлених критичних значень $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{пр}}$ були використані результати випробування свердловин. Граничне значення $K_{\text{п}}$ для пісковиків визначалось статистичним методом. При формуванні вибірки «сухо» використовувались значення $K_{\text{п}}$ пластів (визначені за даними ГДС та керну) із безприпливних інтервалів випробування з мінімальним числом (не більше 10%) пластів, які по комплексу ГДС характеризуються як неколектори. Зіставлення кривих розподілу пористості в «сухих» і «припливних» інтервалах випробування (рис. 4.17) показує, що значення $K_{\text{п}}^{\text{гр}}$ для пісковиків становить 7,2 %. Ця величина близька до визначених раніше [1].

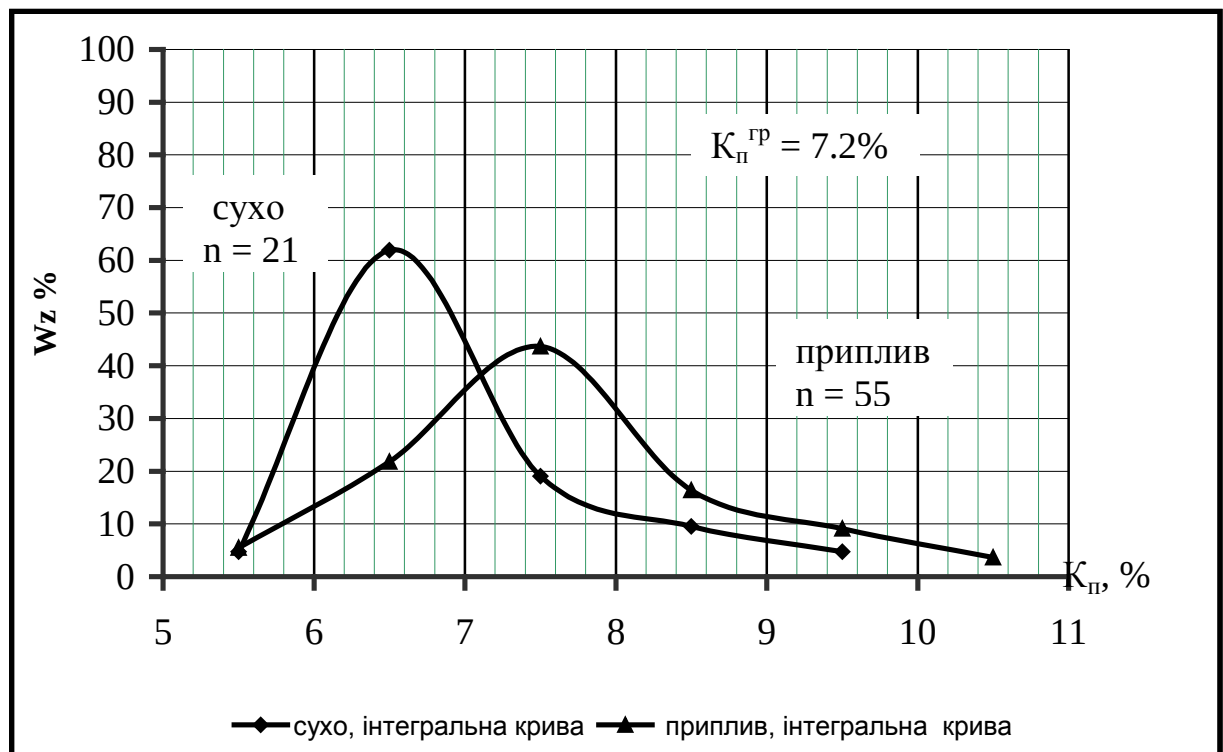


Рисунок 4.17 – Інтегральні криві розподілу пористості (в інтервалах випробування) для теригенних візейських відкладів Західно-Солохівського родовища

Отже, критичні значення параметрів, що слугують межею між колекторами і неколекторами, а також між продуктивними і водоносними пластами, визначені незалежно за результатами випробувань, лабораторних

досліджень керну та петрофізичних залежностей, виявились близькими між собою. За підсумками статистичного та кореляційного аналізів, а також з урахуванням граничних значень геофізичних і фільтраційно-ємнісних параметрів, встановлено, що окремі петрофізичні залежності є недостатньо точними для надійного визначення колекторських властивостей порід-колекторів візейських відкладів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища.

Враховуючи вище подані петрофізичні залежності, встановлені між геофізичними і петрофізичними характеристиками порід-колекторів Західно-Солохівського родовища, нами виконано комплексну обробку та інтерпретацію даних ГДС по свердловині №65-Західно-Солохівська та визначено такі підрахункові параметри як h , K_p , K_g , $K_{пр}$ (рис. 2.2, табл. 4.1).

Висновок

Отже, у розділі виконано визначення основних підрахункових параметрів порід-колекторів Західно-Солохівського родовища за даними геофізичних досліджень свердловин і кернових досліджень. Встановлено, що найбільш достовірні результати визначення коефіцієнта пористості забезпечує комплекс методів АК і ГК, а для свердловини №37 – дані НГК, підтверджені лабораторними дослідженнями керна. Отримані значення пористості, газонасиченості та проникності мають задовільну збіжність із керновими даними, що підтверджує ефективність використання геофізичних методів для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей порід.

Таблиця 4.1 – Результати комплексної обробки та інтерпретації даних ГДС по свердловині №65-Західно-Солохівського

№ п/п	Інтервал, м		Н, м	d _с , м	$\alpha_{\text{пс}}$	$\rho_{\text{п}}$, Омм	ΔT , мс/м	ΔI_{γ}	σ , мСм\м	$\Delta I_{\text{пг}}$	K _п , %	K _г , %	K _{пр} , мкм ²	Літологія	Характер насичення
	покрівлі	підосви													
1	4371,2	4375,1	3,9	219,0	0,13	37,9	222	0,14	44,8	0,37	11,4	72	2,7	Піск. глин.	Газ
2	4379,8	4389	9,2	215,6	0,14	42,3	224	0,08	74,1	0,72	12,5	76	3,5	Пісковик	Газ
3	4395,2	4397,8	2,6	232,7	0,06	44,7	205	0,15	106,2	0,46	7,1	78	0,9	Піск. глин.	Газ
4	4401	4403,1	2,1	213,2	0,09	37,8	208	0,12	82,4	0,73	8,2	73	1,4	Піск. глин.	Газ
5	4410,5	4413,6	3,1	20,2	0,03	76,2	261	0,14	34	0,44	18,2	83	6,8	Піск. глин.	Газ

ВИСНОВКИ

За результатами виконання бакалаврської роботи зроблено такі основні висновки:

1. Встановлено, що продуктивні горизонти В-19, В-20 і В-21 верхньовізейського підярусу Західно-Солохівського газоконденсатного родовища характеризуються значною літолого-фаціальною мінливістю колекторських властивостей як по площі, так і в розрізі. Колектори переважно гранулярного типу, у пластах В-20 і В-21 суттєву роль відіграє тріщинуватість.

2. Комплекс застосованих методів ГДС забезпечив ефективне виділення порід-колекторів та оцінку характеру їх насичення. Найбільш інформативними для вирішення цих задач виявились методи БКЗ, БК, АК, радіоактивний каротаж (ГК, НГК) та МБК.

3. Для визначення коефіцієнта пористості обґрунтовано тривимірну петрофізичну залежність $K_p = f(\Delta T; \Delta I_\gamma)$ на базі комплексу АК+ГК. Для пластів із незадовільною якістю АК застосовано залежності НГК+ГК та ННК-т.

4. Граничними значеннями геолого-геофізичних і колекторських параметрів є: $K_p \geq 7 \%$; $K_{пр} \geq 0,85 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $\Delta T \geq 201 \text{ мкс/м}$; $\Delta I_\gamma \leq 0,15$; $I_{\gamma} \geq 2,6$; $\rho_k^{\text{МБК}} \leq 16,0 \text{ Омм}$; $\rho_k^{\text{БК}} \geq 35,0 \text{ Омм}$; $P_n \geq 3,55$ ($K_r \geq 64,0 \%$). Критичні значення, встановлені різними методами, узгоджуються між собою, що свідчить про їх достовірність.

6. Комплексна обробка та інтерпретація даних ГДС по свердловині №65 дозволила визначити підрахункові параметри (h , K_p , K_r , $K_{пр}$) для п'яти продуктивних інтервалів із пористістю 7,1-18,2% і газонасиченістю 72-83%.

8. Встановлено, що окремі петрофізичні залежності є недостатньо точними для однозначної характеристики колекторських властивостей порід, що обумовлює необхідність комплексного використання кількох методів ГДС у поєднанні з керновими дослідженнями.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Геолого-економічна оцінка запасів газу та газоконденсату Західно-Солохівського. (1 книга, I папка). УкрНДІГаз. Харків. 2001 р. 165 с.
2. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю. Чернігів: ЦНТЕІ, 2003. 163 с.
3. СОУ 09.1-30019775-328-4:2020. Влаштування свердловини. Частина 4.
4. Геофізичні дослідження (каротаж) свердловини. Київ: АТ «Укргазвидобування», 2020. 60 с.
4. Коваль Я. М., Федак І. О., Федоришин С. Д. Апаратура і технологія проведення ГДС [Текст]: навч. посіб. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 231 с.
5. Федоришин, Д. Д., Федорів В. В., Гаранін О. А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах [Текст]: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 256 с.
6. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом: Методичні вказівки. Київ-Львів, ДКЗ України, Львів УКРДГІ, 2010. 46 с.
7. Федишин В.О., Нестеренко М. Ю., Ципенюк Т. М. Визначення граничних значень фільтраційно-ємкісних властивостей теригенних колекторів. Нові дані з методики і технології геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні: Зб. наук. пр. Львів: УкрДГРІ. 1993. С. 69-77.
8. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин: навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
9. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища»

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 62 сторінки.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 13 слайдів.

_____ Олександр ЯНІШЕВСЬКИЙ