

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.НЗ - 06.00.00.000 ПЗ

Група НЗФ - 22 - 1

Докучаєв

Станіслав Ілліч

2026

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Докучаєв Станіслав Ілліч
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Визначення коефіцієнтів пористості та глинистості колекторів
(назва роботи)

Володимирівського родовища за результатами ГДС

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 С.І. Докучаєв
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Розловська Світлана Євгеніївна, 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

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Освітній рівень перший (бакалаврський)

б

Спеціальність 103 «Науки про Землю»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри НГГ

доц. Федорів В.В.
“ ” 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Докучаєв Станіславу Іллічу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Визначення коефіцієнтів пористості та глинистості колекторів

Володимирівського родовища за результатами ГДС

Керівник роботи Розловська Світлана Євгеніївна

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

2. Строк подання студентом роботи 5 червня 2026 року

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

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

1) Вступ

2) Геолого-геофізична характеристика Володимирівського родовища

3) Теоретичні основи визначення пористості та глинистості за даними ГДС.

4) Методика проведення, обробки та інтерпретації даних ГДС

5) Результати визначення пористості та глинистості колекторів

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціал та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання в ида в	Завданн я прийня в

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

№ п / п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Формулювання мети і завдання роботи	07.04.2026– 13.04.2026	виконано
2	Аналіз джерел і вихідних даних	14.04.2026– 22.04.2026	виконано
3	Опрацювання апіорної геологічної інформації Володимирівського родовища. Написання розділу 1	23.04.2026– 04.05.2026	виконано
4	Аналіз результатів визначення параметрів пористості та глинистості за даними ГДС.. Написання розділу 2	05.05.2026– 16.05.2026	виконано
5	Розрахунок апіорних статичних поправок для визначення коефіцієнта пористості та глинистості. Написання розділу 3.	17.05.2026– 28.05.2026	виконано
6	Написання висновків та переліку посилань на джерела.	29.05.2026– 01.06.2026	виконано
7	Оформлення пояснювальної записки, підготовка презентації та графічного матеріалу до захисту.	02.06.2026– 05.06.2026	виконано

Студент

(підпис)

Докучаєв С. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Розловська С.Є.

(прізвище та ініціали)

“ 07 ” квітня 2026р.

АНОТАЦІЯ

Бакалаврську роботу викладено на 56 сторінках, містить 8 рисунків, перелік використаних джерел складає 6 найменувань.

Робота присвячена визначенню пористості та глинистості порід-колекторів Володимирівського газоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень свердловин та оцінці достовірності отриманих підрахункових параметрів.

У роботі розглянуто геолого-геофізичну характеристику родовища, виконано кореляцію продуктивних горизонтів В-18н та В-19в, проаналізовано якість геофізичних матеріалів і досліджено методики визначення колекторських властивостей порід. Для оцінки пористості використано дані акустичного та електричного каротажу, а для визначення глинистості — параметри природної поляризації та гама-каротажу.

У результаті досліджень встановлено граничні підрахункові параметри продуктивних колекторів: коефіцієнт пористості — 9,5 %, коефіцієнт глинистості — 28 %, відносна амплітуда природної поляризації — 0,5 %, інтервальний час пробігу хвилі — 214 мкс/м. Визначено фактори, що впливають на точність інтерпретації геофізичних даних.

Практичне значення роботи полягає у використанні отриманих результатів для підрахунку запасів газу і конденсату, виділення ефективних колекторів та планування подальших геологорозвідувальних робіт.

ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН, ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ, ПОРИСТІСТЬ, ГЛИНИСТІСТЬ, КОЛЕКТОР, КАРОТАЖ, ЗАПАСИ ГАЗУ.

ABSTRACT

This bachelor's thesis comprises 56 pages, contains 8 figures, and the list of references consists of 6 entries.

The thesis is devoted to determining the porosity and clay content of the reservoir rocks in the Volodymyrivskiy gas condensate field based on data from geophysical well surveys, and to assessing the reliability of the calculated parameters obtained.

The thesis examines the geological and geophysical characteristics of the field, correlates the productive horizons B-18n and B-19v, analyses the quality of the geophysical data, and investigates methods for determining the reservoir properties of the rocks. Acoustic and electrical logging data were used to estimate porosity, whilst natural polarisation and gamma-ray logging parameters were used to determine clay content.

The research established the limiting calculated parameters for productive reservoirs: porosity coefficient — 9.5 per cent, clay content coefficient — 28 per cent, relative amplitude of natural polarisation — 0.5 per cent, and wave travel time — 214 $\mu\text{s}/\text{m}$. The factors influencing the accuracy of geophysical data interpretation have been identified.

The practical significance of this work lies in the use of the results obtained to estimate gas and condensate reserves, identify effective reservoirs and plan further geological exploration work.

GEOPHYSICAL WELL LOGGING, GAS-CONDENSATE FIELD,
POROSITY, CLAY CONTENT, RESERVOIR, LOGGING, GAS RESERVES.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЛОДИМИРІВСЬКОГО РОДОВИЩА	9
1.1 ГЕОГРАФО-ЕКОНОМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛОЩІ РОБІТ	9
1.2 ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗРІЗУ	11
1.3 ТЕКТОНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА	16
1.4 КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ	18
2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТА ГЛИНИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ ГДС	22
2.1 МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ ПОРИСТОСТІ ТА ГЛИНИСТОСТІ	22
2.2 ФАКТОРИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ТОЧНІСТЬ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ГДС	24
3 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ, ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС.....	28
3.1 КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА УМОВ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНАХ	28
3.2 КОМПЛЕКС, МЕТОДИКА І ЯКІСТЬ ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ	29
3.3 КОРЕЛЯЦІЯ ПРОДУКТИВНОЇ ЧАСТИНИ РОЗРІЗУ ТА ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ КОЛЕКТОРІВ	31
4 РЕЗУЛЬТАТИ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТА ГЛИНИСТОСТІ.....	42
4.1. ВИДІЛЕННЯ КОЛЕКТОРІВ, ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНИХ ТОВЩИН	42
4.2.1. РОЗРАХУНОК КОЕФІЦІЄНТУ ПОРИСТОСТІ ТА ГЛИНИСТОСТІ.....	44
4.3. АНАЛІЗ ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ	49
ВИСНОВКИ	53
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	56

ВСТУП

Актуальність теми

Забезпечення енергетичної незалежності України в сучасних умовах є одним із стратегічних пріоритетів державної політики. Природний газ залишається одним із ключових енергоносіїв, що визначає необхідність нарощування власної ресурсної бази та підвищення ефективності розвідки і розробки газових і газоконденсатних родовищ. У цьому контексті достовірна оцінка запасів вуглеводнів на основі якісної інтерпретації геофізичних досліджень свердловин набуває особливого значення.

Володимирівське газоконденсатне родовище, розташоване в межах Роменського району Сумської області на північному борті Дніпровсько-Донецької западини, є перспективним об'єктом для нарощування запасів природного газу в регіоні. Наявність значної частини запасів у категорії С2 та виділення перспективних ресурсів газу в обсязі 399 млн. м³ свідчить про недостатній рівень геологічної вивченості родовища та необхідність подальшого вдосконалення методів інтерпретації геофізичних матеріалів з метою підвищення достовірності підрахунку запасів. Все це обумовлює актуальність проведення детального аналізу методів визначення підрахункових параметрів продуктивних горизонтів родовища на основі даних геофізичних досліджень свердловин.

Мета і завдання дослідження

Метою дипломної роботи є аналіз методів визначення пористості та глинистості порід-колекторів Володимирівського газоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень свердловин та оцінка достовірності отриманих підрахункових параметрів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Вивчити геолого-геофізичну характеристику Володимирівського родовища, включаючи літолого-стратиграфічну будову розрізу,

тектонічні особливості та колекторські властивості продуктивних горизонтів;

2. Проаналізувати умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах та оцінити якість отриманого первинного матеріалу;
3. Розглянути теоретичні основи та методику визначення коефіцієнтів пористості та глинистості за даними ГДС;
4. Виконати кореляцію продуктивної частини розрізу та визначити фізичні властивості колекторів; встановити граничні підрахункові параметри колекторів продуктивних горизонтів;
5. Провести оцінку достовірності отриманих результатів та визначити фактори, що впливають на точність інтерпретації геофізичних даних.

Об'єкт і предмет дослідження

Об'єктом дослідження є продуктивні горизонти Володимирівського газоконденсатного родовища, зокрема газonosні пласти В-18н та В-19в верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, представлені кварцовими дрібнозернистими пісковиками з глинистим цементом.

Предметом дослідження є методи визначення коефіцієнтів пористості та глинистості порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин, петрофізичні залежності та граничні підрахункові параметри продуктивних горизонтів родовища.

Методи дослідження

У процесі виконання дипломної роботи застосовувався комплекс геофізичних та петрофізичних методів дослідження. Для визначення коефіцієнта пористості як основний метод використовувався акустичний каротаж на основі рівняння середнього часу з урахуванням константи А, що відображає вплив глинистості порід. Для водонасичених пластів додатково застосовувався метод питомого електричного опору з залученням даних індукційного каротажу. Визначення коефіцієнта глинистості здійснювалось за двома незалежними геофізичними параметрами — відносною амплітудою природної поляризації (α_{sp}) та відносним збільшенням гама-активності (ΔI_γ).

Кореляція продуктивної частини розрізу проводилась за регіональними та локальними реперами з використанням комплексу методів стандартного, радіоактивного та акустичного каротажів. Для встановлення граничних підрахункових параметрів застосовувались імовірісно-статистичні методи обробки геофізичних та кернових даних із залученням результатів випробування пластів.

Практичне значення отриманих результатів

Практичне значення виконаної роботи полягає у встановленні та обґрунтуванні граничних підрахункових параметрів продуктивних горизонтів Володимирівського родовища, які можуть бути використані при підрахунку запасів газу і конденсату та плануванні подальших геологорозвідувальних робіт. Визначені граничні значення $K_{грп} = 9,5\%$, $K_{глгр} = 28\%$, $\alpha_{спгр} = 0,5\%$ та $\Delta T_{гр} = 214$ мкс/м є практичним інструментом для виділення ефективних колекторів та розмежування продуктивних і непродуктивних інтервалів розрізу при інтерпретації геофізичних матеріалів нових свердловин. Результати аналізу факторів, що впливають на точність інтерпретації ГДС, можуть бути використані при проектуванні подальших пошуково-розвідувальних робіт на родовищі з метою усунення виявлених недоліків геологічного вивчення та підвищення достовірності підрахункових параметрів. Практична реалізація наданих рекомендацій щодо проведення додаткового буріння у північно-західному блоці родовища сприятиме нарощуванню запасів газу та переведенню їх до вищих категорій розвіданості.

1 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЛОДИМИРІВСЬКОГОРОДОВИЩА

1.1 Географо-економічна характеристика площі робіт

Володимирівське родовище знаходиться в межах Роменського району Сумської області, приблизно 30 км на північний захід від міста Ромни та 27 км на північний схід від селища міського типу Талалаївка. Поряд із родовищем розташовані населені пункти Медвеже, Косарівщина і Володимирівське (рис. 1.1).

Ліцензійна ділянка має такі координати:
північна широта — $50^{\circ}58'$, $50^{\circ}56'$, $50^{\circ}58'$, $50^{\circ}56'$;
східна довгота — $33^{\circ}19'$, $33^{\circ}23'$, $33^{\circ}23'$, $33^{\circ}19'$.

З економічного погляду район характеризується як переважно сільськогосподарський. У смт Талалаївка функціонують цегельний завод і підприємства легкої промисловості.

Через Талалаївку та Ромни проходять залізнична лінія Бахмач–Ромни–Ромодан і автомобільна дорога Прилуки–Дмитрівка. Крім того, родовище має автомобільне сполучення з містом Ромни.

У межах площі транспортування вантажів здійснюється ґрунтовими та ґрейдерними дорогами, однак у весняно-зимовий період можливі ускладнення пересування.

Гідрографічна мережа представлена річкою Сула та її притоками — Ромен і Удай.

Клімат території помірно континентальний: середньорічна температура становить близько $+7^{\circ}\text{C}$, а річна кількість опадів — 600–650 мм. Осінньо-зимовий період триває приблизно 4–5 місяців.

На відстані близько 4 км на північний захід від Володимирівського родовища раніше було відкрито Турутинське нафтове родовище, а за 13 км на південь розташоване Великобубнівськенафтогазоконденсатне родовище.

Водопостачання бурових установок здійснювалося за рахунок водозабірних свердловин, які експлуатують водоносні горизонти неоген-палеогенових відкладів із напірними пластовими водами.

1.2 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу

У геологічній будові Володимирівського газоконденсатного родовища беруть участь осадові товщі палеозойського, кайнозойського та мезозойського кайнозойського віку.

За результатами глибокого буріння в межах родовища встановлено розріз від четвертинних відкладів до порід кристалічного фундаменту. Порівняння каротажних матеріалів свідчить, що геологічний розріз Володимирівського родовища є подібним до розрізу сусіднього Турутинського родовища.

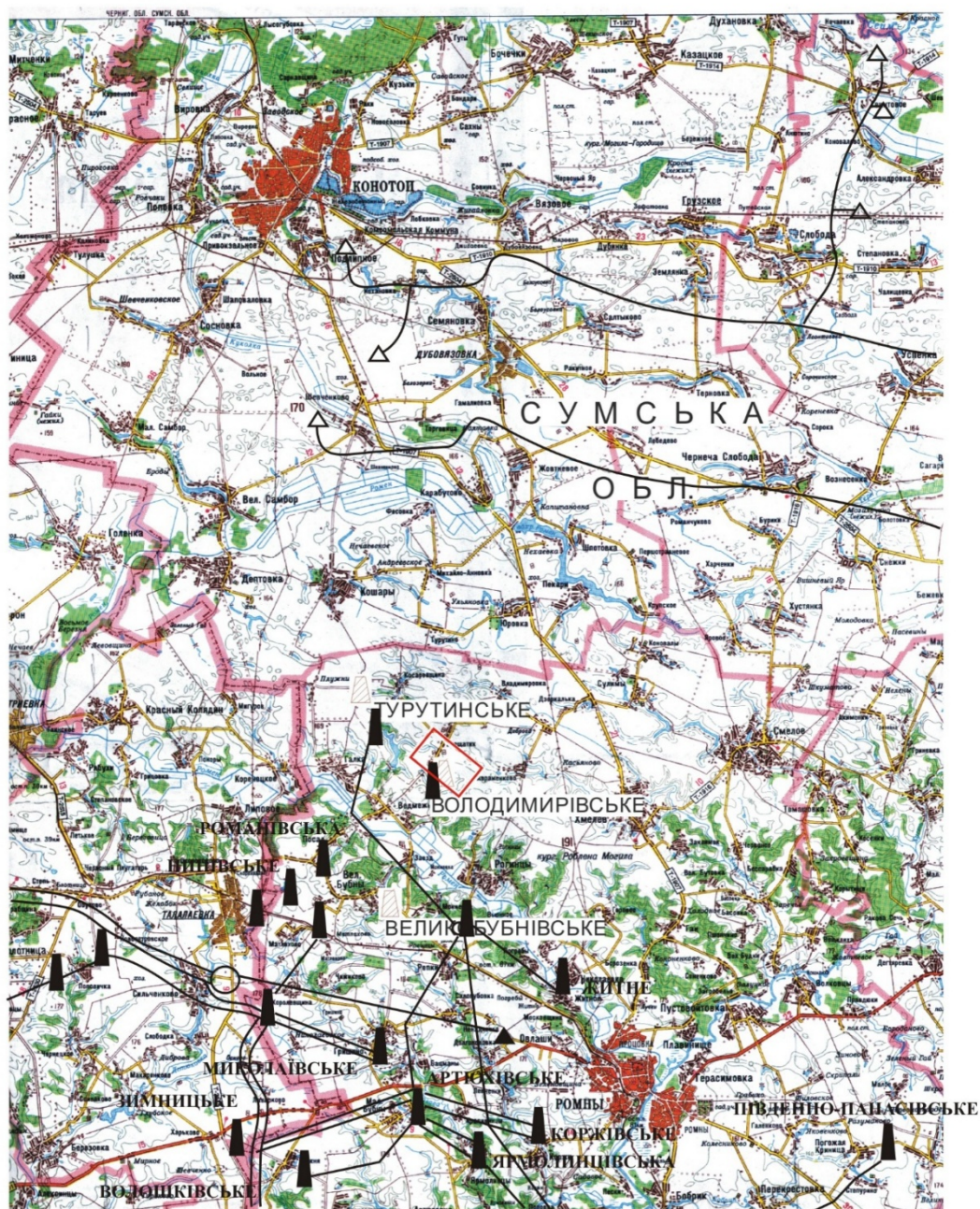
Опис геологічного розрізу базується на польових і лабораторних дослідженнях керну, його кореляції з каротажними діаграмами та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Основний продуктивний горизонт приурочений до відкладів верхнього візейського під'ярусу нижнього карбону, тому саме ця частина розрізу розглядається найбільш детально. Інші інтервали, які не мають перспектив щодо нафтогазоносності, подані стисло.

Докембрій (РЄ)

Кристалічний фундамент розкрито свердловинами №1 і №2 на глибинах 2856м та 2712м відповідно. За керновими даними він представлений біотитовими крупнозернистими гранітами гіпідіоморфнозернистої структури.

Палеозойська група (PZ)

У складі палеозойських відкладів виділяються девонська, кам'яновугільна та пермська системи.



Умовні позначення: Масштаб 1 : 400 000



- нафтогазові родовища



- ділянка району робіт

Рисунок 1.1 - Оглядова карта району робіт

Девонська система (D)

На поверхні кристалічного фундаменту з різким стратиграфічним неузгодженням залягають девонські відклади, представлені трьома товщами.

Нижня товща складена сірими аргілітами з прошарками зеленувато-сірого мергелю. За аналогією з розрізом Турутинської площі ці відклади відносять до нижньої частини франського ярусу.

Середня товща представлена ефузивно-туфогенними породами та співвідноситься з алатирським горизонтом. Верхня товща складена аргілітами, що нерівномірно чергуються з тонкозернистими глинистими вапняками. Загальна потужність девонських відкладів становить 118–302 м.

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільні відклади поділяються на три відділи.

Нижньокам'яновугільна система (C₁)

Представлений візейським і серпухівським ярусами.

Візейський ярус (C_{1v})

У межах родовища виділяється лише верхньовізейський під'ярус, який залягає з неузгодженням на девонських відкладах; нижньовізейський під'ярус відсутній.

Літологічно породи представлені аргілітами з прошарками пісковиків, алевролітів і вапняків. Аргіліти темно-сірі та чорні, тонкодисперсні, часто алевритисті, з рештками викопної фауни.

Вапняки — кристалічні, глинисті, шламово-детритові, з численною макрофауною і форамініферами. Пісковики — сірі та світло-сірі, від дрібно- до крупнозернистих, їх прошарки витримані по площі.

Горизонти В-15 – В-19 простежуються по всій площі родовища, тоді як відклади нижньої частини верхньовізейського під'ярусу (В-20 – В-22) частково відсутні.

Під'ярус поділяється на XII та X–XI мікрофауністичні горизонти. Саме до XII горизонту приурочені газоконденсатні поклади у пластах В-18н і В-19в.

У межах горизонту В-18, складеного піщано-алевритовими породами з прошарками аргілітів, виділяються два колекторні пласти — В-18в і В-18н. Пісковики тут кварцові, дрібнозернисті, слабо зцементовані, з глинистим цементом (5–8%).

Верхній пласт у свердловині №1 заміщений щільними породами, а в свердловинах №2 і №3 — водонасичений.

Нижній пласт (В-18н) має стабільну ефективну газонасичену товщину 2,4 м у свердловинах №1 і №2, тоді як у свердловині №3 він водонасичений.

У межах Хрещатинської структури його ефективна товщина становить 1,2 м, а в свердловині Турутинська-1 — 8,4 м. Газоводяний контакт зафіксовано свердловиною №2 на глибині 2548,4 м (абс. відмітка –2369,3 м).

Горизонт В-19в представлений пісковиками з пористістю від 12% (св. №2) до 22% (св. №3). У свердловині №1 у верхній частині горизонту виділяється прошарок пісковика товщиною 0,8 м із пористістю 17% і газонасиченістю 60%.

У свердловинах №2 і №3 цей горизонт водоносний. Загальна товщина горизонту становить близько 12,4–12,8 м. Потужність візейського ярусу — 161–167 м.

Серпухівський ярус (C_{1s})

Відклади узгоджено залягають на візейських і неузгоджено перекриваються башкирськими. За каротажними даними представлені аргілітами з тонкими прошарками вапняків, у верхній частині — пісковики.

Потужність — 54–58 м.

Середньокам'яновугільний відділ (C₂)

Включає башкирський і московський яруси, описані за каротажом і аналогією.

Складений аргілітами з пачками пісковиків (за каротажом).

Потужність - 166-177м.

Московський ярус (C_{2m})

Московський ярус представлений аргілітами з прошарками вапняків і пісковиків. Потужність — 190–201 м.

Башкирський ярус (C_{2b})

Башкирський ярус має подвійну будову: нижню карбонатно-глинисту (вапняки з аргілітами) та верхню глинисто-піщану (аргіліти з прошарками пісковиків і вапняків). Потужність — 268–276 м.

Пермська система (P)

Представлена лише нижнім відділом, складеним пісковиками з прошарками доломітів.

Потужність — близько 16 м.

Верхньокам'яновугільний відділ (C₃)

Складений аргілітами з пачками пісковиків (за каротажем).

Потужність - 166-177м.

Мезозойська група (MZ)

Включає тріасові, юрські та крейдові відклади.

Тріасова система (T)

Тріас залягає з неузгодженням на пермі та представлений глинами з прошарками пісковиків, гравелітів і вапняків (нижній відділ), а також глинами з пісковиками (верхній відділ). Потужність — 428–435 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади (середній і верхній відділи) представлені пісковиками та глинами, з прошарками вапняків. Потужність — 312–329 м.

Крейдяна система (K)

Крейдові відклади перекривають юрські з неузгодженням і поділяються на нижній (глини та пісковики) і верхній (крейдяна товща з мергелями, місцями пісковики). Загальна потужність — 662–672 м.

Кайнозойська група (KZ)

Представлена палеогеновими, неогеновими та четвертинними відкладами.

Палеоген — переважно пісковики з прошарками глин; неоген — піски; четвертинні утворення — піски, що переходять у глини та суглинки. Загальна потужність — 274–277 м.

1.3 Тектонічна характеристика

Володимирівське родовище приурочене до західної периклінальної частини Хмелівського виступу кристалічного фундаменту, що знаходиться в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

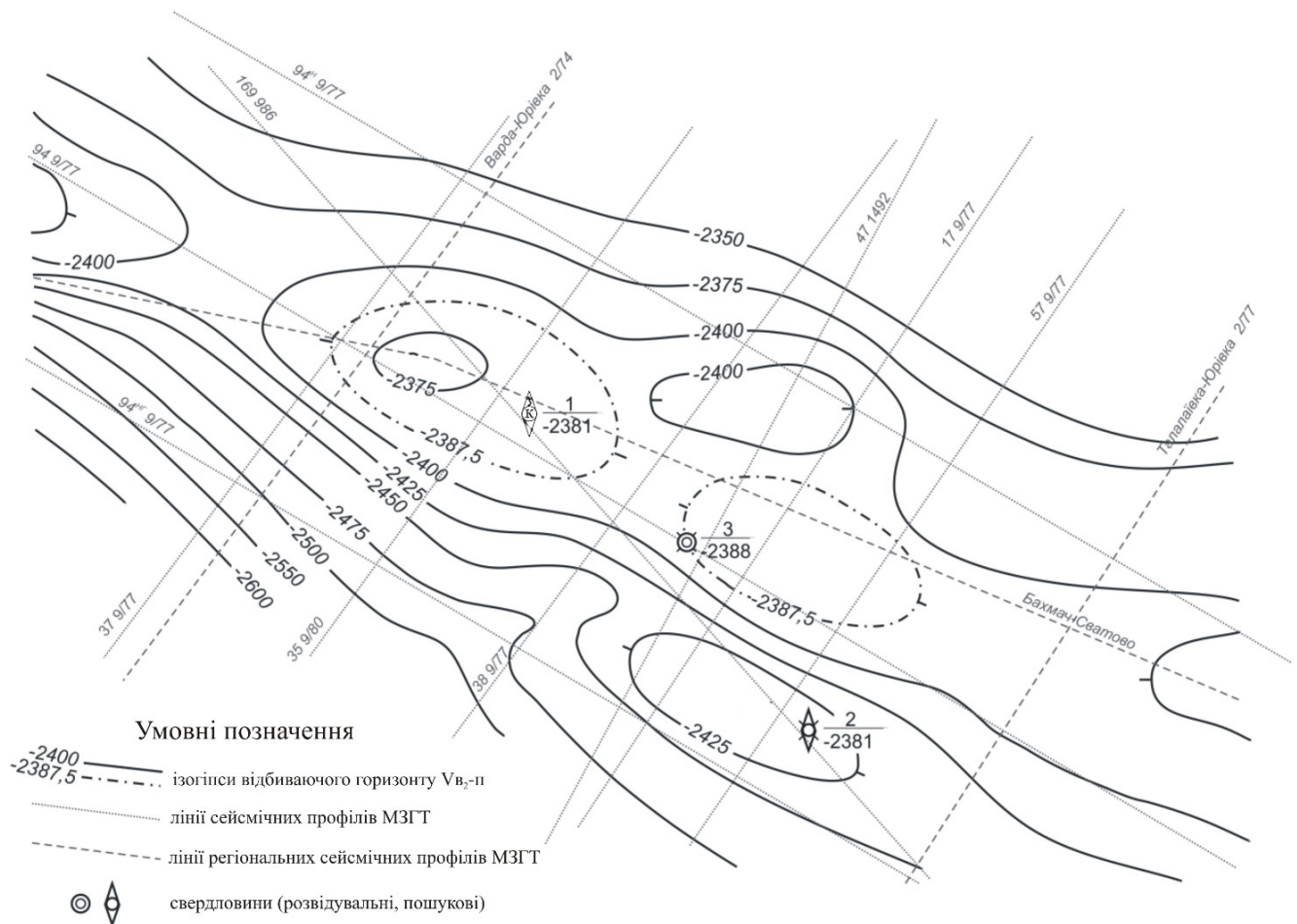


Рисунок 1.2 - Структурна карта по горизонту відбиття Vb₂-п

Згідно з матеріалами сейсморозвідки КМЗХ, над Хмелівським виступом у товщі осадового чохла простежується витягнута антиклінальна зона, яка розкривається у північно-східному напрямку. У її межах виділяються окремі локальні структури, зокрема Володимирівське, Турутинське, Хмелівське та інші підняття.

Південне крило Хмелівського виступу ускладнене регіональним крайовим розломом з амплітудою 1–2 км, який відокремлює більш занурений Плужниківсько-Миколаївський виступ фундаменту північної прибортової зони западини. У північному напрямку Хмелівський виступ поступово переходить у схил Воронежського кристалічного масиву.

Тектонічна будова виступу контролюється системою розломів північно-західного простягання, що формують чергування горстів і грабенів. За даними КМЗХ, глибина залягання поверхні фундаменту змінюється від 2 до 2,8 км.

У межах Володимирівської площі також відзначається значна розчленованість фундаменту: різниця глибин його залягання досягає 144 м (від 2712 м у свердловині №2 до 2856 м у свердловині №1).

У девонських відкладах Володимирівське підняття відображає рельєф поверхні фундаменту, тобто має успадкований характер. За результатами сейсмічних досліджень 1993 року (по підшві нижньокам'яновугільних відкладів, що відповідає горизонту V_{b2-p}) структура площі інтерпретувалася як слабо виражена терасоподібна форма, ускладнена локальними малими підняттями.

У межах двох таких піднять були пробурені свердловини №1 і №2, які розкрили поклади вуглеводнів. У західній перикліналі третього підняття закладено свердловину №3. Розміри піднять становлять близько 2 км за довгою віссю при амплітуді 15–30 м, простягання — північно-західне.

Антиклінальні структури, до яких приурочені поклади газу, мають пологі склепіння вздовж довгої осі та більш круті крила.

Кути падіння пластів не перевищують 5° . Подібні структурні особливості простежуються і в нижньокам'яновугільних відкладах, тоді як у середньокам'яновугільних відкладах структура вирівнюється та набуває терасоподібного характеру.

Результати сейсморозвідувальних робіт 2006 року (структурна карта по горизонту Vv22 — покрівля продуктивного горизонту B-18) суттєво уточнили уявлення про будову родовища. Хоча найбільш підняті ділянки залишилися загально незмінними, у межах структури було виявлено поздовжні тектонічні порушення у вигляді узгоджених і зворотних скидів.

Зокрема, за новими даними свердловина №1, яка раніше вважалася розташованою у присклепінній частині північно-західної брахіантикліналі, фактично знаходиться у південно-східній приконтурній зоні терасоподібної складки, обмеженої з півночі зворотним скидом I–I з амплітудою 15 м.

Свердловина №2, закладена у присклепінній частині південного підняття, також виявилася в приконтурній зоні терасоподібної складки, обмеженої з півночі скидом II–II з амплітудою 20 м.

Свердловина №3, яка проектувалася на контурі малоамплітудного північно-східного підняття, фактично розташована поза його межами на відстані близько 500 м.

З урахуванням отриманих результатів, першочерговим об'єктом для подальших геологорозвідувальних робіт визначено північно-західний блок Володимирівського родовища.

1.4 Колекторські властивості продуктивних горизонтів

Дослідження фізичних властивостей колекторів здійснювалося як за результатами аналізу зразків порід, так і з використанням геофізичних методів.

Лабораторні випробування проводилися в ДП «Чернігівнафтогазгеологія» відповідно до методик, розроблених УкрДГРІ.

Колектори продуктивного горизонту переважно представлені пісковиками і належать до гранулярних порових типів. Ці породи характеризуються добрими фільтраційно-ємнісними показниками.

Пісковики мають сіре та темно-сіре забарвлення, кварцовий склад, дрібнозернисту будову, рідше — середньозернисту, часто з алевритовою домішкою.

Оцінка колекторських властивостей здійснювалася шляхом кореляції кернавого матеріалу з Турутинської, Володимирівської та Хрещатинської площ.

Відкрита пористість коливається в межах 10–26% при середньому значенні близько 19%. Абсолютна проникність змінюється від 10 до $1100 \cdot 10^{-3}$ мкм², у середньому становлячи $90 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Розподіл колекторських параметрів відображено на гістограмах

Основні петрофізичні залежності були визначені в умовах, максимально наближених до пластових.

Висновок по розділу:

Родовище розташоване в межах Роменського району Сумської області в сільськогосподарському регіоні з розвинутою транспортною та гідрографічною інфраструктурою. Помірно-континентальний клімат із сезонними обмеженнями транспортного сполучення визначає специфіку проведення польових робіт.

Геологічний розріз родовища охоплює відклади від докембрійського кристалічного фундаменту (на глибинах 2712–2856 м) до четвертинних утворень і характеризується складною літолого-стратиграфічною будовою. Основним продуктивним об'єктом є верхньовізейський під'ярус нижнього карбону, де зосереджені газоконденсатні поклади у пластах В-18н і В-19в.

Колекторські породи представлені кварцовими дрібнозернистими пісковиками з глинистим цементом, що характеризуються задовільними фільтраційно-ємнісними властивостями: відкрита пористість становить 10–

26% (у середньому $\sim 19\%$), абсолютна проникність — $10\text{--}1100 \cdot 10^{-3}$ мкм² (у середньому $90 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

У тектонічному відношенні Володимирівське родовище приурочене до Хмелівського виступу кристалічного фундаменту на північному борті Дніпровсько-Донецької западини. Антиклінальні структури, які контролюють розміщення покладів, мають пологі склепіння з кутами падіння до 5° і незначні амплітуди (15–30 м). За даними сейсморозвідки 2006 року в межах структури виявлено систему поздовжніх тектонічних порушень, що суттєво ускладнюють будову родовища. Зокрема, встановлено, що фактичне положення свердловин №1 і №2 відрізняється від проектного — обидві опинилися в приконтурних зонах, а не в присклепінних частинах, що позначилося на ефективності розвідувального буріння.

Пріоритетним об'єктом для подальших геологорозвідувальних і видобувних робіт визначено північно-західний блок Володимирівського родовища.

Відкрита пористість коливається в межах 10–26% при середньому значенні близько 19%. Абсолютна проникність змінюється від 10 до $1100 \cdot 10^{-3}$ мкм², у середньому становлячи $90 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Розподіл колекторських параметрів відображено на гістограмах

Основні петрофізичні залежності були визначені в умовах, максимально наближених до пластових.

Висновок по розділу:

Родовище розташоване в межах Роменського району Сумської області в сільськогосподарському регіоні з розвинутою транспортною та гідрографічною інфраструктурою. Помірно-континентальний клімат із сезонними обмеженнями транспортного сполучення визначає специфіку проведення польових робіт.

Геологічний розріз родовища охоплює відклади від докембрійського кристалічного фундаменту (на глибинах 2712–2856 м) до четвертинних

утворень і характеризується складною літолого-стратиграфічною будовою. Основним продуктивним об'єктом є верхньовізейський під'ярус нижнього карбону, де зосереджені газоконденсатні поклади у пластах В-18н і В-19в. Колекторські породи представлені кварцовими дрібнозернистими пісковиками з глинистим цементом, що характеризуються задовільними фільтраційно-ємнісними властивостями: відкрита пористість становить 10–26% (у середньому ~19%), абсолютна проникність — $10\text{--}1100 \cdot 10^{-3}$ мкм² (у середньому $90 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТА ГЛИНИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ ГДС

2.1 Методи визначення коефіцієнтів пористості та глинистості

Для коректної оцінки підрахункових параметрів продуктивних горизонтів Володимирівського родовища застосовувався комплекс методів, що включав акустичний каротаж, індукційний каротаж, метод питомого електричного опору, а також методи визначення глинистості на основі параметрів природної поляризації та гама-активності порід.

Визначення коефіцієнта пористості за акустичним каротажем

для оцінки коефіцієнта пористості (K_p) колекторів як основний інструмент застосовувався акустичний каротаж. Акустичний каротаж є одним із найбільш інформативних методів для вивчення пористості теригенних колекторів, оскільки дозволяє отримувати безперервний запис інтервального часу пробігу пружної хвилі по стовбуру свердловини, що безпосередньо пов'язаний із пористістю та літологічним складом порід.

Для оцінки коефіцієнта пористості (K_p) колекторів як основний інструмент застосовувався акустичний каротаж. Акустичний каротаж є одним із найбільш інформативних методів для вивчення пористості теригенних колекторів, оскільки дозволяє отримувати безперервний запис інтервального часу пробігу пружної хвилі по стовбуру свердловини, що безпосередньо пов'язаний із пористістю та літологічним складом порід.

Розрахунок пористості за даними акустичного каротажу здійснювався на основі рівняння середнього часу (формула 2.2). До складу формули входять такі параметри: константа A , що враховує вплив глинистості порід; інтервальний час пробігу хвилі в мінеральному скелеті, який визначається експериментально та шляхом графічного зіставлення відповідних величин. Для кварцових пісковиків цей параметр дорівнює 166 мкс/м, що відповідає загальноприйнятим петрофізичним стандартам для порід даного

мінерального складу. Інтервальний час пробігу хвилі в насичувальній рідині залежить від мінералізації й термодинамічних умов пластових вод та фільтрату і за рівнянням середнього часу приймається рівним 666 мкс/м.

Для глинистих водонасичених пластів, де застосування акустичного каротажу як єдиного методу є недостатнім, пористість додатково розраховувалася методом питомого електричного опору з використанням залежності між відносним опором пласта та коефіцієнтом пористості. Для водоносних пластів як допоміжний метод залучався індукційний каротаж, що дозволяє з достатньою точністю визначати питомий електричний опір у свердловинах, заповнених прісними або слабомінералізованими промивними рідинами.

Залежність для визначення пористості за методом питомого електричного опору має такий вигляд: $\lg K_p = 2,196 - 0,638 \times \lg R_p$, де R_p — відносний електричний опір водонасиченого пласта за даними індукційного каротажу, визначений через відношення питомого електричного опору пласта до питомого електричного опору пластової води за відповідної температури. Дана залежність дозволяє незалежно верифікувати значення пористості, отримані за акустичним каротажем, і підвищити загальну надійність визначення цього параметра для глинистих водонасичених колекторів.

Глинистість є одним із ключових параметрів, що визначають колекторські властивості теригенних порід. Підвищений вміст глинистого матеріалу суттєво знижує ефективну пористість та проникність колектора, погіршує його фільтраційно-ємнісні характеристики та ускладнює інтерпретацію геофізичних даних. Тому точне визначення коефіцієнта глинистості є обов'язковою умовою для коректного підрахунку запасів та оцінки продуктивності покладів.

Для визначення коефіцієнта глинистості ($K_{гл}$) колекторів на Володимирівському родовищі використовувались два незалежні геофізичні параметри — відносна амплітуда природної поляризації ($\alpha_{сп}$) та відносне збільшення гама-активності (ΔI_γ). Обидва параметри містять важливу

інформацію про глинистість порід і в ідеальному випадку повинні корелювати між собою. При зіставленні цих параметрів для водонасичених пластів різної глинистості встановлено достатньо тісний зв'язок між ними, що підтверджує правомірність їх спільного застосування для оцінки вмісту глинистого матеріалу.

2.2 Фактори, що впливають на точність інтерпретації ГДС

Точність інтерпретації геофізичних досліджень свердловин на Володимирівському родовищі визначається рядом факторів, які в сукупності впливають на достовірність отриманих результатів та надійність підрахунку запасів.

Одним із основних факторів є неповний винос керну. В процесі проведення пошуково-розвідувальних робіт було пройдено з відбором керну 220м, однак фактичний винос склав лише 138,6м, тобто 63% від проходки з відбором керну. Такий показник виносу є недостатнім для повноцінного літологічного вивчення розрізу та достовірного зіставлення даних геофізичних досліджень свердловин із фактичним керновим матеріалом. Внаслідок того, що кернові зразки відбирались переважно із щільної або водонасиченої частин розрізу, спостерігається невисвітленість продуктивних горизонтів кернами, що суттєво обмежує можливість прямої прив'язки каротажних кривих до літологічного матеріалу та знижує достовірність виділення колекторів і визначення їх фільтраційно-ємнісних властивостей за даними ГДС.

Важливим фактором, що впливає на точність інтерпретації, є також обмежений обсяг випробування пластів. Геофізичні дослідження в свердловинах проводились по інтервалах, передбачених технічними інструкціями та геолого-технічним нарядом, однак результати випробування пластів виявились неоднозначними. Випробувачем пластів на каротажному

кабелі випробувано 6 об'єктів, пластовипробувачем на бурильних трубах – 4 об'єкти, при цьому лише з одного об'єкту отримано приплив газу з пластовою водою, з одного – пластову воду, а з двох об'єктів припливу флюїдів не отримано взагалі. Відсутність припливу флюїдів з ряду випробуваних об'єктів суттєво ускладнює верифікацію інтерпретації ГДС реальними даними флюїдонасиченості пластів та підвищує невизначеність при розмежуванні продуктивних і непродуктивних інтервалів розрізу.

Суттєвим фактором є також обмеженість випробування свердловин в експлуатаційній колоні. Випробування в колоні проводилось лише в одній свердловині №1, в якій були проведені газогідродинамічні дослідження методом усталених режимів із виміром пластового і вибійного тисків, контрольними вимірами дебіту газу, визначенням вмісту конденсату та відбором проб газу і конденсату для проведення лабораторних досліджень. Відсутність аналогічних досліджень в інших свердловинах звужує базу для порівняльного аналізу та підтвердження інтерпретаційних моделей по родовищу в цілому, що негативно позначається на точності визначення підрахункових параметрів.

Негативний вплив на точність інтерпретації ГДС мала також ліквідація частини свердловин. Свердловини №2 і №3 були ліквідовані з геологічних причин, внаслідок чого отримані по них геофізичні матеріали не можуть бути повноцінно верифіковані результатами тривалих гідродинамічних та промислових досліджень. Це обмежує можливість всебічного аналізу геологічної будови родовища та зіставлення геофізичних характеристик продуктивних пластів по різних точках спостережень.

Окремим фактором є загальна кількість свердловин, пробурених в контурі газоносності. На етапі проведення пошуково-розвідувальних робіт лише дві свердловини з трьох пробурені в контурі газоносності, що є недостатнім для надійного просторового узагальнення даних ГДС, побудови достовірних кореляційних схем та впевненого простеження продуктивних горизонтів по площі родовища. Загальний метраж буріння на

Володимирівському родовищі склав 8352м, в тому числі 5751м пошукового і 2601м розвідувального, проте навіть такий обсяг бурових робіт в умовах ліквідації частини свердловин та неповного виносу керну не забезпечив достатньої геологічної інформативності для однозначної інтерпретації геофізичних даних по всіх продуктивних горизонтах родовища. Все це в сукупності підвищує невизначеність при інтерпретації результатів геофізичних досліджень і є одним із чинників, що обумовлюють віднесення частини запасів газу до категорії C_2 та виділення перспективних ресурсів.

Висновок по розділу:

У другому розділі розглянуто теоретичні основи визначення пористості та глинистості порід-колекторів Володимирівського родовища за даними геофізичних досліджень свердловин.

Для визначення коефіцієнта пористості як основний метод застосовувався акустичний каротаж на основі рівняння середнього часу з урахуванням константи A , що відображає вплив глинистості порід. Для водонасичених пластів додатково використовувався індукційний каротаж та метод питомого електричного опору. Встановлено, що у свердловині №2 в продуктивному пласті на інтервалі 2546,0–2548,4 м зафіксовано вплив газу в зоні проникнення, що зумовило необхідність введення поправочного коефіцієнта 0,9 до розрахункових значень пористості за акустичним каротажем.

Для визначення коефіцієнта глинистості використовувались два геофізичні параметри – відносна амплітуда СП ($\alpha_{сп}$) та відносне збільшення гама-активності ($\Delta\gamma$). На основі зіставлення цих параметрів по групі родовищ, що включає Великобубнівське та Володимирівське, встановлено граничне значення коефіцієнта глинистості $K_{г\text{лгр}} = 28\%$, яке увійшло до переліку рекомендованих граничних підрахункових параметрів родовища. Слід зазначити, що на окремих пластах-колекторах Володимирівського

родовища зафіксовано аномальні значення ΔI_{γ} , не пов'язані із глинистістю, у зв'язку з чим в таких випадках як основний параметр приймався $\alpha_{\text{сп}}$.

Аналіз факторів, що впливають на точність інтерпретації ГДС, свідчить про те, що достовірність отриманих результатів обмежується рядом об'єктивних обставин. Неповний винос керну, який склав лише 63% від проходки з відбором, невисвітленість продуктивних горизонтів кернами, обмежений обсяг випробування пластів та ліквідація двох свердловин з геологічних причин суттєво ускладнюють верифікацію інтерпретаційних моделей та знижують надійність визначення підрахункових параметрів. Проведення газогідродинамічних досліджень лише в одній свердловині №1 звужує базу для порівняльного аналізу по родовищу в цілому. Сукупність зазначених факторів обумовлює підвищену невизначеність при інтерпретації геофізичних даних та є одним із чинників, що визначають віднесення частини запасів газу до категорії C_2 .

3 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ, ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС

3.1 Коротка характеристика умов проведення геофізичних досліджень свердловинах

У продуктивній частині розрізу буріння, кріплення стінок та безпосередній каротаж досліджуваних свердловин на Володимирівському родовищі здійснювалися з використанням прісних промивних рідин, які мали питомий електричний опір у діапазоні від 1,2 до 1,30 Ом·м, виміряний за умов фактичної пластової температури. Цей тип бурового розчину характеризувався чітко контрольованими технічними параметрами: його питома вага (густина) стабільно знаходилась у межах 1,10–1,25 г/см³, умовна в'язкість за стандартними замірами варіювала від 23 до 180 секунд, показник водовіддачі (фільтрації) складав від 5 до 9 см³ за 30 хвилин, а загальний вміст піщаної фракції міцно утримувався на низькому рівні й не перевищував 0,5–2%.

Для оперативного регулювання зазначених фізико-хімічних та структурно-механічних властивостей, зокрема для ефективного зниження в'язкості, попередження коагуляції та суворого контролю водовіддачі, промивний розчин у процесі поглиблення свердловини піддавався систематичній хімічній обробці різноманітними реагентами. Залежно від конкретних геологічних умов та поточних технічних вимог, до складу системи розчину вводилися такі хімічні сполуки й добавки, як ПУЦР (понижувач умовної в'язкості лужний), кальцинована сода (Na_2CO_3) для пом'якшення води та стабілізації лужного середовища, карбоксиметилцелюлоза (КМЦ), модифіковані крохмальні реагенти (МТР), а також високоефективний стабілізатор гіпан. За потреби для додаткового регулювання густини та утворення якісної кірки на стінках свердловини використовувався глинистий порошок.

Проведення геофізичних вимірювань відбувалося за природних геотермічних умов району, де величина геотермічного щабля становила близько $30 \text{ м/}^{\circ}\text{C}$, що відповідає збільшенню пластової температури (геотермічному градієнту) приблизно на $3\text{--}4^{\circ}\text{C}$ на кожні 100 метрів заглиблення в надра.

Ретельний моніторинг, підтримання заданих параметрів промивної рідини у строго визначених межах та врахування природного температурного режиму виступали базовою і критично важливою передумовою для успішного виконання каротажних робіт. Завдяки забезпеченню оптимального стану стовбура свердловини та мінімізації впливу промивного розчину на навколосвердловинну зону, геофізикам вдалося отримати повністю кондиційні, бездефектні та представницькі діаграми широкого комплексу методів промислової геофізики. Зокрема, було успішно зареєстровано криві бокового каротажного зондування (БКЗ), бокового каротажу (БК), індукційного каротажу (ИК), потенціалів самочинної поляризації (ПС), акустичного каротажу (АК), а також радіоактивних методів — гамма-каротажу (ГК) та нейтронного гамма-каротажу (НГК). Наявність таких якісних каротажних матеріалів дозволила надалі виконати коректну комп'ютерну обробку та забезпечити високу точність і надійність при кількісному визначенні підрахункових параметрів: коефіцієнта відкритої пористості та коефіцієнта об'ємної глинистості досліджуваних порід-колекторів.

3.2 Комплекс, методика і якість промислово-геофізичних досліджень

Для забезпечення високої якості та максимальної інформативності геофізичних досліджень свердловин на Володимирівському родовищі було впроваджено раціональний та всебічний комплекс методів промислової геофізики. Цей комплекс формувався з урахуванням складних геологічних

умов розрізу, зокрема високої літологічної неоднорідності теригенних відкладів верхньовізейського під'ярусу, де продуктивні пласти-колектори горизонту В-18н часто перешаровуються з глинистими алевролітами та щільними неколекторами. До базового вимірювального комплексу увійшли електричні, електромагнітні, акустичні та радіоактивні (ядерно-фізичні) методи дослідження, що дозволило забезпечити взаємний контроль результатів та мінімізувати похибки інтерпретації.

Методика проведення досліджень базувалася на реєстрації фізичних полів у стовбурі свердловини, заповненому прісною промивною рідиною. Електричні та електромагнітні методи включали бокове каротаже зондування (БКЗ), боковий каротаж (БК) та індукційний каротаж (ИК). Вони застосовувалися за методикою вимірювання питомого електричного опору для оцінки характеру насичення пластів (газ/вода) та визначення меж проникних зон. Додатково виконувався запис потенціалів самочинної поляризації (ПС). Методика використання ПС полягала у фіксації природних дифузійно-адсорбційних полів, що виникають на межі розчину і пласта: у чистих колекторах аномалія ПС досягала свого максимуму, а в міру збільшення глинистості амплітуда закономірно знижувалася, що дозволило використовувати цей метод як один із головних індикаторів вмісту пелітової фракції.

Пружні властивості порід вивчалися за допомогою акустичного каротажу (АК), методика якого передбачала реєстрацію інтервального часу пробігу поздовжньої хвилі (ΔT). Оскільки швидкість звуку в мінеральній матриці значно вища, ніж у рідині чи газі, цей метод став основою для розрахунку відкритої пористості за рівнянням середнього часу Вайлі. Радіоактивні методи були представлені гамма-каротажем (ГК) та нейтронним гамма-каротажем (НГК). Методика ГК полягала у вимірюванні природної радіоактивності, яка прямо пропорційна кількості глинистих мінералів (іліту, каолініту), що акумулюють радіоактивні ізотопи, тоді як НГК фіксував

щільність теплових нейтронів, яка залежить від загального водневмісту (об'єму пор, зайнятих флюїдом, та зв'язаної води в глинах).

Якість та кондиційність отриманих промислово-геофізичних матеріалів безпосередньо залежали від суворого дотримання технологічного регламенту буріння та підтримання стабільного стану стовбура свердловини. Першочерговим фактором забезпечення якості виступав контроль параметрів бурового розчину: його питомий опір штучно підтримувався на рівні 1,2–1,30 Ом·м, питома вага утримувалася в діапазоні 1,10–1,25 г/см³, а водовіддача не перевищувала 5–9 см³ за 30 хвилин. Це дозволило сформувати тонку й щільну глинисту кірку на стінках, запобігти каверноутворенню, глибокому проникненню фільтрату в пласти та поглинанню розчину. Хімічна обробка розчину реагентами ПУЦР, карбонатом натрію, КМЦ, МТР та гіпаном забезпечила збереження природної структури пор навколо свердловини та виключила коагуляцію часток. Належна якість каротажних діаграм підтверджується також точним урахуванням геотермічних умов (геотермічний щабель 30 м/°С) для температурної корекції апаратури. У підсумку, висока якість та представницькість усього комплексу ГДС дозволили провести надійну комп'ютерну обробку даних, упевнено виконати розчленування розрізу за локальними реперами та забезпечити точність кількісного визначення коефіцієнтів пористості й глинистості, необхідних для підрахунку запасів газу.

3.3 Кореляція продуктивної частини розрізу та фізичні властивості колекторів

3.3.1 Кореляція продуктивної частини розрізу

Кореляція продуктивної частини розрізу здійснювалася на основі детального зіставлення каротажних діаграм за регіональними та локальними маркуючими горизонтами (реперами), які мають чітку та виразну геофізичну

характеристику. Основними опорними реперами в межах площі виступили вапняки московського ярусу М–9, башкирська плита вапняків, серпухівська товща аргілітів, а також вапняки горизонтів В–15 і В–16 та ефузивна товща верхнього девону. Завдяки цим літологічним маркерам горизонти верхньовізейського під'ярусу В–15, В–16, В–17 та В–18 впевнено і надійно простежуються по всій площі дослідження. Основний промислово-газоносний поклад родовища приурочений саме до горизонту В–18н, де за даними геофізичних досліджень у свердловині №2 було підсічено газоводяний контакт (ГВК) на абсолютній позначці глибини 2548,4 метра.

Фізичні та фільтраційно-ємнісні властивості пластів-колекторів вивчалися шляхом комплексного аналізу та узагальнення великого обсягу лабораторних досліджень кернавого матеріалу та матеріалів ГДС. На основі цих даних було виведено стійкі петрофізичні залежності типу «кern–кern» і «кern–геофізика», які дозволили кількісно оцінити основні підрахункові параметри. Для точного обґрунтування граничних значень параметрів, які розділяють породи на колектори та неколектори, крім власної бази Володимирівського родовища, додатково залучалися результати промислових випробувань пластів на суміжних Турутинському та Великобубнівському родовищах.

За результатами цих комплексних досліджень було встановлено такі кондиційні фізичні та геофізичні критерії для оцінки властивостей колекторів:

1. Граничний коефіцієнт відкритої пористості ($K_{\text{п}}^{\text{ГР}}$): становить 9,5%. Пласти з меншою пористістю вважаються щільними неколекторами.
2. Граничний коефіцієнт **об'ємної глинистості** ($K_{\text{гл}}^{\text{ГР}}$) визначено на рівні 28%. Перевищення цього показника свідчить про високий вміст пелітової фракції, яка різко погіршує фільтраційні властивості породи.
3. Гранична відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації: становить 0,5, що слугує надійним каротажним індикатором для відсікання глинистих неколекторів.

Математична обробка та статистичний аналіз вибірок підтвердили високу якість ємнісного простору колекторів: середня величина коефіцієнта пористості для досліджуваного продуктивного пласта становить 18,99% (при обсязі вибірки $n=64$), тоді як середній вміст глинистої фракції складає 17,90% ($n=41$), що вказує на літологічну мінливість розрізу при збереженні високих колекторських властивостей у чистих різновидах пісковиків.

3.3.2 Фізичні властивості колекторів і визначення граничних значень підрахункових параметрів

Вивчення фізичних властивостей колекторів проводилося на зразках порід та за геофізичними методами. Лабораторні дослідження виконані в лабораторії ДП “Чернігівнафтогазгеологія” відповідно до методик, розробленими УкрДГРІ [6].

Колектори продуктивного горизонту представлені, в основному, пісковиками та відносяться до гранулярного типу порових колекторів. Пісковики мають високі фільтраційно-ємнісні властивості.

Пісковики сірі, дуже-сірі, кварцові, дрібнозернисті, рідше середньозернисті, алевритисті.

Колекторські властивості пісковиків визначалися по кореляції зразків керну Володимирівської, Турутинської, Хрещатинської площам.

Відкрита пористість колекторів змінюється від 10 до 26%, середнє значення – 19%. Абсолютна проникність змінюється від 10 до $1100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ у середньому – $90 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Основні петрофізичні залежності отримані в умовах, що моделюють пластові.

Залежність $R_p = f(K_p)$ отримана в лабораторії ИГГГИ (Шеремета О.В.). Дослідження проведені на 62 зразках керну по північно-західній частині ДДз, включаючи і Великобубнівське родовище при ефективному тиску навантаження 500 кг/см^2 .

$$\lg K_p = 2,196 - 0,838 \lg R_p \quad n=62 \quad R=0,964$$

$$\lg K_{\Pi} = 2,196 - 0,638 \lg P_{\Pi}$$

$$R = 0.964 \quad n = 62$$

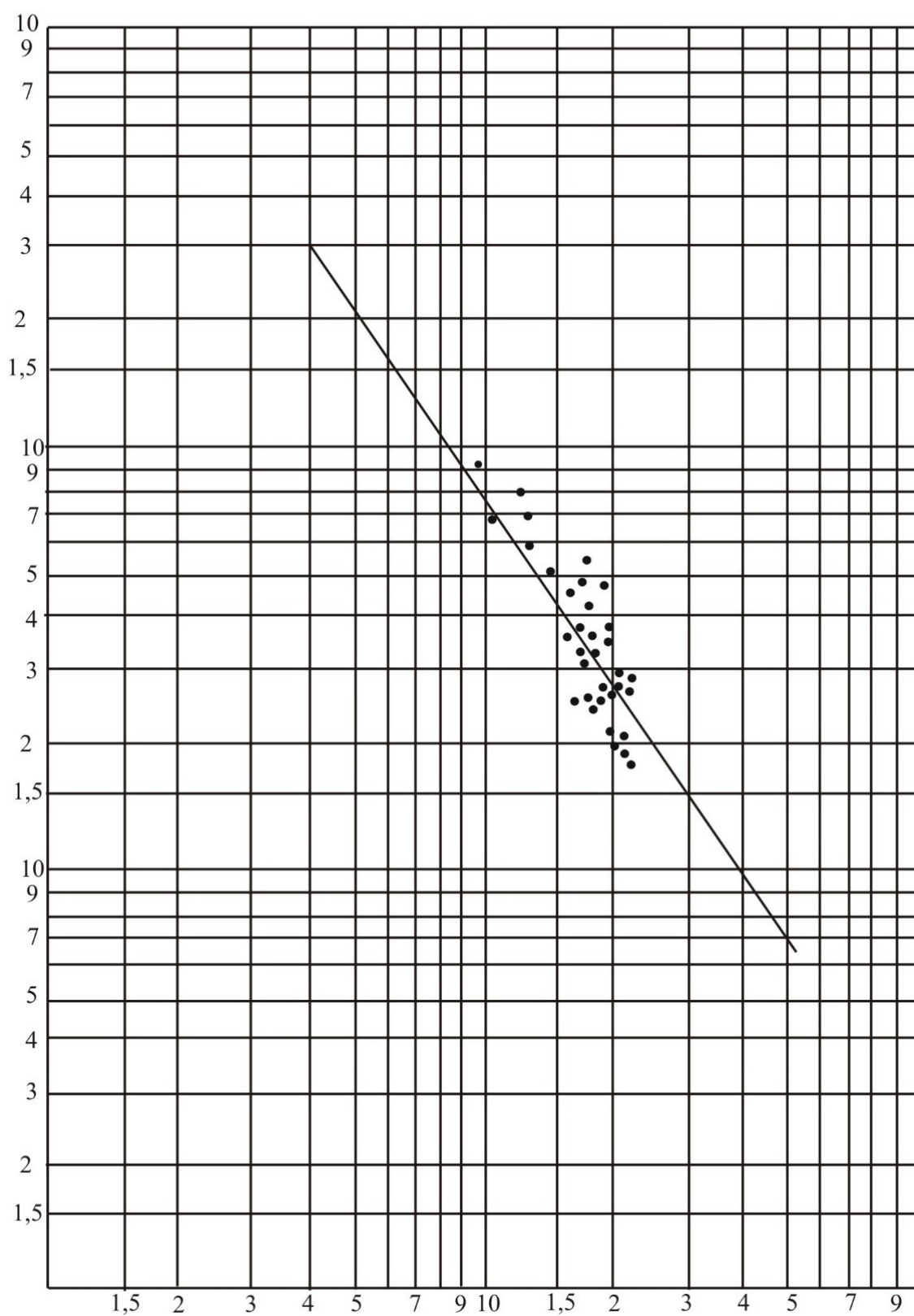


Рисунок 3.1 - Графік залежності $P_{\Pi} = f^*(K_{\Pi})$ для пісковиків візейського ярусу нижнього карбону

Залежність $P_n=f(K_v)$ побудована з використанням даних по групі родовищ – Володимирівському, Турутинському, Хрещатинському.

$$\lg P_n = 3,47893 - 1,77162 \lg K_v \quad n=27 \quad R=0,994$$

Аналіз і узагальнення лабораторних та геофізичних матеріалів дозволили одержати петрофізичні залежності типу “кern-кern” “кern-геофізика”. Обробка здійснювалася за допомогою імовірно-статистичних методів, що дозволило більш точно використовувати наявну інформацію [10].

Відносна амплітуда СП використовувалася для обліку глинистості колекторів. Як відомо параметри $\alpha_{сп}$ і I_j містять важливу інформацію про глинистість порід. При співставленні цих параметрів для водонасичених пластів різної глинистості встановлений досить тісний зв'язок. Для співставлення параметрів $\alpha_{сп}$ залучалися дані по Великобубнівському та Володимирівському родовищах. У зв'язку із цим введення виправлення в спостережене значення $\alpha_{сп}$ за обмежену товщину пласта, омнометричний фактор та ін. здійснювалися за графіком (рисунок 3.2). Слід зазначити, на даному родовищі відзначаються пласти-колектори з аномальними значеннями Δi_j , не пов'язаними із глинистістю. В цьому випадку параметр $\alpha_{сп}$ був основним при обліку глинистості пластів. Для визначення коефіцієнту глинистості використана залежність $K_{гл}=f(\Delta i_j)$ яка побудована по групі родовищ, що включає Великобубнівське, Володимирівське та ін. родовища, (рисунок 3.3). Коефіцієнти абсолютної проникності та залишкової водонасиченості визначалися по статистичних залежностях виду $K_{ап}=f(K_{по})$ та $K_{ов}=f(K_{по})$, які отримані за матеріалами лабораторних досліджень керну по Володимирівському, Турутинському та Хрещатинському родовищах.

Відмінність водоносних та продуктивних колекторів по питомому опору з урахуванням пористості до глинистості дозволяє розділити їх по

характеру насичення. Основну допомогу при цьому роблять результати випробування ВПТ, ВПК.

Отримані петрофізичні залежності дозволили одержати основні підрахункові параметри (пористість, насиченість, проникність) пластів-колекторів для підрахунку запасів. Встановлення граничних значень колектор-неколектор проведених шляхом співставлення ПЕО випробуваних пластів з коефіцієнтом пористості і з геофізичними параметрами $\alpha_{\text{сп}}$ і ΔT , використовувалися результати випробувань у колоні, і у відкритому стовбурі (ВПК, ГДК), По Володимирівському родовищу випробуваних об'єктів недостатньо для встановлення граничних значень, тому додатково залучалися результати випробувань по Турутинському, Великобубнівському родовищах.

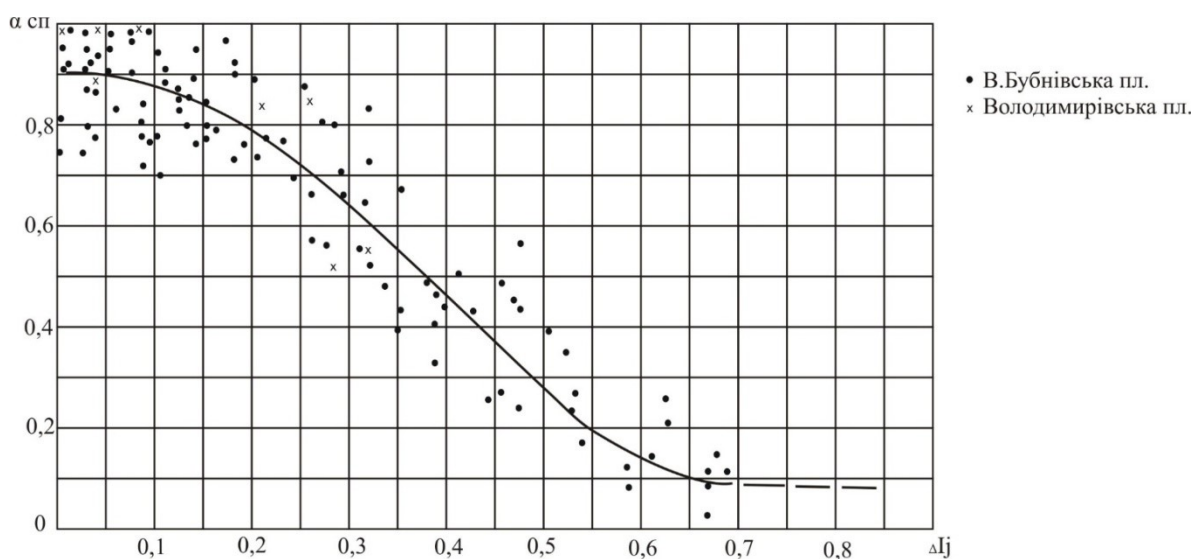


Рисунок 3.2 - Співставлення параметрів $\alpha_{\text{пс}}$ та ΔT

На рисунку 3.4 представлено співставлення ПЕО випробуваних пластів з коефіцієнтом пористості. Границі колектор-щільна порода відповідає значення $K_{\text{п}}^{\text{ГР}}=9,5\%$. Це підтверджується визначенням пористості випробуваних об'єктів, які представлені на рисунку 3.7

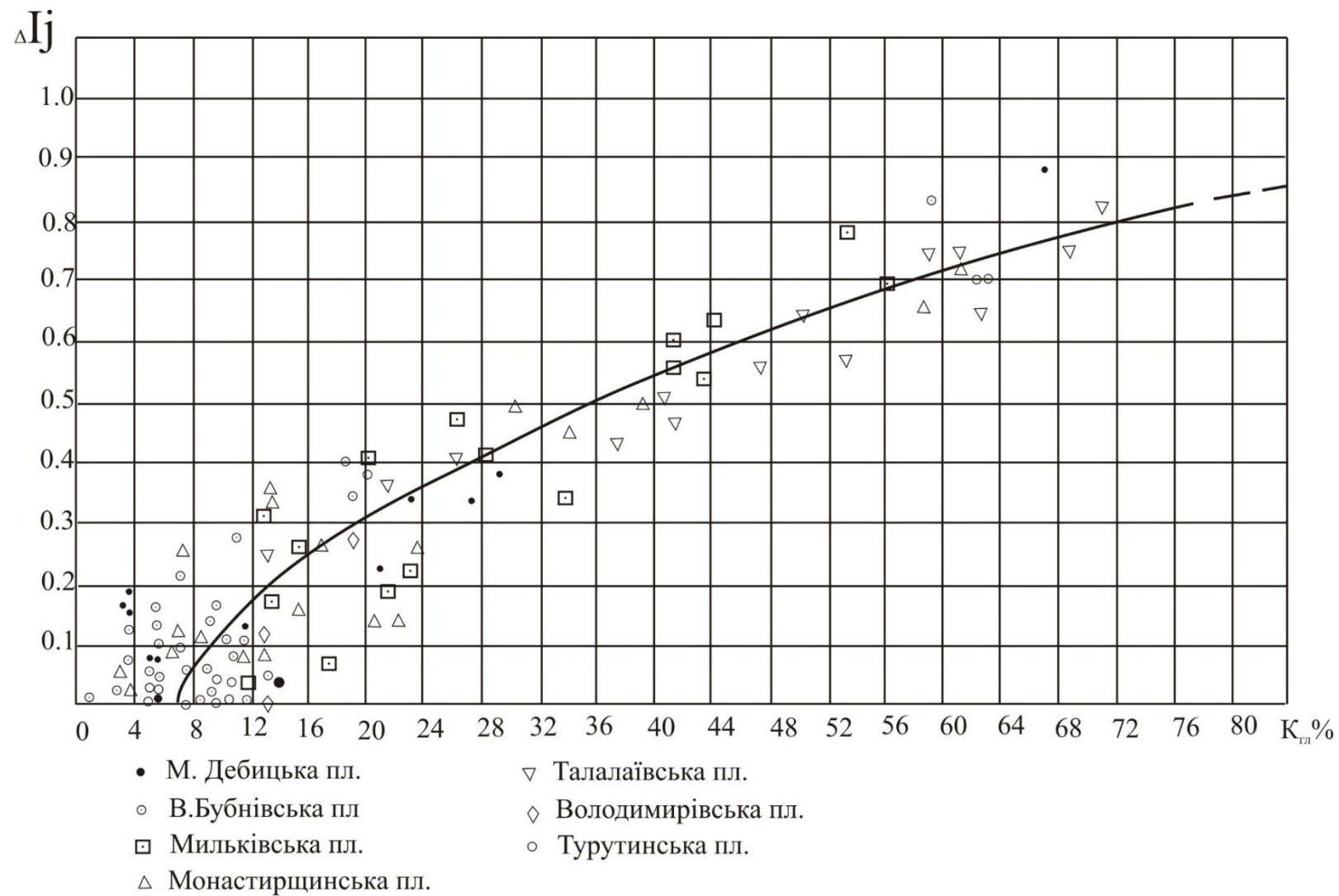


Рисунок 3.3 - Співставлення параметрів ΔI_j та K

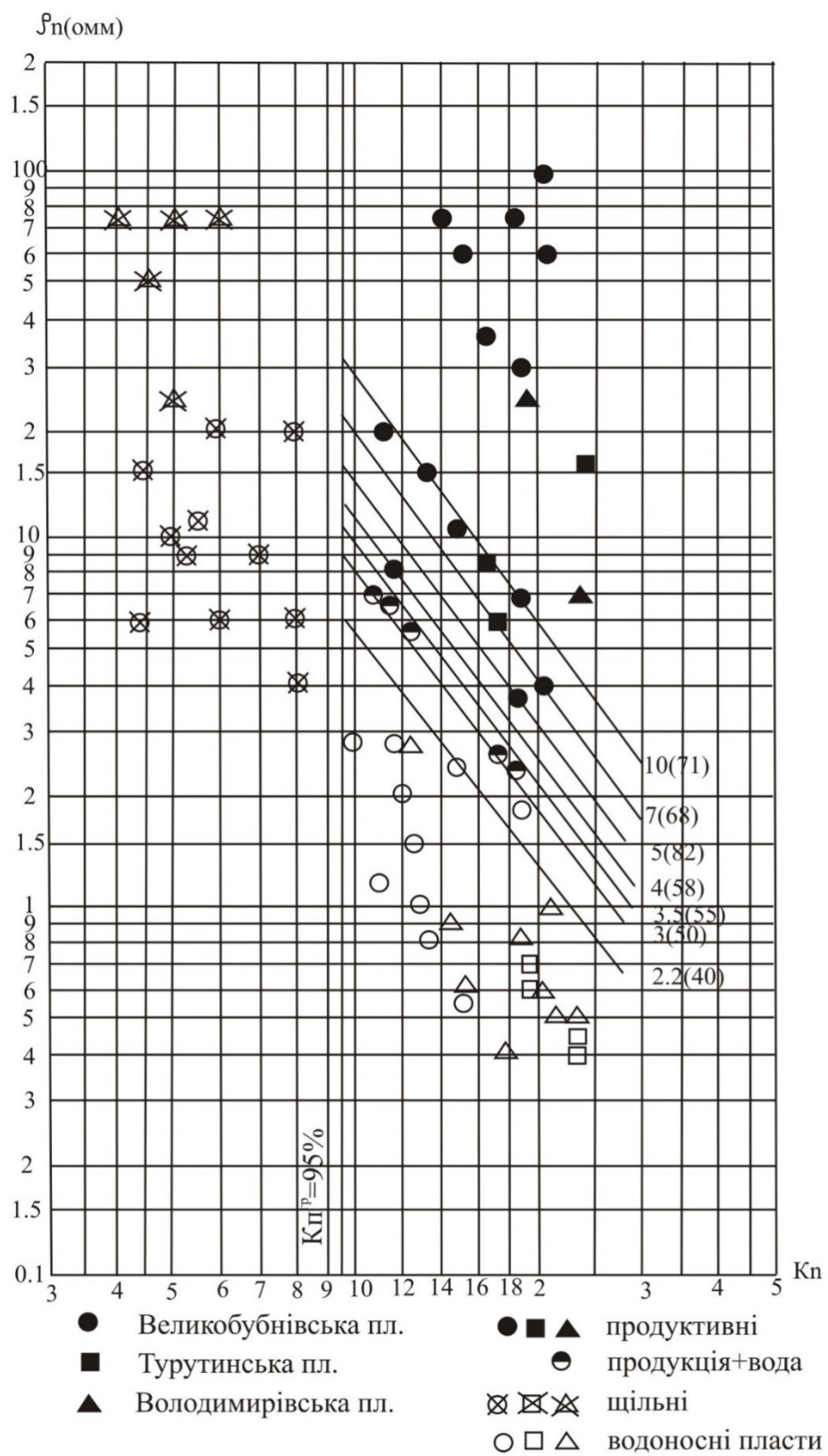


Рисунок 3.4 - Співставлення ПЕО випробуваних пластів з коефіцієнтом пористості

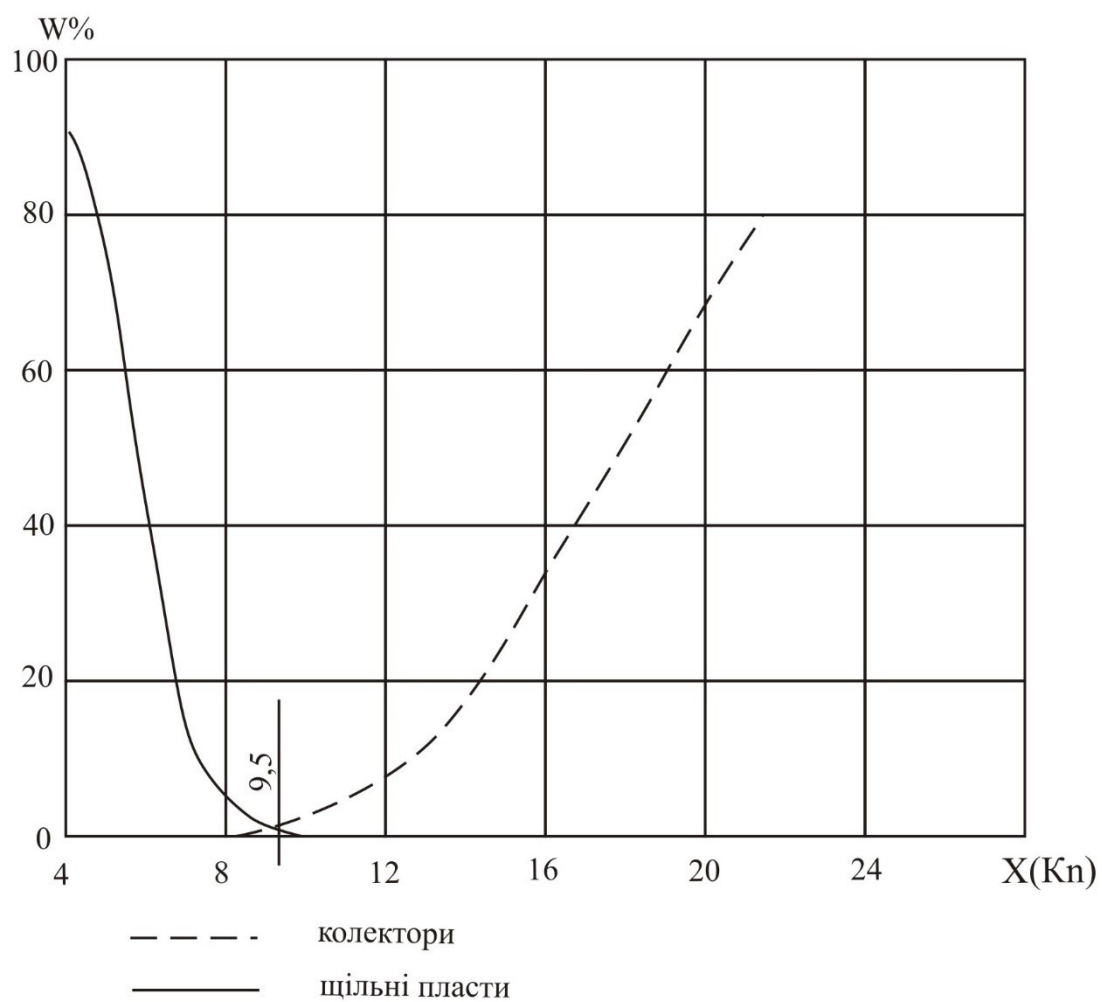
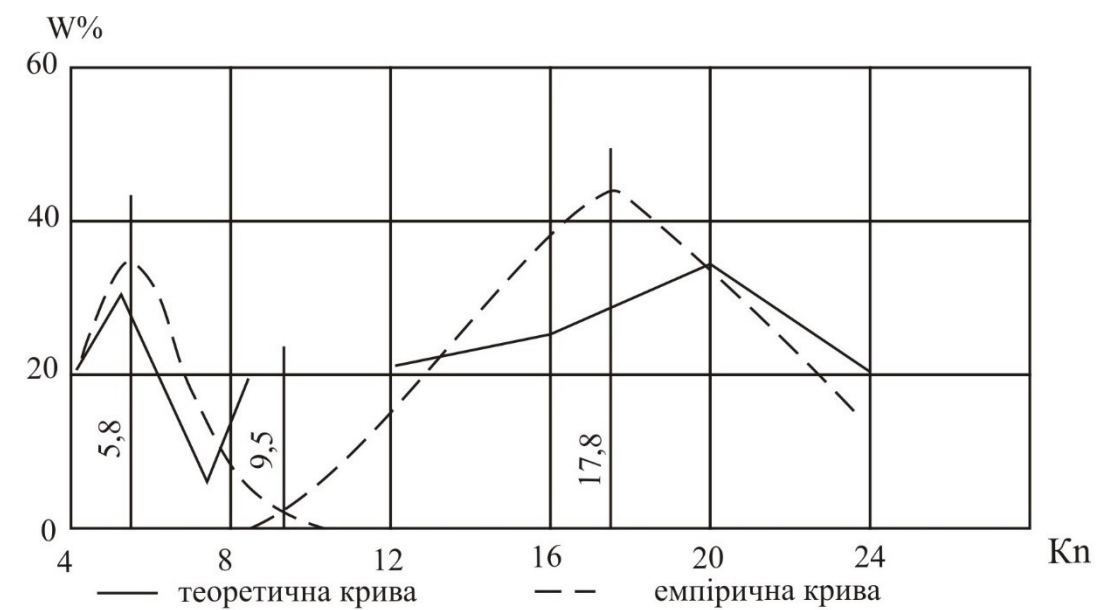


Рисунок 3.5 - Полігони та інтегральні функції розподілу пористості випробуваних пластів

На рисунку 3.6 нанесені лінії рівних значень параметру насичення R_n .

Граничному значенню R_n відповідає значення 3,5 (55), також підтверджується розподілом параметру R_n (рисунок 3.5). Використовуючи графіки зіставлення параметрів $\alpha_{сп}$ і Δij , а також Δij та $K_{гп}$, встановлюємо граничне значення $K_{гп} = 28\%$. Далі, користуючись отриманими статистичними залежностями $K_{пр} = f(K_{пот})$; $K_{эф} = f(K_{пот})$, $K_{ов} = f(K_{пот})$, встановлюємо граничні значення коефіцієнтів проникності, ефективної потужності, залишкової водонасиченості: $K_{пр}^{гп} = 1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{пэф}^{гп} = 6\%$; $K_{ов}^{гп} = 45\%$.

Висновок по розділу:

Встановлено, що геофізичні дослідження у свердловинах проводились у сприятливих умовах на прісних промивних рідинах із питомим опором 1,2–1,30 Ом·м при пластовій температурі. Параметри промивної рідини підтримувались у нормативних межах і в цілому відповідали вимогам технічних інструкцій, що забезпечило отримання якісного каротажного матеріалу. Характер зміни теплового поля вивчався за геотермограмами сусідніх Турутинського та Великобубнівського родовищ, а геотермічний градієнт продуктивних відкладів становить 3–4°C на кожні 100 м глибини.

Застосований комплекс геофізичних методів включав стандартний каротаж, бічне каротажне зондування, кавернометрію, мікрокаротаж, індукційний та бічний каротажі, мікробічний каротаж, радіоактивний та акустичний каротажі, а також прямі методи дослідження пластів. Основний комплекс реєструвався у масштабі 1:500 по всьому стовбуру свердловини, детальний – у масштабі 1:200 в перспективних горизонтах. Застосований комплекс повністю відповідає вимогам чинних технічних інструкцій та забезпечує отримання інформації, необхідної для визначення типу колектора, ефективної товщини, коефіцієнта пористості та газонасиченості.

Кореляція продуктивної частини розрізу проводилася за регіональними та локальними реперами з чіткою геофізичною характеристикою, зокрема

вапняками московського ярусу М–9, башкирською плитою вапняків, серпухівською товщею аргілітів, вапняками горизонтів В–15 і В–16, а також ефузивною товщею верхнього девону. Горизонти верхньовізейського під'ярусу В–15, В–16, В–17, В–18 впевнено простежуються по всій площі родовища.

Основний газonosний поклад приурочений до горизонту В–18н, де газоводяний контакт підсічений свердловиною №2 на глибині 2548,4 м.

На основі аналізу та узагальнення лабораторних і геофізичних матеріалів отримано петрофізичні залежності типу «кern–кern» і «кern–геофізика», що дозволили визначити основні підрахункові параметри пластів-колекторів. Для встановлення граничних значень підрахункових параметрів, крім даних по Володимирівському родовищу, додатково залучались результати випробувань по Турутинському та Великобубнівському родовищах, оскільки власна база випробувань об'єктів виявилась недостатньою. До підрахунку запасів рекомендовано такі граничні значення: $K_{грп} = 9,5\%$, $K_{грпф} = 6\%$, $K_{грг} = 55\%$, $K_{грпр} = 1 \times 10^{-3}$ мкм², $K_{глгр} = 28\%$, $\alpha_{спгр} = 0,5\%$, $\Delta T_{гр} = 214$ мкс/м. Отримані граничні значення узгоджуються з аналогічними параметрами по Турутинському та Великобубнівському родовищах, що підтверджує їх надійність та достовірність.

4 РЕЗУЛЬТАТИ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТА ГЛИНИСТОСТІ КОЛЕКТОРІВ

4.1. Виділення колекторів, визначення ефективних товщин

4.1.1 Виділення колекторів

Порові теригенні колектори характеризуються відносно стабільними властивостями і добре відрізняються від непроникних порід за показниками проникності та геофізичними параметрами, що суттєво полегшує їх ідентифікацію.

Прямі якісні ознаки порового колектора пов'язані із проникненням фільтрату бурового розчину в пласт, унаслідок чого на стінках свердловини формується глиниста кірка та зона проникнення фільтрату.

Під час розбурювання теригенних колекторів на прісних глинистих розчинах про факт проникнення свідчать:

1. Зменшення діаметра свердловини за даними кавернометрії та профілеметрії;
2. Радіальний градієнт опорів, зафіксований зондами різної глибинності — МК, БКЗ, БК, МБК та ІК.
3. Серед непрямих якісних ознак виділяють:
4. Аномалії на кривій ПС за умови невисокої глинистості ($\eta_{\text{гл}} < 0,4$);
5. Знижену гама-активність на кривих ГК.

Виділення колекторів за непрямыми кількісними критеріями ґрунтується на тому, що породи-колектори відрізняються від неколекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями. Межа між ними визначається граничними значеннями проникності ($K_{\text{пргр}}$) і пористості ($K_{\text{пгр}}$), максимально допустимою глинистістю ($K_{\text{глгр}}$), а також відносними геофізичними показниками пористості (ΔT , $\Delta I_{\text{пг}}$) та глинистості ($\alpha_{\text{ПС}}$, $\Delta I_{\text{г}}$).

Для визначення питомого електричного опору пластів-колекторів застосовувалися БКЗ, БК та ІК із комплексною обробкою отриманих даних. Значення опору змінюються залежно від пористості, ступеня глинистості та

типу насичення. Криві БКЗ продуктивних пластів мають тришаровий характер із чергуванням знижувального та підвищувального типів проникнення. Дані індукційного каротажу використовувалися для оцінки опору пластів із підвищеною електропровідністю, а опір промитої зони встановлювався на основі БМК. Мікрокаротаж також застосовувався для виявлення тонких колекторських прошарків і уточнення їх ефективних товщин.

Розмежування водоносних і продуктивних пластів виконується за величиною питомого опору з урахуванням пористості та глинистості, що дозволяє визначити характер насичення. Додатково для цього використовуються результати випробувань ВПТ та ВПК.

4.1.2 Визначення ефективних товщин колекторів здійснювалося на Визначення ефективних товщин колекторів здійснювалося комплексним методом, що поєднує якісні та кількісні критерії оцінки проникності порід.

До прямих якісних ознак проникності, які слугували основою для виділення колекторів, належать:

- наявність глинистої кірки, зафіксованої за кривою кавернометрії;
- від'ємна аномалія потенціалів самочинної поляризації (ПС);
- знижені показники природної гама-активності (ГК);
- радіальна зміна питомого електричного опору за даними каротажних методів різної глибинності — БКЗ, БК, ІК та МБК;
- позитивний приріст показань на діаграмах мікрозондів, що свідчить про наявність промитої зони;
- підтверджений приплив флюїду за результатами випробувань ВПК та ГДК.

Оскільки перелічені якісні ознаки не завжди забезпечують достатньо об'єктивне відображення геологічної ситуації — зокрема в умовах складної літологічної будови розрізу, перешарування порід різного складу або неоднорідного насичення — поряд із ними обов'язково застосовувалися кількісні критерії. Як граничні параметри межі «колектор–неколектор» використовувалися такі значення: інтервальний час пробігу пружних хвиль $\Delta T_{гр} = 214$ мкс/м та відносна амплітуда ПС $\alpha_{спгр} = 0,5$. Породи, показники

яких не відповідають цим граничним значенням, класифікувалися як щільні або глинисті та виключалися з підрахунку ефективних товщин.

Для підвищення достовірності результатів додатково залучалися дані лабораторного аналізу керну, що дозволило верифікувати геофізичні інтерпретації та уточнити положення меж колектор–неколектор у конкретних інтервалах розрізу.

Граничне значення загальної пористості для виділення кондиційних колекторів прийнято на рівні **9,5%**, ефективної пористості — **6%**. Прошарки, значення пористості яких є нижчими за встановлені порогові величини, вважалися некондиційними: вони характеризуються недостатньою ємністю для акумуляції та фільтрації флюїдів і тому не враховувалися при підрахунку ефективної товщини колектора. Такий підхід забезпечує коректне розмежування продуктивних інтервалів від порід-неколекторів і підвищує точність підрахунку запасів вуглеводнів.

4.2.1. Розрахунок коефіцієнту пористості та глинистості.

Основним інструментом для визначення коефіцієнта пористості (K_p) колекторів слугував акустичний каротаж, який забезпечує достатню точність і надійність результатів у теригенних розрізах. Як допоміжний метод, що застосовувався переважно для водоносних прошарків, використовувався індукційний каротаж — він дозволяв уточнювати отримані значення пористості в інтервалах із підвищеною електропровідністю порід.

Розрахунок коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу виконувався на основі відповідної аналітичної залежності:

$$K_n = \frac{K_n^{ak}}{(1-A)/(1-\sqrt{\alpha_{cn}})}, \quad (4.1)$$

де K_n^{ak} — пористість породи, яка визначається за рівнянням середнього часу:

$$K_n^{ak} = \frac{\Delta T - \Delta T_{шв}}{\Delta T_p - \Delta T_{шв}} \quad (4.2)$$

A — константа, яка враховує вплив глинистості,

$\Delta T_{шв}$ - інтервальний час пробігу хвилі в мінеральному скелеті, визначається експериментально та шляхом графічного співставлення ΔT і K_n . Для кварцових пісковиків $\Delta T_{шв}=166$ мкс/м.

ΔT_p - Інтервальний час пробігу пружної хвилі в рідині, що насичує породи, є змінною величиною, яка залежить від ступеня мінералізації пластових вод, а також від термодинамічних умов залягання флюїду та складу фільтрату бурового розчину. Відповідно до другого рівняння, розрахункове значення цього параметра становить $\Delta T_p = 666$ мкс/м.

Константа A визначалася статистичним методом на основі вибірки водонасичених інтервалів розрізу з різним ступенем глинистості. При цьому враховувалися значення коефіцієнта пористості, отримані акустичним каротажем (КпАК) та за відносною амплітудою ПС ($\alpha_{ПС}$), а також незалежно визначені значення K_p — за результатами лабораторного дослідження керну або даними індукційного каротажу. Такий підхід дозволив встановити статистично обґрунтоване значення константи A , що відображає реальні петрофізичні умови досліджуваного розрізу та забезпечує підвищену точність розрахунку пористості в неоднорідних колекторах.

Для Володимирівського родовища вона складає:

$$K_n = \frac{K_n^{ак}}{(1+1.65)/(1-\sqrt{\alpha_{сн}})}; \quad K_n^{ак} = \frac{\Delta T - 166}{666 - 166} \quad (4.3)$$

Залежність (4.3) зображена на рисунку 4.1.

У свердловині №2 в продуктивному пласті на інтервалі глибин 2546,0–2548,4 м зафіксовано газовий вплив у зоні проникнення. Внаслідок цього ефекту значення інтервального часу пробігу хвилі в даному інтервалі є завищеними порівняно з нижче залягаючими водонасиченими верствами, що потребує відповідного коригування при розрахунку пористості.

$$K_n = \frac{K_n^{AK}}{1 + 1,65(1 - \sqrt{\alpha_{cm}})}; \quad K_n^{AK} = \frac{\Delta T - 166}{666 - 166}$$

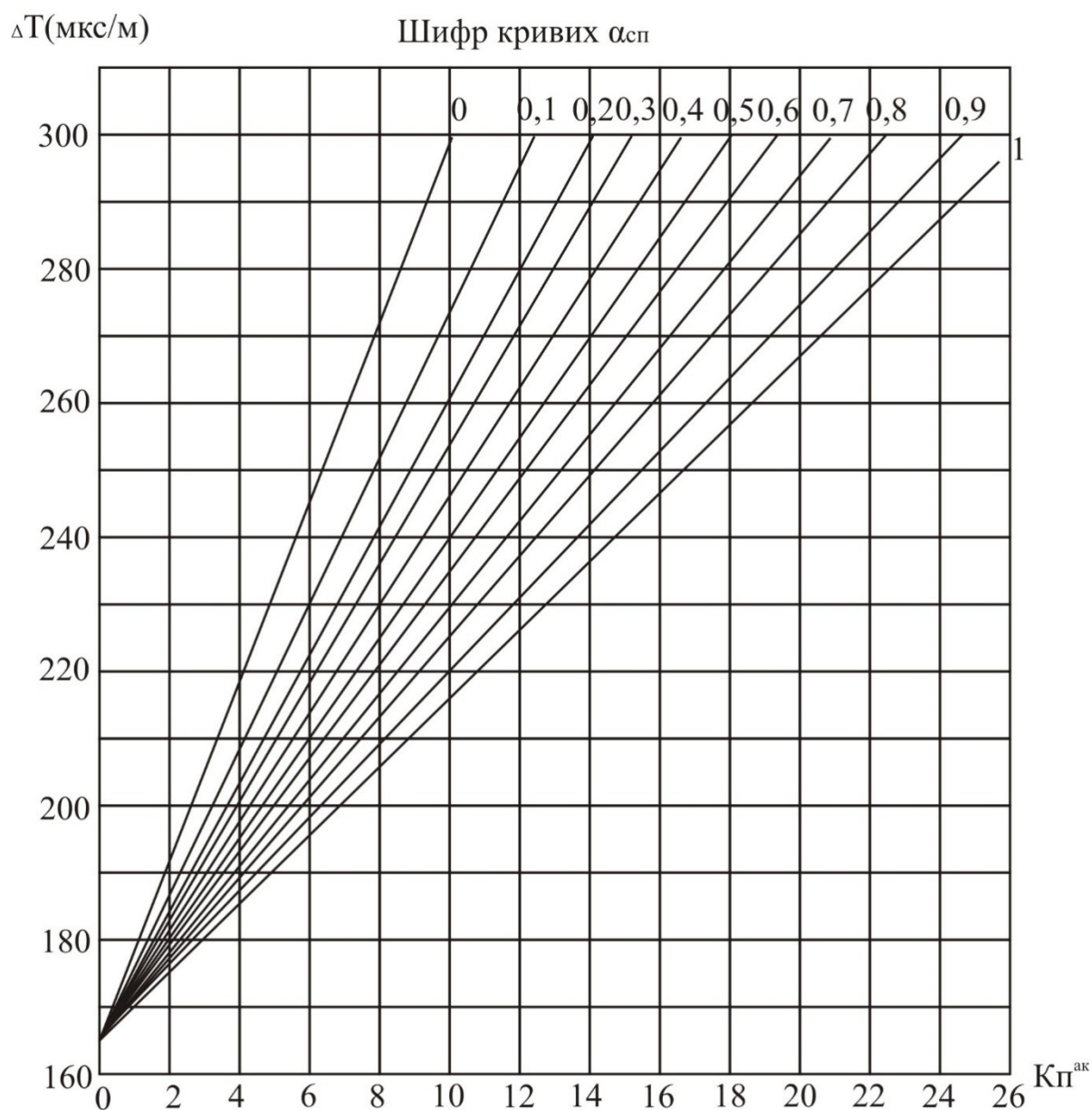


Рисунок 4.1 - Номограма для визначення пористості піщано-глинистих порід по акустичному картажу

Відповідно до рекомендацій джерела [12], для отримання істинного значення пористості в газонасичених інтервалах величину $K_{пАК}$, розраховану за рівнянням середнього часу, необхідно помножити на поправочний коефіцієнт 0,9. З урахуванням цього коригування пористість досліджуваного прошарку становитиме:

$$K_{п} = 23 \times 0,9 = 21\%$$

Для водонасичених глинистих верств коефіцієнт пористості додатково визначався методом питомого електричного опору. Цей метод ґрунтується на використанні аналітичної залежності (4.1), графічне відображення якої наведено на рис. 5.2:

$$\lg K_n = 2,196 - 0,638 \times \lg P_n$$

$$\text{де } P_n = \frac{\rho_p}{\rho_b^t}$$

де ρ_p – ПЕО водонасиченого пласта за даними індукційного каротажу;

ρ_b^t – ПЕО пластової води за певної температури.

Отримані значення коефіцієнтів пористості для колекторів Володимирівського родовища

Аналіз табличних даних свідчить про задовільну збіжність результатів, розрахованих за каротажними матеріалами, із значеннями пористості, визначеними за лабораторними дослідженнями керну. Така відповідність підтверджує достовірність застосованих методів інтерпретації геофізичних даних та коректність обраних петрофізичних залежностей, що в цілому забезпечує надійність підрахунку запасів вуглеводнів на даному родовищі.

4.2.2. Розрахунок коефіцієнту глинистості

Для кількісної оцінки коефіцієнта глинистості ($K_{гл}$) на Володимирівському родовищі використовувався комплекс із двох незалежних геофізичних параметрів, що дозволило підвищити достовірність та взаємну верифікацію отриманих результатів.

та наведено в таблиці підрахункових параметрів.

Першим із застосованих параметрів є відносна амплітуда природної поляризації ($\alpha_{сп}$) — величина, що характеризує різницю між амплітудою кривої СП у досліджуваному пласті та в еталонній глині, нормовану на максимальну амплітуду СП, притаманну чистим пісковицям без домішок глинистого матеріалу. Другим параметром слугує відносне збільшення гама-активності (ΔI_γ), яке відображає відносний вміст природних радіоактивних елементів у породі стосовно еталонних чистих пісковиц і глин. Обидва параметри є чутливими індикаторами вмісту глинистої складової в породі-колекторі та за нормальних геологічних умов повинні демонструвати стійку кореляцію між собою. Це підтверджено результатами їх зіставлення для водонасичених пластів із різним ступенем глинистості на Володимирівському та Великобубнівському родовищах.

Безпосереднє кількісне визначення коефіцієнта глинистості здійснювалося із застосуванням петрофізичної залежності $K_{гл} = f(\Delta I_\gamma)$, побудованої за групою родовищ зі схожими геологічними умовами, до якої увійшли Великобубнівське, Володимирівське та ряд інших родовищ регіону (рис. 2.3). Використання групової залежності, що спирається на значно ширшу статистичну вибірку порівняно з даними окремого родовища, суттєво підвищує стабільність і надійність результатів, а також мінімізує вплив локальної петрофізичної мінливості на точність визначення глинистості.

На основі встановленої залежності для кожного досліджуваного інтервалу розрізу за відповідним значенням ΔI_γ , знятим із каротажної діаграми, розраховувалося значення $K_{гл}$. В інтервалах, де значення ΔI_γ є

аномально підвищеними та не корелюють із даними $\alpha_{сп}$ — що може свідчити про присутність радіоактивних мінералів неглинистого походження або інші геологічні ускладнення — розрахунок $K_{гп}$ виконувався безпосередньо за параметром $\alpha_{сп}$ із використанням залежності між $\alpha_{сп}$ і $K_{гп}$, встановленої при зіставленні цих параметрів для верифікованих водонасичених пластів.

З огляду на те, що кількість випробуваних об'єктів на Володимирівському родовищі виявилася недостатньою для самостійного встановлення статистично надійного граничного значення глинистості, до аналізу додатково залучалися результати випробувань по Турутинському та Великобубнівському родовищах, які характеризуються аналогічними геологічними та петрофізичними умовами продуктивних горизонтів. За результатами комплексного зіставлення параметрів $\alpha_{сп}$ і ΔI_{γ} , а також ΔI_{γ} і $K_{гп}$ по всій групі родовищ було обґрунтовано граничне значення коефіцієнта глинистості $K_{гпгр} = 28\%$. Породи з $K_{гп}$, що не перевищує цієї межі, відносяться до категорії колекторів і включаються до підрахунку ефективних товщин. Породи з $K_{гп} > 28\%$ класифікуються як неколектори та виключаються з підрахунку запасів вуглеводнів.

Встановлене граничне значення $K_{гпгр} = 28\%$ включено до переліку рекомендованих підрахункових параметрів Володимирівського родовища поряд із граничною загальною пористістю $K_{гп} = 9,5\%$, відносною амплітудою ПС $\alpha_{спгр} = 0,5\%$ та інтервальним часом пробігу $\Delta T_{гр} = 214$ мкс/м. Узгодженість цього значення з граничними параметрами аналогічних родовищ регіону підтверджує його геологічну обґрунтованість і практичну придатність для коректного підрахунку запасів газу та конденсату Володимирівського родовища.

4.3. Аналіз отриманих результатів

Комплекс геофізичних досліджень свердловин та виконані розрахунки підрахункових параметрів колекторів Володимирівського газоконденсатного родовища дозволили отримати низку важливих результатів. Їх детальний

аналіз є необхідною умовою для об'єктивної оцінки достовірності підрахунку запасів вуглеводнів та всебічної характеристики продуктивних горизонтів родовища.

Визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу із застосуванням рівняння середнього часу та індивідуально підібраної константи A продемонструвало задовільну збіжність із результатами лабораторного аналізу керну. Отримана відповідність свідчить про те, що прийнята методика розрахунку та встановлені петрофізичні залежності є геологічно коректними для умов Володимирівського родовища і можуть розглядатися як надійна методична основа для подальшого підрахунку запасів газу та конденсату.

Константа A визначалася статистичним методом на підставі представницької вибірки водонасичених інтервалів розрізу з різним ступенем глинистості. Її застосування дозволило врахувати вплив глинистого матеріалу на акустичні характеристики порід і отримати скориговані значення пористості, що більш точно відображають реальні фільтраційно-ємнісні властивості колекторів. Слід зазначити, що без введення цієї поправки стандартне рівняння середнього часу систематично давало б завищені значення пористості для глинистих різновидів порід, що неминуче призвело б до некоректних результатів підрахунку запасів і спотворення загальної геологічної моделі родовища.

Окремої уваги заслуговують результати, отримані для продуктивного пласта у свердловині №2 на інтервалі глибин 2546,0–2548,4 м, де було зафіксовано характерний вплив газу в зоні проникнення бурового розчину. Розрахункове значення пористості за стандартним рівнянням середнього часу для цього інтервалу становило 23%, проте після застосування поправочного коефіцієнта 0,9, що враховує газовий ефект у зоні проникнення, істинне значення пористості склало 21%. Таким чином, нехтування газовим ефектом у зоні проникнення призвело б до систематичного завищення пористості на два відсоткові пункти, що є суттєвою похибкою з точки зору підрахунку запасів.

Цей приклад наочно ілюструє принципову важливість коректної ідентифікації характеру флюїдного насичення зони проникнення при інтерпретації даних акустичного каротажу в газonosних пластах, а також необхідність диференційованого підходу до обробки каротажних матеріалів залежно від типу насичення колектора.

Встановлене граничне значення коефіцієнта глинистості $K_{г\text{лгр}} = 28\%$ отримано в результаті комплексного зіставлення геофізичних параметрів із результатами пластових випробувань по групі родовищ із близькими геологічними умовами. Узгодженість цього значення з аналогічними показниками суміжних родовищ регіону є вагомим аргументом на користь його геологічної обґрунтованості та практичної придатності. Зокрема, граничні значення пористості для Турутинського родовища становлять $K_{пгр} = 9,5\%$ при $K_{нггр} = 54\%$, а для Великобубнівського — $K_{пгр} = 10\%$ при $K_{нггр} = 54\%$, що повністю узгоджується з граничними параметрами, прийнятими для Володимирівського родовища, і підтверджує регіональну закономірність у розподілі петрофізичних характеристик продуктивних горизонтів.

Граничне значення $K_{г\text{лгр}} = 28\%$ у сукупності з іншими граничними підрахунковими параметрами — загальною пористістю $K_{грп} = 9,5\%$, відносною амплітудою ПС $\alpha_{спгр} = 0,5\%$ та інтервальним часом пробігу $\Delta T_{гр} = 214$ мкс/м — формує цілісну та внутрішньо узгоджену систему критеріїв для виділення ефективних колекторів і розмежування їх від поріднеколекторів. Взаємна узгодженість цих параметрів між собою, а також їх відповідність регіональним петрофізичним закономірностям свідчать про коректність прийнятих методичних рішень і підтверджують достовірність отриманих результатів інтерпретації.

Висновки по розділу.

Узагальнюючи результати визначення коефіцієнтів пористості та глинистості, можна констатувати, що застосований комплекс методів геофізичних досліджень та прийняті петрофізичні залежності в цілому

забезпечують достатній рівень точності для визначення підрахункових параметрів в умовах Володимирівського газоконденсатного родовища.

Задовільна збіжність даних акустичного каротажу з результатами кернового аналізу, узгодженість граничних підрахункових параметрів із регіональними даними по суміжних родовищах, а також коректне врахування особливостей флюїдного насичення зони проникнення та аномальної гама-активності в сукупності свідчать про надійність отриманих результатів та їх повну придатність для використання при підрахунку запасів газу і конденсату Володимирівського родовища.

ВИСНОВКИ

У процесі виконання дипломної роботи було проведено комплексний аналіз геолого-геофізичних матеріалів Володимирівського газоконденсатного родовища та отримано наступні основні результати.

Встановлено, що основним продуктивним об'єктом родовища є горизонт В-18н верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, представлений кварцовими дрібнозернистими пісковиками з пористістю 10–26% та проникністю $10\text{--}1100 \times 10^{-3}$ мкм². Газоводяний контакт зафіксовано на глибині 2548,4 м.

Для визначення підрахункових параметрів колекторів застосовано комплексну методику, що включає акустичний каротаж із поправкою на глинистість через константу А, метод питомого електричного опору для водонасичених пластів та визначення глинистості за параметрами α_{sp} і ΔI_{γ} . Задовільна збіжність каротажних даних із результатами кернового аналізу підтверджує надійність застосованих петрофізичних залежностей.

Встановлено та обґрунтовано граничні підрахункові параметри родовища: $K_{грп} = 9,5\%$, $K_{глгр} = 28\%$, $\alpha_{спгр} = 0,5\%$, $\Delta T_{гр} = 214$ мкс/м, які узгоджуються з аналогічними показниками Турутинського та Великобубнівського родовищ, що підтверджує їх геологічну обґрунтованість.

Початкові загальні запаси газу категорії С2 становлять 196 млн. м³, оцінені перспективні ресурси газу — 399 млн. м³. Пріоритетним об'єктом для подальших геологорозвідувальних робіт визначено північно-західний блок родовища.

Достовірність результатів, отриманих у процесі геофізичних досліджень та інтерпретації матеріалів по Володимирівському газоконденсатному родовищу, визначається рядом чинників, які в сукупності формують загальну надійність підрахункових параметрів.

Позитивним фактором, що підтверджує достовірність отриманих даних, є задовільна збіжність значень пористості, розрахованих за даними акустичного

каротажу, із результатами лабораторного аналізу кернових зразків. Додаткове підтвердження отримано шляхом незалежного розрахунку пористості методом питомого електричного опору, результати якого узгоджуються з даними акустичного каротажу. Встановлені граничні підрахункові параметри родовища збігаються з аналогічними показниками суміжних Турутинського та Великобубнівського родовищ, що свідчить про їх регіональну обґрунтованість.

Разом із тим достовірність отриманих результатів обмежується рядом об'єктивних чинників. Фактичний винос керну склав лише 63% від проходки з відбором, причому кернові зразки відбирались переважно із щільної та водонасиченої частин розрізу, що призвело до недостатньої охарактеризованості продуктивних горизонтів. Кількість випробуваних об'єктів на родовищі виявилась недостатньою для самостійного встановлення граничних підрахункових параметрів, що зумовило необхідність залучення даних по суміжних родовищах. Ліквідація свердловин №2 і №3 з геологічних причин обмежила можливість повноцінної верифікації геофізичних матеріалів результатами тривалих гідродинамічних досліджень. Газогідродинамічні дослідження методом усталених режимів проведено лише в одній свердловині №1, що звужує базу для порівняльного аналізу по родовищу в цілому.

Сукупність зазначених обмежень обумовлює віднесення частини запасів газу до категорії C2, що відображає об'єктивний рівень геологічної вивченості родовища на даному етапі розвідувальних робіт.

За результатами проведеного аналізу геолого-геофізичних матеріалів Володимирівського газоконденсатного родовища сформульовано наступні рекомендації щодо подальших досліджень.

З метою підвищення достовірності підрахункових параметрів та переведення запасів газу з категорії C2 до вищих категорій розвіданості рекомендується збільшення обсягу буріння розвідувальних свердловин, насамперед у межах північно-західного блоку родовища, визначеного

пріоритетним об'єктом для подальших геологорозвідувальних робіт. При бурінні нових свердловин необхідно забезпечити підвищений відбір керну з продуктивних горизонтів із метою досягнення виносу не менше 80%, що дозволить усунути наявну невисвітленість продуктивних горизонтів кернами та отримати представницьку базу для верифікації геофізичних матеріалів.

Рекомендується проведення випробування пластів у колоні у всіх нових свердловинах із обов'язковим виконанням газогідродинамічних досліджень методом усталених режимів, що дозволить розширити базу для порівняльного аналізу та підтвердження інтерпретаційних моделей по родовищу в цілому. Збільшення кількості випробуваних об'єктів є необхідною умовою для самостійного встановлення граничних підрахункових параметрів безпосередньо за матеріалами Володимирівського родовища без залучення даних суміжних родовищ.

Для уточнення геологічної будови родовища та просторового положення виявлених тектонічних порушень доцільним є проведення додаткових сейсморозвідувальних робіт у межах північно-західного блоку. Отримані матеріали дозволять уточнити структурні карти по продуктивних горизонтах та скоригувати підрахункові моделі з урахуванням виявленої системи розломів.

З метою підвищення точності визначення коефіцієнта глинистості рекомендується розширення лабораторної бази петрофізичних досліджень шляхом відбору додаткових зразків керну з інтервалів різної глинистості, що дозволить побудувати більш представницькі залежності $K_{gl} = f(\Delta I_{\gamma})$ безпосередньо за матеріалами родовища та зменшити залежність від регіональних залежностей, побудованих по групі родовищ.

Реалізація зазначених рекомендацій дозволить суттєво підвищити геологічну вивченість родовища, уточнити підрахункові параметри продуктивних горизонтів та створити надійну основу для переведення запасів газу до вищих категорій розвіданості.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Галузевий стандарт України. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги. Київ, 2000р., 400с.
2. Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Володимирівського
3. Дослідження ємнісних та фільтраційних параметрів флюїдів родовищ північно-західної частини ДДз, Чернигов, 1985р.
4. Геологічна будова та підрахунок запасів нафти Турутинського родовища, Чернигов, 1985г.
5. Шеремета О.В., Комплексне лабораторне дослідження акустичних та петрографічних характеристик порід-колекторів ДДв в умовах, близьких до пластових, Львов, 1976г.
6. Зведений висновок за результатами аналізу матеріалів ГДС родовища Великобубновського, Ніжин, 1976г.