

**БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**

**БР.НЗ - 01.00.00.000 ПЗ**

**Група НЗФ - 21 - 1**

**Фіцич Орест**

**Михайлович**

**2025**

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Факультет природничих наук  
Кафедра нафтогазової геофізики

Фіщич Орест Михайлович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Оцінка достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів  
(назва роботи)

нижнього карбону Малодівицького нафтового родовища за результатами  
геофізичних досліджень свердловин

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

гідрогеологія

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

Здобувач освітнього ступеня О. М. Фіщич  
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

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

**Допущено до захисту**  
Завідувач кафедри

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

Рецензент

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

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

м. Івано-Франківськ — 2025 рік



6.Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 03 квітня 2025 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Геологічна будова Малодівицького нафтового родовища.	03.04.2025-14.04.2025	виконано
2.	Геофізичні дослідження свердловин Малодівицького нафтового родовища.	15.04.2025-28.04.2025	виконано
3.	Обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин на Малодівицькому нафтовому родовищі.	29.04.2025-19.05.2025	виконано
4.	Оцінка достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів Малодівицького нафтового родовища	20.05.2025-09.06.2025	виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.	10.06.2025-16.06.2025	виконано

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

*Фіщич О.М.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

*Коваль Я. М.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Оцінка достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів Малодівицького нафтового родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин», містить 57 сторінок, 2 таблиці, 12 рисунків та 7 джерел використаної літератури.

У першому розділі висвітлена геологічна будова (літолого-стратиграфічна характеристика, тектоніка, нафтоносність).

Другий розділ містить аналіз даних з геофізичних досліджень свердловин, умови їх проведення, комплекс методів, методику та якість промислово-геофізичних досліджень та їх матеріалів.

У третьому розділі викладена методика обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, зокрема методика визначення ефективно-нафтонасиченої товщини пластів-колекторів, методика визначення коефіцієнта пористості та нафтонасичення.

У четвертому розділі виконана оцінка достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин. За результатами розрахунків встановлено, що найбільш достовірні дані із визначення коефіцієнта пористості видає метод акустичного каротажу із врахуванням глинистості порід-колекторів.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, порода-колектор, відклади, підрахункові параметри, родовище, пористість, оцінка достовірності, Малодівицьке родовище та ін.

## ABSTRACT

Bachelor's Thesis Title: "Assessment of the Reliability of Determining the Porosity Coefficient of Reservoir Rocks at the Malodivyske Oil Field Based on Well Logging Data" The thesis consists of 57 pages, 2 tables, 12 figures, and 7 references.

The first chapter outlines the geological structure, including lithological-stratigraphic characteristics, tectonics, and oil-bearing properties.

The second chapter presents an analysis of well logging data, the conditions under which the logging was conducted, the set of applied methods, the methodology and quality of industrial geophysical surveys, and the resulting materials.

The third chapter describes the methodology for processing and interpreting well logging data, specifically the methodology for determining the effective oil-saturated thickness of reservoir layers, as well as porosity and oil saturation coefficients.

The fourth chapter provides an assessment of the reliability of determining the porosity coefficient of reservoir rocks based on well logging data. The results show that the most reliable data for determining porosity is obtained using acoustic logging, taking into account the clay content of the reservoir rocks.

Keywords: well logging, reservoir rock, deposits, reservoir parameters, oil field, porosity, reliability assessment, Malodivyske oil field, etc.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	
ВСТУП.....	
1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МАЛОДІВИЦЬКОГО РОДОВИЩА.....	
1.1. Літолого-стратиграфічний опис.....	
1.2. Тектоніка.....	
1.3. Нафтонасиченість.....	
1.4. Постановка геологічного завдання.....	
2. ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН МАЛОДІВИЦЬКОГО РОДОВИЩА.....	
2.1. Умови проведення геофізичних досліджень в свердловинах.....	
2.2. Комплекс, методика та якість промислово-геофізичних досліджень..	
2.3. Якість матеріалів ГДС.....	
3. ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН	
3.1. Виділення колекторів і визначення ефективних нафтонасичених товщин.....	
.	
3.2. Оцінка коефіцієнтів пористості.....	
3.3. Визначення коефіцієнта нафтонасичення.....	
4. ОЦІНКА ДОСТОВІРНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ МАЛОДІВИЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА.	
4.1. Основи оцінки достовірності визначення підрахункових параметрів порід-колекторів .....	
4.2. Оцінка достовірності визначення коефіцієнта пористості порід- колекторів Малодівицького родовища.....	
ВИСНОВКИ.....	

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АК	акустичний каротаж
БК	боковий каротаж
БМК	боковий мікрокаротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГК	гамма-каротаж
ІК	індукційний каротаж
МК	мікрокаротаж
НГК	нейтронний гамма-каротаж
ІННК	імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
$\rho_{\text{п}}$	питомий електричний опір гірських порід, Омм
$\rho_{\text{в}}$	питомий електричний опір пластової води, Омм
$Dt_{\text{п}}$	інтервальний час проходження пружних хвиль в породі, мкс/м
$\Delta I_{\gamma}$	подвійний різницевий параметр
$K_{\text{п}}$	коефіцієнт пористості, %
$\Delta t_{\text{р}}$	інтервальний час пробігу хвилі в рідині, мкс/м
$\alpha_{\text{ПС}}$	відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації
$\rho$	питомий електричний опір, Омм

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Проблема достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин залишається однією з найважливіших у сучасній нафтогазовій геології. Неточна оцінка цього параметра може призвести до значних економічних втрат, пов'язаних з неправильним підрахунком запасів, некоректним проектуванням розробки родовища та неефективним використанням ресурсів. Особливої актуальності набуває це питання для родовищ із складною геологічною будовою, такими як Малодівицьке нафтове родовище, де колектори нижнього карбону характеризуються значною мінливістю властивостей. Оцінка та аналіз похибок на кожному етапі отримання та інтерпретації геофізичних даних є критично важливими для підвищення достовірності кінцевих результатів.

**Мета і завдання дослідження.** Оцінка та підвищення достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів нижнього карбону Малодівицького нафтового родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин.

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

- проаналізувати геологічну будову Малодівицького нафтового родовища;
- проаналізувати комплекс геофізичних методів досліджень геологічних розрізів свердловин Малодівицького нафтового родовища;
- викласти методику обробки і інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин;
- виконати оцінку достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів за комплексом геофізичних методів досліджень свердловин Малодівицького нафтового родовища.

**Методи дослідження.** Обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень продуктивних горизонтів верхньовізейських відкладів

Малодівицького нафтового родовища.

**Структура та обсяг роботи.** Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 7 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 57 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 12 рисунками.

# **1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА МАЛОДІВИЦЬКОГО РОДОВИЩА**

## **1.1 Літолого-стратиграфічний опис**

У геологічній будові Малодівицького родовища, яке розташоване в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) беруть участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.[1]

Стратиграфічне розчленування і літологічна характеристика комплексу порід, на основі яких виконані геологічні побудови для обґрунтування моделі родовища складають геологічний розріз Малодівицького родовища, виконано з використанням сучасних стратиграфічних схем регіону і результатів робіт, які були покладені в основу стратиграфічного розчленування розрізів свердловин при попередніх підрахунках запасів (рис.1.1).[1]

Осадовий чохол, товщина якого в районі родовища сягає близько 6000 м, повністю не розкрито жодною із пробурених на родовищі свердловин. Найбільш давніми за віком породами, що розкриті бурінням, є відклади верхнього відділу девонської системи палеозою.[1]

### **Палеозойська група (PZ)**

#### **ДЕВОНСЬКА СИСТЕМА (D)**

У ДДЗ відклади девонської системи мають широкий розвиток. На теперішній час доведена наявність утворень середнього відділу девонської системи у складі ейфельського, живетського ярусів (не розкриті свердловинами, що пробурені на площі Малодівицького НР) та франського і фаменського ярусів верхнього відділу. За літологічними особливостями та умовами залягання девонські відклади поділяються на підсольову, нижню соленосну, міжсольову, верхню соленосну та надсольову товщі. Відклади девону характеризуються великою фаціальною мінливістю, широким

розвитком ефузивних та галогенних порід.[1]

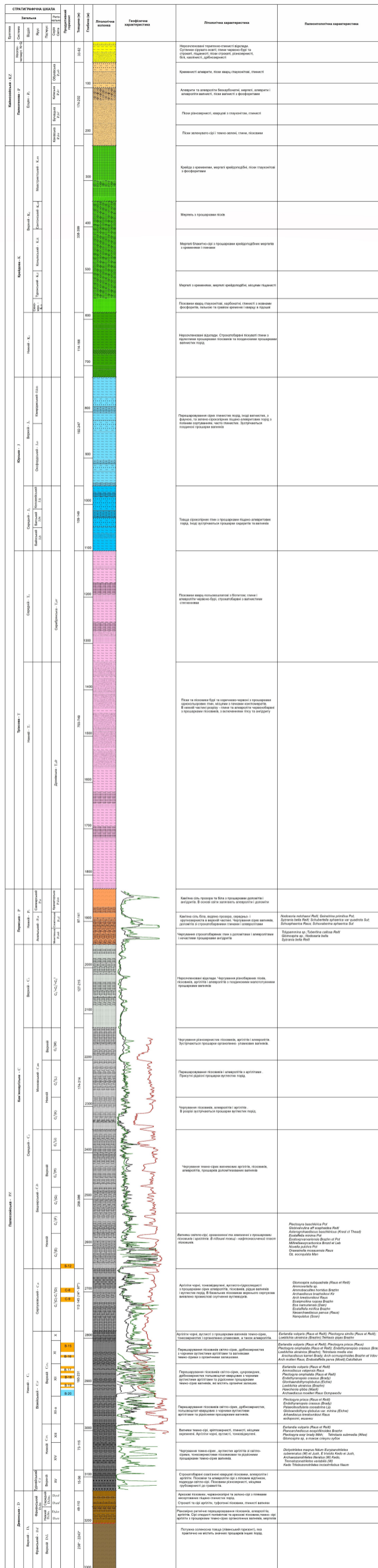


Рисунок 1.1 - Зведений геолого-геофізичний розріз Малоливицької площі

Літолого-стратиграфічна характеристика середньодевонських відкладів та верхньодевонських осадових порід нижнього і середнього під'ярусів франського ярусу не наводиться, оскільки відклади цього віку, свердловинами, що пробурені на площі родовища, не розкриті.

### **Верхній відділ(D<sub>3</sub>)**

#### Франський ярус (D<sub>3f</sub>)

В міжнародній стратиграфічній шкалі прийнято тричленний поділ франського ярусу на під'яруси. В межах ділянки Малодівецького родовища нафти свердловинами №№ 1, 5, 8, 9, 11, 13, 14 розкрито на неповну потужність лише відклади верхнього під'яруса, а саме євлановсько-лівенську соленосну товщу.

Верхній під'ярус (D<sub>3f3</sub>). У складі верхньофранського під'ярусу виділяються воронезький, євлановський та лівенський горизонти. Перший відносяться до підсольового комплексу, а два останні складають нижній соленосний комплекс.

*Воронезький горизонт.* У межах досліджуваної території відклади воронезького горизонту (остерська світа (D<sub>3ost</sub>), нижня частина грибово руднянської (D<sub>3grb</sub>) світи) представлені морськими глинисто-карбонатними та соленосними фаціями. Потужність відкладів - від 50 до 200 м.

*Євлановський та лівенський горизонти.* Відклади євлановського та лівенського горизонтів (грибово-руднянська (верхня частина) (D<sub>3grb</sub>), ріпкинська (D<sub>3rp</sub>) та ічнянська світи (D<sub>3ich</sub>) регіональної стратиграфічної шкали) складають нижню соленосну товщу ДДЗ. Євланівська частина розрізу представлена чергуванням пачок солі та теригенно-карбонатно-сульфатних порід. Пачки, що залягають між соляними тілами представлені чергуванням аргілітів, вапняків, мергелів, ангідритів, теригенних порід. Часто вони містять прошарки солі. Вище цієї частини розрізу залягає потужна соленосна товща (лівенський горизонт), яка практично не містить значних прошарків інших порід [1].

Фаменський ярус (D<sub>3fm</sub>). Фаменські відклади у складі верхнього,

середнього та нижнього під'ярусів розкриті на повну потужність (з різною стратиграфічною повнотою розрізу) на низці площ північно-західної частини та прибортових зон Дніпровсько-Донецької западини. На ділянці Малодівицького НР свердловини №№ 1, 5, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 23, 24, 36 розкрили повністю або частково відклади нижньо- та середньофаменського під'ярусів. Товщина осадових порід у розкритих свердловинами розрізах змінюється від 49 до 110 м.

Нижній під'ярус ( $D_3fm_1$ ). Нижньофаменські відклади (міжсольова товща) виділяються у складі задонського та елецького горизонтів. Вони залягають на різновікових породах не тільки євланівського, а й воронезького горизонтів, що свідчить про існування крупного стратиграфічного неузгодження між франським і фаменським ярусами у ДДЗ.

*Задонський горизонт.* Відклади задонського часу (осьмаківська світа  $D_3os$ ), залягають з кутовою та стратиграфічною неузгодженістю на верхньофранських утвореннях і представлені сірими слюдистими поліміктовими та аркозовими пісковиками, темно-сірими, переважно вапнистими аргілітами з прошарками темно-сірих органогенних вапняків, мергелів. Частими є прошарки бітумінозних карбонатних порід, які залягають у розрізі у вигляді лінз і не витримуються за простяганням[1].

*Елецький горизонт.* Єлецькі відклади (кинашівська світа  $D_3kn$ ) в ДДЗ відзначаються загальною тенденцією зміни складу порід від бортів до осьової частини западини та від загального положення ділянки в регіоні. На досліджуваній території елецькі розрізи суттєво піщано-глинисті, як правило рівномірно ритмічні. Залягають з переривом на відкладах осьмаківської світи (задонський горизонт).

***Кам'яновугільна система (С).*** Відклади кам'яновугільної системи залягають на розмитій поверхні верхнього девону і представлені всіма відділами: нижнім, середнім і верхнім.

Нижній відділ ( $C_1$ ) складений турнейським, візейським та серпуховським ярусами. Товща утворена перешаруванням уламкових,

глинистих та карбонатних порід з поодинокими прошарками вуглистих порід, які представляють широкий спектр морських, перехідних і континентальних фацій.

Турнейський ярус (C<sub>1t</sub>) (мікрофауністичний горизонт (МФГ) XV, продуктивні горизонти (ПГ) Т-1-4)) викрито лише в деяких свердловинах (№№ 11, 13, 15, 25) у обсязі *верхнього під`ярусу* (XV МФГ, ПГ Т-1-2). Відсутність турнейських відкладів у розрізі більшості свердловин Малоодівського родовища пов`язана з впливом передвізейського перериву в осадконакопиченні.

Візейський ярус (C<sub>1v</sub>) (у складі нижнього і верхнього під`ярусів, МФГ XIV XIII та XII-XI відповідно, ПГ В-26-14) складає основну продуктивну товщу Малоодівського родовища і залягає на розмитій поверхні відкладів турнейського ярусу або девону. Для ранньовізейських відкладів характерна наявність багатой асоціації решток форамініфер, крім того зустрічаються брахіоподи, спікули губок, мшанки та водорості[1].

Нижній під`ярус (C<sub>1v1</sub>) (МФГ XIV-XIII) літологічно представлений двома пачками.

Нижня (XIV МФГ) – перешарування теригенних та глинистих порід, аналогічних турнейським, з прошарками вуглистих та сидеритових утворень. Для цього горизонту характерними є викопні рештки.

Верхня (XIII МФГ) – глинисто-карбонатні відклади – аналоги нижньовізейської "карбонатної плити". Горизонт містить викопні рештки а також спікули губок.

Товщина нижньовізейського під`ярусу розкритого свердловинами становить 73-115 м. Потужність карбонатної пачки складає 20-30 м.

Верхній під`ярус (C<sub>1v2</sub>) (МФГ XII-а - XI, ПГ В-20-14) представлений паралічною глинисто-теригенною товщею з підлеглими прошарками вапняків та вуглистих утворень. До цих відкладів приурочена більшість продуктивних пластів Малоодівського родовища. Пісковики сірі і світло-сірі, від грубо- до дрібнозернистих, часто різнозернисті, з частими переходами в алевроліти.

Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>). Відклади серпуховського ярусу представлені суттєво глинистою товщею з прошарками алевролітів і пісковиків, рідше – карбонатних і вуглистих порід. У цілому за літологічними особливостями вони подібні до верхньовізейських утворень. З базальними пісковиками верхнього серпухова (ПГ С-8-9) пов'язані промислові скупчення нафти на родовищі. Товщина осадових порід в непорушеному заляганні сягає до 112 - 145 м, в неповних розрізах – 14-97м. Породи серпуховського ярусу містять викопні рештки[1].

Середній відділ (C<sub>2</sub>) представлений теригенно-глинистими та вапняковими породами башкирського та московського ярусів, які є типовими для всього регіону. Розкриті вони всіма свердловинами, котрі були пробурені на родовищі.

Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>). У складі ярусу чітко літологічно виокремлюються два під'яруси – нижній і верхній.

Нижній під'ярус представлений переважно пачкою органогенних та хемогенних вапняків (т. зв. "башкирською плитою"), товщина якої сягає 120 м. Разом з глинистою товщею серпуховського ярусу вона утворює регіональний флюїдоупор, товщина якого у розрізі родовища досягає 300 м.[1].

Верхній під'ярус складений перешаруванням темно-сірих вапнякових аргілітів, пісковиків, алевролітів, прошарків доломітизованих вапняків. Товщина відкладів башкирського ярусу коливається від 248 м до 386 м.

Московський ярус (C<sub>2m</sub>) складений різнозернистими пісковиками і алевролітами, які чергуються з аргілітами. Присутні рідкісні прошарки вуглистих порід. У верхній частині розрізу (світа С<sub>2</sub>) зустрічаються прошарки органогенно- уламкових вапняків. Товщини московського ярусу коливаються від 174 м до 314 м.

Верхній відділ (C<sub>3</sub>) представлений не розчленованими різнобарвними пісками, пісковиками, алевролітами і аргілітами, з поодинокими малопотужними прошарками вапняків. Товщини відкладів складають 127-215м.

**Пермська система (Р)** залягає із виразною стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих породах карбону. Відклади виділяються в об'ємі ассельського і сакмарського ярусів, до складу яких входять микитівська, слов'янська і краматорська світи.

*Микитівська світа* складена глинами з доломітами, алевролітами і ангідритами.

*Слов'янська світа* представлена карбонатними породами з прошарками глин і алевролітів. У верхній частині розрізу присутній пласт кам'яної солі товщиною 10- 20 м.

*Краматорська світа* представлена кам'яною сіллю з прошарками доломітів і ангідритів. В основі світи залягають алевроліти і доломіти.[1]

Загальна потужність нижньопермських відкладів на Малодівицькому родовищі становить 97-141 м.

Залягаючі вище осадові утворення мезозойської та кайнозойської груп (MZ-KZ) представлені чергуванням піщано-глинистих і крейдово-карбонатних порід, які типові для всього регіону. Їх загальна товщина досягає 2000 м.[1]

Мезозойська група (MZ) представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.[1]

**Тріасова система (Т)** залягає із виразною стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих породах пермської системи. У її складі виділяються *дронівська та сребрянська світи* ранньо- та середньотріасового віку. Відклади представлені перешаруванням червоно- та строкатобарвних різнозернистих алевролітово-піщаних та глинистих порід. Загальна товщина тріасових відкладів на Малодівицькому родовищі становить 703-749 м.

**Юрська система (J)** Юрські відклади залягають незгідно на тріасових осадових породах і за віком віднесені до середнього та верхнього відділів.

Середній відділ у складі *байоського, батського та келовейського, ярусів* представлений сірколірною глинистою товщею з прошарками піщано алевролітових порід. Потужність відкладів становить 109-149м.[1].

Верхній відділ у складі *оксфордського та кимериджського ярусів* представлений перешаруванням сірих глинистих порід, іноді вапнистих, з фауною, та зелено-сіроколірних піщано-алевритових порід з поганим сортуванням, часто глинистих. Присутні поодинокі прошарки вапняків. Товщина верхньоюрських відкладів коливається від 192 до 247м.

***Крейдова система (К)*** залягає із стратиграфічною неузгодженістю на юрських відкладах. У її складі виділяються нижній та верхній відділи.

Нижній відділ представлений нерозчленованими строкатобарвними піскуватими глинами з підлеглими прошарками пісковиків та, рідко, вапнистих порід. Потужність відкладів складає 114-168 м.

Верхній відділ у складі *сеноманського, туронського, коньякського, сантонського та маастріхтського ярусів* представлений кварц-глауконітовими глинисто-піщаними (сеноманський ярус), крейдяно-мергельними та крейдяними породами. Товщина верхньокрейдових відкладів складає 338-399 м. Загальна потужність крейдових відкладів на Малодівицькому родовищі становить 485-528 м.[1]

***Кайнозойська група (KZ)*** представлена відкладами палеогенової, неогенової та четвертинної систем.[1]

***Палеогенова система (П)*** залягає із стратиграфічною неузгодженістю на крейдових відкладах. У її складі виділяються *канівська, бучацька серії, київська та обухівська світи* еоцену (П<sub>2</sub>). Нижні горизонти складені товщею різнозернистих глауконіт-кварцових, часто глинистих пісків з підлеглими глинистими прошарками, київський – переважно глинисто-мергельними породами, обухівський – кременистими алевритово-піщаними та глинистими відкладами. Загальна товщина палеогенових відкладів на Малодівицькому родовищі становить 174-202 м.[1]

***Неогенова система (N ) та четвертинна система (Q)*** представлені нерозчленованою теригенно-глинистою товщею з товщинами 33-62 м. За складом порід це суглинки сірувато-жовті, глини червоно-бурі та строкаті, піщанисті, піски строкаті, різнозернисті, білі каоліністі дрібнозернисті.[1]

На рисунку 1.2 зображено структурну карту Малодивіцької площі.

## 1.2 Тектоніка

ДДЗ входить до складу трансконтинентального Саратсько-Туранського лінеамента, який перетинає Східно-Європейську платформу з південного сходу на північний захід і відділяє Український кристалічний щит від Руської плити. Беручи свій початок в Центральній Азії, лінеамент у межах Європи виглядає як низка гетерогенних генетично пов'язаних великих тектонічних елементів, що впритул підходить до лінії Тейссере-Торнквіста. В його складі виділяються передавлагогенна, авлакогенна, синеклізна стадії та синеклізноміогеосинклінальна. Границя проводиться по розлому, що відділяє Брагинсько-Львівський виступ від Прип'ятської западини[1].

Для бортів характерні невеликі товщини редукованих осадових товщ, їх полого залягання, порушеність палеозою розгалуженими системами малоамплітудних диз'юктивів, похованих під мезокайнозойськими відкладами, відсутність чіткої орієнтації структур низьких порядків, а також соляних утворень[1].

Вздовж грабена виділяються північна та південна прибортові і між ними приосьова зони, які віднесені до структур другого порядку.

Приосьова зона – це найзануреніша частина грабена, де зафіксовані максимальні потужності всього розрізу фанерозою. Для неї характерні найбільші масиви соляних утворень, великі розміри структур низьких порядків

Малодивіцька площа в тектонічному відношенні знаходиться в північно-західній частині тектонічного району Дніпровсько-Донецької западини. У розрізі спостерігається тектонічні порушення які простягаються від корінних порід до Пермської системи (рис.1.3).

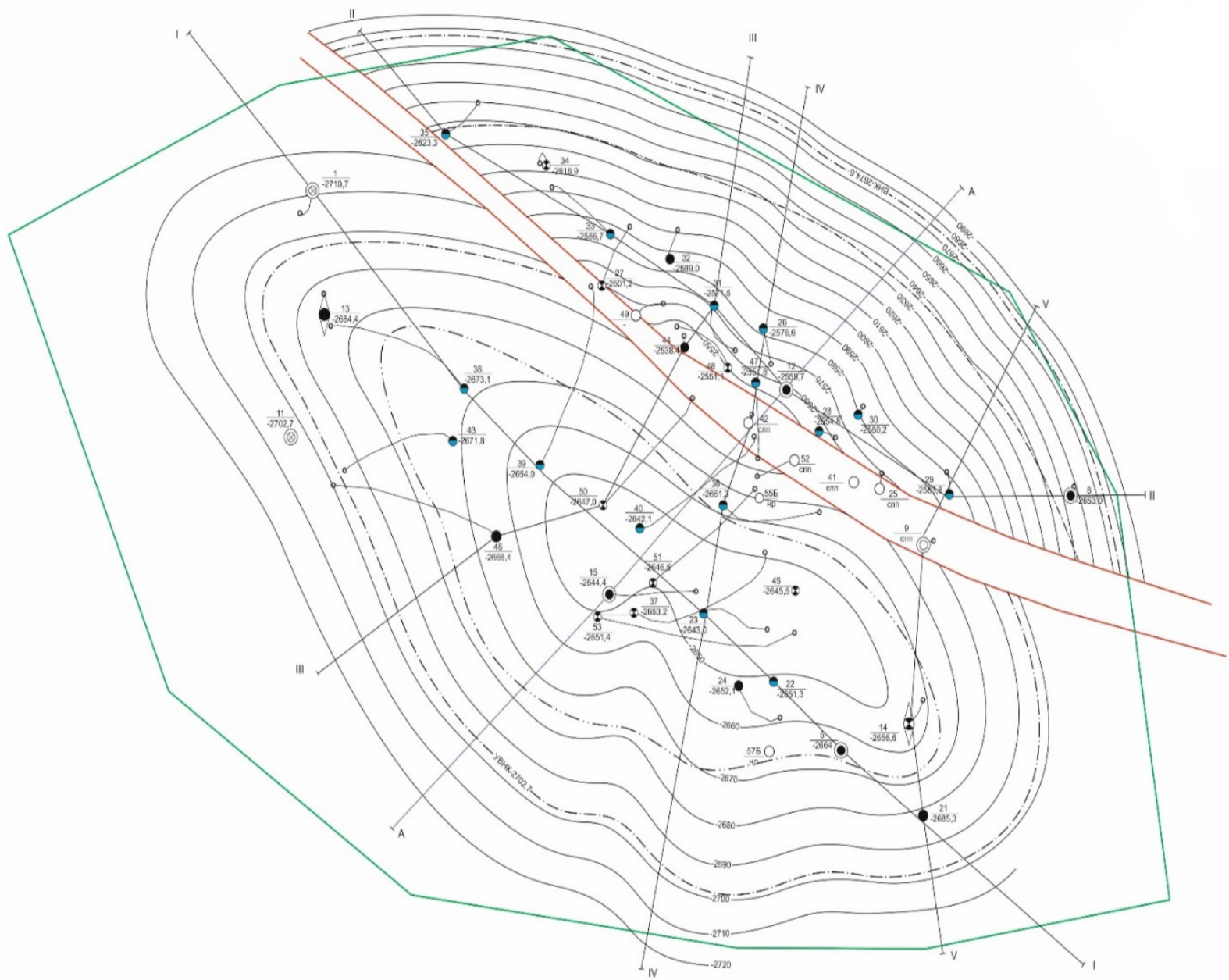


Рисунок 1.2- Структурна карта продуктивного горизонту В-15 Малодивіцької площі

### 1.3 Нафтоносність

Малодівицьке нафтове родовище належить до Чернігівської групи нафтових, газонафтових і газоконденсатних родовищ Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

Нафтогазоносність Малодівицького родовища обумовлена особливостями його геологічної будови та насамперед, геолого-структурним положенням в межах Дніпрово-Донецької нафтогазоносної області (ДДНО). Як відомо, в надрах останньої накопичення вуглеводнів (ВВ) встановлено в широкому стратиграфічному діапазоні – від юрського до протерозойського віку в інтервалі глибин 300-6500м.

Нафтогазонасичені поклади нижньопермського та нижньокам'яновугільного віку виявлені у північно-західній частині ДДНО, де поряд з Малодівицьким родовищем такі родовища, як Монастирищенське, Мільківське, Щурівське, Прилуцьке, Леляківське, Гнідинцівське, Богданівське, Білоусівське утворюють Прилуцький нафтогазопромисловий район.[1]

Промислова нафтогазоносність родовища, що досліджується, пов'язана з регіонально продуктивними відкладами нижнього відділу кам'яновугільної системи, з яких перші припливи нафти на родовищі були отримані при випробуванні пошукової свердловини No5[1].

Поклади вуглеводнів виявлено у відкладах середнього (башкирський ярус) та нижнього відділу кам'яновугільної системи (серпуховський та верхньовізейський яруси), де утворюють відповідно 1 (Б-12) та 7 (С-8-9, В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20) продуктивних піщано-алевролітових горизонтів. На даний час у розрізі родовища встановлено 17 покладів нафти у згаданих горизонтах, загальна висота нафтогазоносності яких складає понад 300 м в інтервалі глибин абсолютних відміток від 2461 до 2779м.[1].

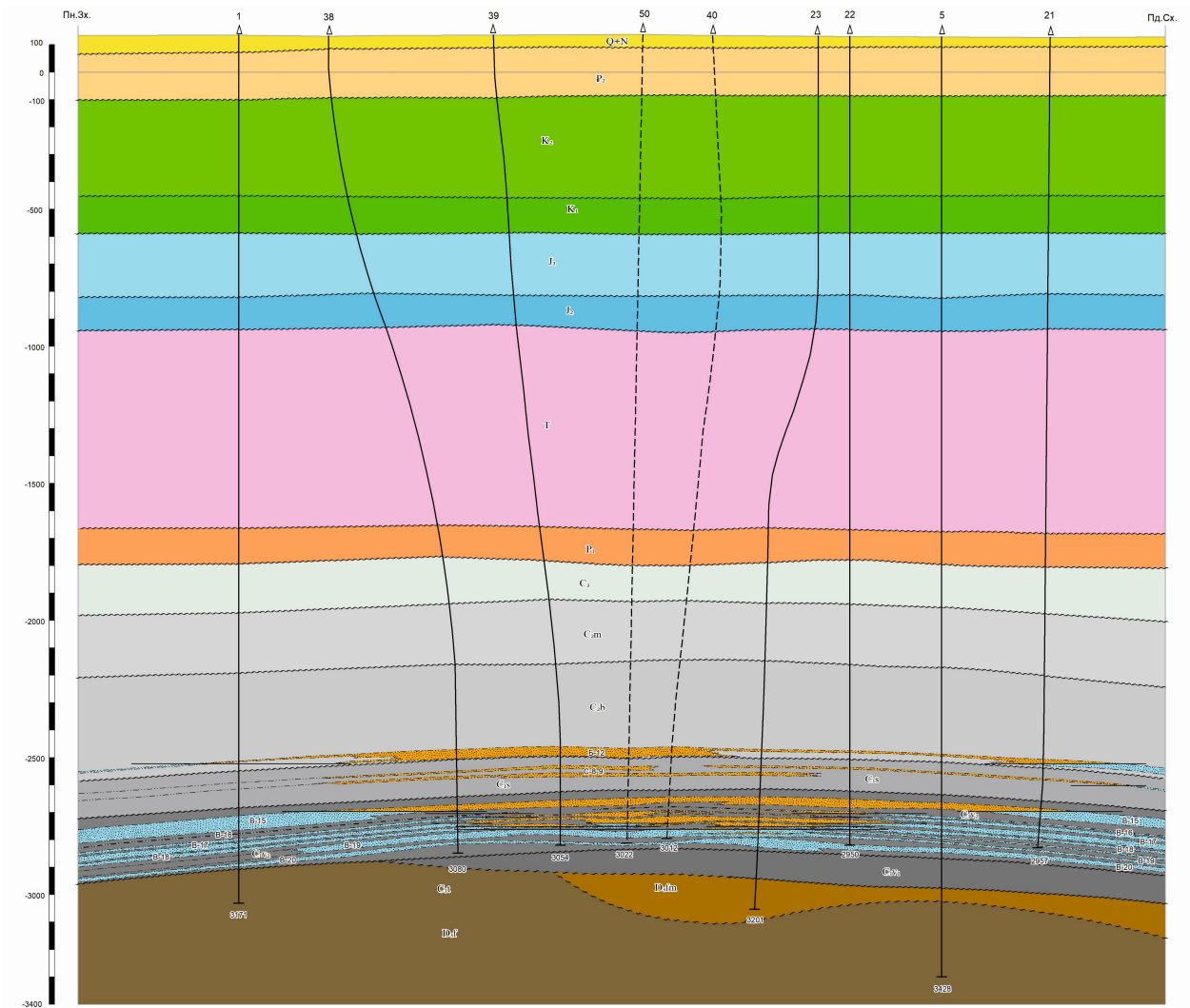


Рисунок 1.3 – Геологічний профіль Малодивіцької площі по лінії I-I

Поклади вуглеводнів родовища, що досліджується, контролюються склепінням та тектонічним блоком (північно-східним) Малодівіцького підняття. До склепінної частини приурочено 9 покладів, до блоку – 8. Основні поклади вуглеводнів за кількістю розвіданих запасів і промисловим значенням сконцентровані в верхньовізейських відкладах горизонтів В-15 та В-17. Значну роль у загальних запасах родовища складають поклади Б-12 та С-8-9, які мають найбільші площі поширення. Формуванню та збереженню покладів родовища сприяє, на думку авторів, в першу чергу структурно-тектонічний фактор, а також умови осадконакопичення. Це призвело до формування пасток комбінованого типу, в яких основна роль належить структурно-тектонічному фактору[1].

#### **1.4 Постановка геологічного завдання**

Аналіз геологічної будови Малодівіцького нафтового родовища показав, що промислова нафтоносність родовища пов'язана з юрсько-протерозойським комплексом. Продуктивні горизонти В-15 ÷ В-20 візейського ярусу та Б-12 і С-8-9 башкирського та серпуховського ярусів,

На етапі розвідки і експлуатації вуглеводнів про інформацію колекторські властивості є коефіцієнт пористості. Він може бути визначений в лабораторних умовах на зразках керну так і за прямими промисловогеофізичними дослідженнями свердловин. Більш точним є виміри на зразках керну за результатами яких будують петрофізичні залежності, а вже використовуючи дані петрофізичними залежності в подальшому і за даними ГДС визначається коефіцієнт пористості за тим чи іншим методом ГДС.

Відповідно в роботі буде виконано на скільки достовірно можна визначити коефіцієнт пористості за даними АК ПС ГК.

## 2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН МАЛОДІВИЦЬКОГО РОДОВИЩА

### 2.1 Умови проведення геофізичних досліджень в свердловинах

Умови та технологія проведення геофізичних досліджень свердловин (ГДС) визначаються специфікою геологічної будови Малодівицького нафтового родовища та технологією проводки свердловин. При бурінні свердловин застосовуються наступні конструкції:

- кондуктор 12'-13' спускався на глибину 250-300 м;
- технічна колона 8'-9' спускалась до глибини 1400-2100 м і цементувалася, як правило, до устя;
- експлуатаційна колона 5' спускалась, в основному, до вибою і цементувалася до устя.

Буріння з глибини 2000-2500 м і в продуктивній частині розрізу велось долотами виключно 295 і 215,9 мм, а в експлуатаційних свердловинах – 214 і 215,9 мм. При розбурюванні продуктивних товщ і виконанні промислово- геофізичних досліджень застосовувалися, як, переважно, прісні бурові розчини питомої ваги 1,15 -1,24 г/см<sup>3</sup>, опір яких складає 0,8-0,16 Ом, так і засолонені розчини з питомим опором 0,01-0,08 Ом (св. 5, 21, 34, 41). Бурові розчини мають в'язкість переважно 30-80 сП, водовіддачу – 5-12 см<sup>3</sup>/30 хв. В процесі буріння розчини оброблювалися різними хімічними реагентами, такими як вуглелужний реагент, смола, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, CaCl<sub>2</sub> окзил, суніл або КМЦ і т. ін. Завдяки застосуванню реагентів збільшувалась стійкість стінок свердловин в глинистих породах, що також сприяло зниженню в'язкості та водовіддачі, зменшенню коагуляції глинистих розчинів при розкритті вапняків башкирського ярусу і нижньовізейського під'ярусу. Як мастильні домішки застосовувалась нафта, гудрон, графіт, петролатум, СМАД-1. Необхідність введення домішок в глинистий розчин і проведення буріння на мінералізованих висококальцієвих розчинах, як правило, має двоякий характер. З одного боку виявляється

закріплююча дія на стінки свердловини, при цьому зменшується товщина фільтраційної кірки, з другого – введення домішок впливає на якість промислово-геофізичних досліджень (електрокаротаж, кавернометрія)[1].

Вивчення хімічного складу вод проводилось на основі відбору та аналізу проб з пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин. Пластові води середнього і нижнього карбону відносяться до хлоркальцієвого типу та мають високу мінералізацію.

За даними аналізів мінералізація пластових вод у продуктивних горизонтах збільшується з глибиною і коливається від 197,2 г/л (св. № 11, Б-12) до 268 г/л (св.№ 37, В-20). Питомий електричний опір пластових вод в цих горизонтах зменшується з глибиною і при температурі пластів продуктивних горизонтів складає 0,029-0,017 Омм.

Вимір геотермічного градієнта проводився в св. 307, розташованій південніше Малодівичького родовища. Геотермічний градієнт складає 2,5-3,0 °С на 100 м. Температура на глибині залягання продуктивних горизонтів коливається від 68 °С до 84 °С. Геофізичні дослідження розрізів свердловин виконувались у відповідності до вимог технічних інструкцій 8, 9, 14 в інтервалах, передбачених геолого-технічними нарядами.

## **2.2 Комплекс, методика та якість промислово-геофізичних досліджень у свердловинах**

На Малодівичькому нафтовому родовищі на свердловинах було виконано такий комплекс геофізичних досліджень свердловин.

1. Стандартний каротаж.
2. Бокове каротажне зондування (БКЗ).
3. Мікрозондування (МКЗ).
4. Кавернометрія і мікрокавернометрія.
5. Радіоактивні методи (ГК, НГК).
6. Боковий каротаж (БК).

7. Боковий мікрокаротаж (БМК).
8. Індукційний каротаж (ІК).
9. Акустичний каротаж (АК).
10. Імпульсний нейтрон-нейтронний метод(ІННК)
11. Термометрія.
12. Газометрія.
13. Відбір проб випробувачем на каротажному кабелі, перфорація.
14. Забір опору бурового розчину (резистивіметрія).
15. Акустична цементометрія.
16. Інклінометрія.

На Малодівицькому родовищі каротажем охоплено 50 свердловин різної глибини і практично досліджено весь геологічний розріз, включаючи девонські відклади (рис.2.1).

Стандартний каротаж виконувався по всіх свердловинах родовища і по всьому розрізу. Запис проводився двома зондами різної довжини: потенціал-зондом А 0,5 М8N; N 4 М 0,5 А; N 6 М 0,5 А і градієнт-зондом А 2 М 0,5 N з одночасним записом кривої ПС в масштабі 12,5 мВ/см, іноді - 25 мВ/см. Масштаб запису кривих опору 2,5 Ом/см при масштабі глибин 1:500. Показання методу використовувались для кореляції, стратиграфічного розчленування розрізу, а також літологічного розподілу порід.

Бокове каротажне зондування (БКЗ) виконувалось комплектом послідовних градієнт-зондів і одного або двох обернених зондів в залежності від типу станції: А0,4М0,1N; А1.М0,1N; А2М0,5 N; А4М0,5N/N0,5М4А; А8М1N N0,5М 2 А.

Одночасно записувалася крива ПС в масштабі 12,5 мВ/см, масштаб запису глибин кривих опору 1:200, а самих кривих опору – 5; 25; 125 Ом/см.

Записи БКЗ виконувались на усіх свердловинах родовища, іноді воно не виконувалось через ускладнення технічного стану свердловини (св. 31, В-20)

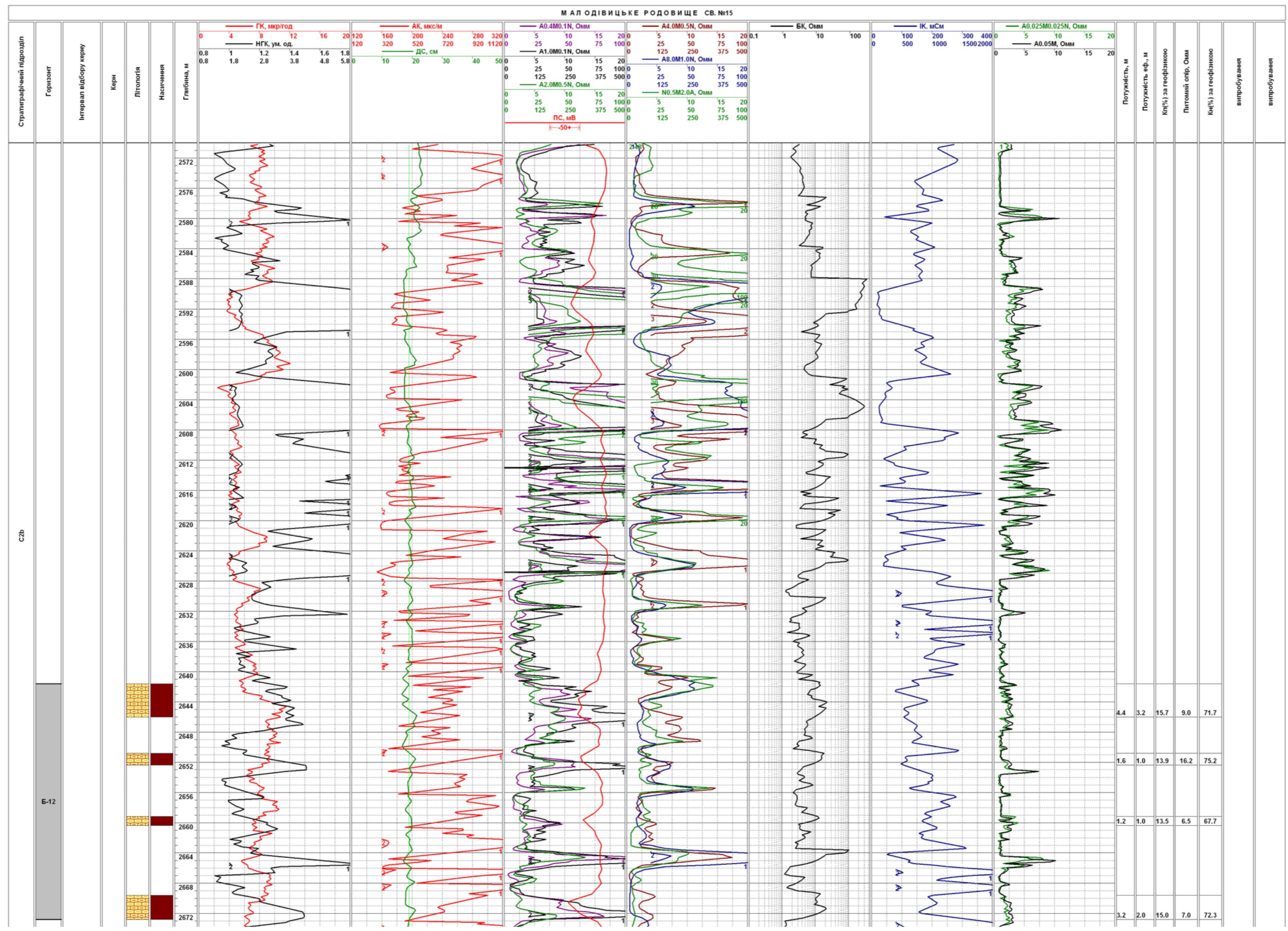


Рисунок 2.1- Планшет комплексу геофізичних методів дослідження свердловини (св.№15-Малодівицька)

Якість запису діаграм БКЗ добра та задовільна.

Метод БКЗ використовувався для визначення питомого опору досліджуваних пластів і параметрів зони проникнення (питомого опору та діаметра) та питомого опору промивальної рідини, а в комплексі з іншими методами для літологічного розчленування розрізу.

Мікрозондування виконувалось апаратурою МДО-1, МДО-2, МДО-3 мікроградієнт-зондом А 0,025 М 0,025 N і мікропотенціал-зондом А 0,05 М. Масштаб запису кривих опору 1 Ом/см, 10 Ом/см. В продуктивних горизонтах свердловин №№ 2, 9, 21, 22 і в експлуатаційних свердловинах.[2]

В тих випадках, коли в глинистий розчин вводили домішки  $\text{CaCl}_2$  в невеликій кількості (опір розчину  $> 0,11$  Ом) діаграми МКЗ добре диференційовані, проникні різновидності впевнено виділяються по перевищенню показань мікропотенціал-зонда над мікроградієнт-зондом (св. 38  $\rho_c = 0,11$  Ом,  $\rho_c = 0,28$  Ом св. № 40).

Якщо опір бурового розчину знижувався до величини 0,08 Ом і менше, криві МКЗ переставали бути інформативними (св. № 45 –  $\rho_c = 0,01$  Ом).[1]

Кавернометрія. Заміри діаметра свердловин в масштабі 1:500 проводились по всьому стовбуру, в інтервалі залягання продуктивних відкладів запис здійснювався в масштабі 1:200, тип апаратури СКО-ІІ, СКС-4, СКП, СКПД-3. Масштаб запису кривих – 5 см/см. Заміри кавернометрії використовувались для виділення колекторів в розрізі та оцінки ефективних товщин продуктивних пластів[2].

Радіоактивний каротаж (РК) проводився апаратурою ДРСТ-1, ДРСТ-3, СРК-2 в модифікації ГК, НГК. Індикатор  $\text{NaJ}(\text{Fe})$  з розміром кристала для ГК - 30 x 60, 30 x 70, 40 x 40; для НГК - 30 x 20, 30 x 40, 40 x 40.

Величина зонда складала 50 і 60 см. При запису кривих використовувались полонієво-берилієві джерела потужністю  $4,8-14,6 \times 10^6$  нейтр/сек на 1 кюрі полонію. Швидкість запису складала 600-1100 м/год, стала часу  $\tau = 1,5-3$  сек. Масштаб запису кривих 1:500, в продуктивних

інтервалах 1:200. Криві природної  $J_{\alpha}$  - активності записувались в масштабі 2 на 1 см, криві НГК – 0,1-0,2 ум.од. на 1 см.

Записи радіактивного каротажу (ГК, НГК) проводились до спуску обсадної колони, за виключенням св. № 37, де, через ускладнення стовбура свердловини, запис виконаний в колоні; також частково вони відсутні в св.№ 31 (В-20).

Еталонування апаратури проводилось згідно з вимогами "Технічної інструкції на проведення геофізичних досліджень в нафтогазових свердловинах".

Масштаб і якість отриманого матеріалу, диференціація кривих дозволяє використовувати метод для літологічного розчленування розрізу, виділення 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 33, 34, 36, 41, 42, 44 з причин технічного стану їх МКЗ не виконувалось. Інформативність методу залежить від типу бурового розчину, стану розмитості стовбура свердловини, роботи притискного обладнання колекторів, оцінки ефективних товщин.

Боковий каротаж виконувався апаратурою ТБК, АБКТ в інтервалах виконання БКЗ в масштабі глибин 1:200. Запис методу здійснювався практично в усіх свердловинах родовища, за виключенням перших розвідувальних свердловин – №№ 1, 2, 3 і 31, де, через ускладнення стовбура, виміри не проводили. Масштаб запису при роботі апаратурою ТБК – 2,5 Омм/см, а апаратурою АБКТ – логарифмічний. Діаграми бокового каротажу використовувались для оцінки питомого опору, а в комплексі з іншими методами – для уточнення границь пластів і літологічного розчленування розрізу[2].

Запис кривих бокового мікрокаротажу проводився апаратурою КМБК, МБК, МБКУ. Масштаб запису кривих опору складає 2,5 Омм/см.

Метод застосовувався для виділення колекторів у розрізі та уточнення границь пластів.

Індукційний каротаж виконано в більшості пробурених свердловин. Винятком є свердловини №№ 33, 36, 37, де запис методу невиконаний з

технічних причин. Запис кривої електропровідності здійснювався приладами ИК-2, АИК-1, АИК-М, АИК-3, -4, -5; зондами 6ФІ; 5Ф1,2; 8И1,4; в масштабі 10 мСм/см, в основному – 50 мСм/см, лінійний – у відношенні уявної електропровідності та гіперболічний відносно питомого опору. Ця особливість робить його високоефективним для оцінки  $\rho_n$  водонасиченої частини розрізу. Показання методу використовувалися для визначення опору низькоомних пластів та встановлення положення ВНК продуктивних горизонтів.

Запис акустичного методу проводився апаратурою СПАК-2М, СПАК-4, -6, -8, зондами И<sub>2</sub>0,5 И<sub>1</sub> 1,5 П; И<sub>2</sub> 0,5 И<sub>1</sub> 1,2 П; И<sub>2</sub> 0,4 И<sub>1</sub>1,2 П; И<sub>1</sub> 1,6 И<sub>2</sub> 0,5П з одночасною реєстрацією кривих інтервального часу пробігу  $\Delta t$  мкс/м, часу поширення пружної хвилі  $t_1$  і  $t_2$  і в мк/сек, амплітуди хвиль, які прийшли від першого і другого випромінювача А1 і А2, в мВ та криву ослаблення (згасання) амплітуди  $\alpha$  в масштабі дБ/м на 1 см Вірність масштабу кривої  $\Delta t$  контролювалася характерними значеннями інтервального часу (великої каверни, міцних вапняків, незацементованої обсадної колони). Масштаб запису  $\Delta t$  складав 20 мкс/м в 1 см, А<sub>2</sub> – 0,5 в/см. Показання методу використовувалися для розчленування розрізу продуктивних горизонтів, виділення літологічних різновидів з урахуванням інших геофізичних методів, оцінки пористості колекторів.

Реєстрація кривих імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу проводилася апаратурою ІГН-6 лічильниками типу СНМ-18 зі швидкістю 180- 200 м/год. Довжина зонда 40 см, стала часу інтегруючого вікна  $\tau = 4$  сек - 6 сек. Час затримки при запису кривих ІННК встановлювався 1050, 1350, 1650 мкс, масштаб інтенсивності складав 300, 100 і 50 імп/хв. відповідно[1].

Метод звичайно використовується для визначення характеру насичення пластів, положення ВНК, а також в експлуатаційних свердловинах для контролю за переміщенням ВНК в процесі розробки.

Температурні дослідження на родовищі виконувались з метою визначення геотермічного градієнта і вивчення розрізу свердловин за тепловими властивостями, для контролю за технічним станом свердловин

(визначення висоти підняття цементного кільця, інтервалів затрубної (циркуляції); в експлуатаційних свердловинах для дослідження припливу нафти в процесі розробки[2].

Температурні виміри проводились термометрами ТЕГ-36 і Т-5, криві записані в масштабі 0,5 °/см.

Розкриття пластів продуктивних горизонтів після обсадки свердловин проводилось кумулятивними перфораторами ПКС-80, ПВН-90, ПКС-105 та ін.

Відбір проб випробувачами на кабелі виконувався з метою відбору пластових флюїдів, визначення їх фізичних властивостей і хімічного складу для встановлення характеру насичення.

Акустична цементометрія (АКЦ) проводилася приладами АКЦ-4 та СПАК-6 в масштабі 1:500. Одночасно реєструвались три параметри: амплітуда поздовжених хвиль по колоні Ак і породі Ап та ще пробігу хвилі у породі Тп. За діаграмами АКЦ оцінювалась якість цементування обсадних колон, а також достовірність випробування свердловин.

Інклінометрія у розвідувальних свердловинах виконувалась апаратурою КІТ – 200 та 1-т. Дані виміру кута та азимуту нахилу свердловини використовувались при бурінні нахилених свердловин та структурно-геологічних побудовах.

### **2.3 Якість матеріалів ГДС**

В продуктивних відкладах використовувався детальний комплекс в масштабі 1:200. До нього входять сучасні методи, які охоплюють різноманітні фізичні властивості порід, забезпечують розчленування і кореляцію розрізів свердловин, виділення проникних пластів, оцінку характеру насичення, визначення підрахункових параметрів і контроль технічного стану свердловин[2, 3].

Метрологічне забезпечення геофізичної апаратури здійснювалося згідно з чинними інструкціями з експлуатації кожного виду апаратури.

Ефективність методів ГДС різна та залежить від геологічних та технологічних умов їх виконання, а також конструктивних характеристик апаратури, що застосовувалася. На якість діаграм мікрометодів великий вплив має стан стовбура свердловини, ступінь притискання башмака приладу до стінки свердловини, параметри промивальної рідини. Так, не завжди проти колекторів на мікрокаротажі спостерігається ефект позитивного прирощення. Конструктивні недоліки апаратури мікробокового каротажу не дозволяють використовувати отриманий матеріал для кількісної інтерпретації, зокрема для визначення пористості[2, 3].

Експлуатаційні особливості апаратури індукційного і бокового каротажу приводять до потреби коригування масштабів запису і положення нульової лінії ІК за даними БКЗ.

Метод ПС дає незначну інформацію у карбонатному розрізі свердловини. Загалом ефективність геофізичних методів обумовлена наявністю достатньо тісних зв'язків між фізичними якостями порід та їх геофізичними параметрами.

До вимірів у свердловинах допускалася апаратура і свердловинні прилади, які пройшли стандартизацію і градування у спеціальній еталонній свердловині з відомим розрізом.

Виконаний не в повному обсязі комплекс ГДС у ряді свердловин не дозволив з достатньою впевненістю визначити фільтраційно-ємнісні властивості порід колекторів.

До загальних недоліків проведення геофізичних досліджень потрібно віднести також несходження в глибинах діаграм комплексу ГДС, а також часткову відсутність на діаграмах методу АК сигналу в зацементованій колоні, що не дозволяє встановити правильність масштабу запису, а також необхідність більш надійного встановлення масштабу питомого опору при проведенні замірів індукційного методу та положення нульової лінії.

Підсумовуючи вищезазначене, необхідно зауважити, що виконаний обсяг промислово- геофізичних досліджень в цілому дозволяє вирішити основні завдання, поставлені перед геофізичними дослідженнями – розчленування розрізів, визначення ефективних товщин колекторів, встановлення коефіцієнта пористості, нафтонасиченості, визначення положення ВНК.

### **Висновок**

На Малодівицькому родовищі геофізичні дослідження свердловин (ГДС), що включали широкий спектр методів, були проведені якісно, дозволяючи ефективно вирішувати основні геологічні та нафтопромислові завдання, незважаючи на особливості геологічної будови та застосовані бурові розчини. Загальний обсяг та якість отриманих даних є достатніми для розчленування розрізів, визначення ефективних товщин колекторів, оцінки пористості та нафтонасиченості, а також встановлення положення водонафтового контакту, хоча подальше вдосконалення ГДС могло б підвищити точність інформації.

## **3 ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН**

### **3.1 Виділення колекторів і визначення ефективних нафтонасичених товщин**

Продуктивність на Малодівицькому родовищі, як відомо, пов'язана з відкладами середнього карбону (Б-12), серпуховського ярусу нижнього карбону (С-8-9) і верхньовізейськими відкладами (В-15 ÷ В-20) нижнього карбону. Розріз продуктивних горизонтів літологічно представлений чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, зустрічаються прошарки вапняків.

За результатами макро- і мікроскопічного вивчення керна матеріалу, лабораторних визначень фізичних властивостей, колекторами продуктивних горизонтів є пісковики і крупнозернисті алевроліти (глинисті пісковики).

Пісковики продуктивних горизонтів Б-12, В-15 ÷ В-20 світло-сірі, іноді цукровидні до білих (В-15, В-19), дрібно- і середньозернисті, переважно кварцового і польовошпат-кварцового складу. Цемент частіше всього глинистий каолінітового складу, рідко глинисто-карбонатний (В-20, В-19н).

Тип цементації поровий, порово-контактний. Глинистість в пісковиках продуктивних горизонтів невелика, найбільший вміст глинистого матеріалу характерний для колекторів горизонту С-8-9. За даними склад пісковиків і алевролітів цього горизонту також переважно кварцовий і кварц-польовошпатовий. Глинистий матеріал розташований нерівномірно, іноді він заповнює весь міжзерновий простір і утворює лінзовидні тіла й гнізда неправильної форми[4].

Збільшення глинистості в колекторах продуктивних горизонтів призводить до погіршення ємкісних властивостей. Алевроліти продуктивних

горизонтів кварц-польовошпатові, від дрібно- до крупнозернистих, слюдяні, відмічені більш високим вмістом глинистої фракції (10-16% і до 20%). Дрібнозернисті алевроліти мають знижену пористість – 4-8%, збільшену глинистість і не є колекторами. Цемент глинистий, контактового і контактово-порового типу.

Виділення в розрізі колекторів міжзернового типу, до яких відносяться колектори родовища, здійснюється за наявністю прямих і побічних якісних ознак, а також кількісних критеріїв. Відомо, що колектори відмінні від вміщуючих порід проникністю, пористістю і глинистістю, що відображається на показаннях геофізичних методів.

Виділення колекторів за прямими якісними ознаками базується на більш високій проникності колекторів у порівнянні з вміщуючими породами і на проникненні в колектор фільтрату бурового розчину. Виділення ж колекторів за побічними ознаками і кількісними критеріями ґрунтується на відмінності їх від вміщуючих порід за пористістю і глинистістю, а отже, і значеннями геофізичних характеристик, які відображають ці властивості.

Якісні ознаки виділення колекторів досить добре вивчені при різних співвідношеннях мінералізації пластової води і бурового розчину. При проникненні в пласт фільтрату промивальної рідини на стінці свердловини виникає і формується глиниста кірка та утворюється зона проникнення в пласті.

Якщо буріння свердловини проводиться на прісному буровому розчині ( $\rho_c > 0,2$  Омм), при співвідношенні  $\rho_c / \rho_v \geq 5$ , наявність проникнення встановлюється за прямими або побічними якісними ознаками: наявність глинистої кірки (звуження діаметра свердловини), позитивні прирощення значень позірного опору на діаграмах МКЗ, наявність радіального градієнта опору, встановленого за даними різноглибинних зондів методів опору (БКЗ, БК, ІК), по наявності від'ємної аномалії ВП, іншим характерним показникам кривих на діаграмах геофізичних методів. Якісні ознаки з великим ступенем надійності дозволяють виділити колектори і оцінювати характер насичення

у високопористих неглинистих, високопроникних пластах. Спираючись на результати проведеної інтерпретації на родовищі, до числа колекторів, які мають таку фільтраційно-ємнісну характеристику, можна віднести більшість колекторів горизонтів В-15, В-16, В-17в, В-17н, В-20.

Наявність глинистої кірки. При розкритті продуктивного розрізу на розчинах низької мінералізації колектори відзначаються зменшенням діаметра свердловини порівняно з номінальним. Товщина глинистої кірки при цьому не перевищує 1-3 см, що визначається параметрами бурового розчину. Збільшення товщини глинистої кірки спостерігається при погіршенні параметрів бурового розчину і збільшенні водовіддачі до 8-12 см<sup>3</sup>/30 хв. При бурінні свердловини на мінералізованих бурових розчинах показання кавернометрії виявляються недостатньо інформативними. В цьому випадку колектори продуктивних горизонтів мають таку ж характеристику на кавернограмі, як і щільні різновидності пісковиків і алевролітів – відзначаються номінальним діаметром або мають незначну глинисту кірку. В деяких випадках на кавернограмі відзначається звуження діаметра, що не пов'язане з наявністю колектора в розрізі – при утворенні сальників навпроти пластів глинистих порід в привибійній зоні стовбура свердловини, викликані осадженням частинок шламу, проти малопотужних ущільнених прошарків в пласті великої товщини. В загальному ж випадку виділення колекторів за даними кавернометрії не виявило особливих ускладнень, при неоднозначності інтерпретації долучалися показання комплексу методів ГДС.

#### Позитивні прирощення на діаграмах МКЗ.

Перевищення показань потенціал-мікрозонда над показаннями градієнт-мікрозонда є надійним критерієм виділення колекторів при наявності глинистої кірки оптимальної товщини і за умови  $\rho_{гк} > \rho_{пп}$ , де  $\rho_{гк}$  – питомий опір глинистої кірки,  $\rho_{пп}$  – питомий опір промитої зони.

Ця умова дотримується при розкритті розрізу на прісному буровому розчині. До колекторів відносяться породи, які мають невисокі значення  $\rho_{к}^{ПМЗ}$  і  $\rho_{к}^{ГМЗ}$ , ( $\leq 5$  Омм).

Позитивні прирощення при більш високому співвідношенні відносяться до ущільнених різновидностей.

При бурінні свердловин на мінералізованих бурових розчинах ( $\rho_c < 0,20$  Ом), показання кривих опору методу різко диференційовані, значення  $\rho_y^{МГЗ}$  і  $\rho_y^{МПЗ}$  відрізняються несуттєво, через близькість значень  $\rho_{ГК}$  і  $\rho_{ПП}$ , ефективність методу знижується. Інколи вдається отримати позитивні прирощення на кривих методу і при низькому опорі бурового розчину (св. № 38  $\rho_c = 0,09$  Ом).

Наявність радіального градієнта опору є однозначною ознакою колектора при бурінні свердловин на розчинах будь-якої мінералізації. Наявність радіального градієнта опору встановлюється за даними електричних видів каротажу з різною глибиною дослідження (БКЗ, МВК-БК, БК-ІК, ІК - малий потенціал-зонд).

Найбільш поширеним способом встановлення радіального градієнта опору є інтерпретація комплексу діаграм БКЗ, ІК, БК за методом приведених кривих. За характером кривих зондування визначають підвищуючий, знижуючий питомий опір або відсутність проникнення.

Для продуктивних нафтонасичених колекторів родовища, загалом, характерні двошарові криві зондування, що вказує не на відсутність проникнення, а на глибоке проникнення, на приблизну рівновагу  $r_{зп}$  і  $r_{п}$  (відповідно до випадку, коли опір зони проникнення приблизно дорівнює опору пласта або відрізняється від нього на більше, як в 1,5-2 рази). Знижуюче проникнення в продуктивних пластах встановлено, в основному, для колекторів горизонтів В-15, В-16, В-17 (св. №№ 12, 22, 23, 26, 32) і характерне для неглинистих високопористих колекторів. Зустрічаються також випадки підвищуючого проникнення у колекторах горизонтів В-19н, В-19в, Б-12 (св. №№ 22, св. 23, горизонт Б-12, св. № 25, горизонти В-19н, В-19в). Наявність підвищуючого проникнення в нафтонасичених колекторах може бути обумовлена високим вмістом залишкової води в глинистих продуктивних пластах[4].

Продуктивні колектори горизонту С-8-9 мають двошарові криві зондування. Для водонасичених колекторів продуктивних горизонтів характерне підвищує проникнення (при цьому опір зони проникнення перевищує питомий опір пласта в 8-10 разів), а також двошарові криві зондування.

Наявність радіального градієнта опору в колекторах незначної товщини встановлюється також при дослідженні свердловини різнотипними зондами (малим потенціал-зондом, ІК, БК, БМК). Ці методи є більш ефективними у випадку невпевненої оцінки питомого опору по БКЗ ("екранні" впливи, мала товщина пласта). Критерієм наявності радіального градієнта опору є зростання або зменшення питомого опору в залежності від ефективної довжини зонда.

Від'ємна аномалія ПС. На діаграмах методу пласти-колектори продуктивних горизонтів, як правило, виділялися від'ємними аномаліями ПС, величини яких при дотриманні умов  $X_{\phi}/X_v \approx 3 + 5$  відображають відносний вміст в породі глинистого матеріалу, та досягають в чистих високопористих різновидах 120-135 мВ. Величини потенціалів  $I_{\text{ПС}}$  тим більші, чим більші розбіжності в мінералізації і електричному питомому опорі пластових вод та глинистого розчину, і чим більша розбіжність вмісту глинистого матеріалу колектора та вміщуючої породи[4].

При збільшенні мінералізації промивальної рідини, крива ПС виположується і амплітуда її знижується до 40-60 мВ.

Для глинистих колекторів продуктивного горизонту С-8-9 спостерігаються невеликі від'ємні аномалії ПС, що пов'язано з високою адсорбційною здатністю глинистого матеріалу, присутнього в колекторі.

Розглянуті якісні ознаки колектора забезпечують надійне його виділення, як згадувалось раніше, при наявності в розрізі пластів з високими фільтраційно-емнісними властивостями та при бурінні свердловин на прісному буровому розчині. В умовах Малодівицького родовища, де свердловини бурилися частково на мінералізованому розчині та при наявності

глинистих колекторів горизонту С–8–9, кількість якісних ознак зменшується. Тому в цих випадках використовувалися характерні показання на діаграмах методів РК, АК, МБК в комплексі, а також кількісні значення різних параметрів, які відповідають границі колектор-неколектор. До таких характерних показників відносять низькі та занижені значення природної гамма-активності, підвищені та середні значення інтервального часу пробігу хвилі  $\Delta t$  порівняно з ущільненими різновидами на діаграмах АК.

Більш надійними засобами виділення колекторів є багатоваріантні методики, засновані на поєднанні якісних та кількісних методів вирішення задачі, зокрема методів класифікації (дискримінантний аналіз) з використанням еталонних вибірок та граничних значень геофізичних параметрів.

Питання виділення колекторів в пісковиках і алевролітах горизонту С-8-9, які мають велику глинистість, є більш складним завданням в порівнянні з визначенням колекторів інших продуктивних горизонтів.

Це пов'язано з тим, що діапазон змін фізичних властивостей колекторів і неколекторів істотно перекривається. В ряді свердловин ефективним при виділенні колекторів є встановлений радіальний градієнт опору по БКЗ (св. 2,15). Іноді колектори виділяються чіткими позитивними прирощенням на кривих мікрозондів (св. №№ 38, 39, 40, 50) або наявністю глинистої кірки. Поєднання методів АК і НГК, як правило, є більш ефективними порівняно з іншими методами. Тому рішення питання про наявність колектора в розрізі горизонту С–8–9 приймалося на основі всього комплексу ГДС з урахуванням граничних значень геофізичних параметрів і граничних значень колекторських властивостей.

Загалом, при виділенні колекторів у розрізі продуктивних горизонтів, крім вищезазначених якісних ознак і кількісних критеріїв, які розподіляють колектор від неколектора, використовувалися результати дослідження керна, дані випробування, результати випробувачів на трубах і кабелі.

Визначення характеру насиченості проводилося за матеріалами електричних видів каротажу. Розподіл водо- і нафтонасичених порід здійснювався у порівнянні кількісних параметрів пласта з прийнятими граничними значеннями  $P_n$  і  $K_n$ , з урахуванням положення пласта відносно прийнятого ВНК та даних випробування. При цьому враховувалась також можливість техногенного заводнення продуктивних горизонтів у свердловинах, пробурених на різних стадіях експлуатації родовища.

Ефективна товщина пластів-колекторів визначалась, як різниця між товщиною пласта і сумарною величиною прошарків-неколекторів (ущільнених і глинистих різновидів).

### 3.2 Оцінка коефіцієнта пористості

Визначення пористості в продуктивних горизонтах родовища проводилося лабораторними методами на основі кернового матеріалу і за даними геофізичних методів. Всього на родовищі виконано 227 аналізів по визначенню пористості: ступінь вивченості продуктивних горизонтів лабораторними дослідженнями різна[5].

При визначенні пористості були використані залежності, встановлені при зіставленні геофізичних параметрів з колекторськими властивостями порід, які визначені за лабораторними методами.

Вивчення коефіцієнта пористості геофізичними методами засновується на різниці фізичних властивостей середовища, яке заповнює поровий простір, і твердої фази колектора.

Базовим способом оцінки пористості є ультразвуковий метод. В основі використання акустичного каротажу для оцінки пористості лежить тісна залежність, яка встановлена між швидкістю поширення пружної хвилі (інтервального часу пробігу  $\Delta t$ ) і коефіцієнтом пористості  $K_n$ .

В теперішній час рядом авторів запропоновані емпіричні і теоретичні залежності, які зв'язують пористість і інтервальний час пробігу звукової хвилі. Серед запропонованих аналітичних зв'язків частіше всього на практиці використовується рівняння середнього часу (рівняння М. Віллі, А. Грегори, Л. Гарднера)[1]:

$$\Delta t_n = \Delta t_{ск} + (\Delta t_p - \Delta t_{ск}) K_n . \quad (3.1)$$

Рівняння правильне для чистих неглинистих порід з мономінеральним складом скелета.

При збільшенні вмісту глинистого матеріалу в породі, незалежно від форми його перебування (у вигляді цементу, тонкого чергування шарів, дисперсний стан), зменшується швидкість поширення подовжніх і пружних хвиль, збільшується інтервальний час пробігу пружної хвилі  $\Delta t_n$ .

При цьому рівняння середнього часу має вигляд[1]:

$$\Delta t_n = \Delta t_{ск} + (\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск}) K_{гл} + (\Delta t_p - \Delta t_{ск}) K_n, \quad (3.2)$$

де  $\Delta t_{ск}$  – інтервальний час пробігу хвилі в скелеті породи;

$\Delta t_{гл}$  – інтервальний час пробігу хвилі в глинистій компоненті;

$\Delta t_p$  – інтервальний час пробігу хвилі в рідині;

$K_{гл}$  – коефіцієнт глинистості, який характеризує об'ємний вміст глинистого матеріалу в породі.

Внесення поправки за глинистість при визначенні пористості за акустичним методом здійснюється різними засобами. Одним з них є метод Г.Р. Пікетта.

В методиці, запропонованій Г.Р. Пікеттом, коефіцієнт пористості визначається за палеткою  $\Delta t = f(\alpha_{ПС}, K_n)$ . В цьому випадку облік глинистості на показання акустичного методу здійснюється за допомогою відносної

амплітуди ПС –  $\alpha_{ПС}$ . Основою використання методу ПС є існування зв'язку з між дифузійно-адсорбційною активністю і відносною глинистістю.

Для відкладів Малодівицького родовища було виконано зіставлення величини  $\Delta t_n$  і  $\alpha_{ПС}$  з величиною пористості за керном  $K_n^k$ . Початкові дані для побудови залежності  $K_n = f(\Delta t, \alpha_{ПС})$

Рівняння регресії має вигляд [1]:

$$K_n = -29,3258 + 0,15928 \Delta t + 8,38299 \alpha_{ПС}. \quad (3.3)$$

Середньоквадратична похибка оцінки  $K_n$  за рівнянням регресії - 0,405, та при визначенні параметра  $\alpha_{ПС}$  на діаграмі за сталими значеннями потенціалів проводиться лінія глин ( $\Delta U_{гл}$ ) і лінія чистих порід ( $\Delta U_{ч.п.}$ ).

У виділених інтервалах знімалася амплітуда  $\Delta U_{ПС}$  та розраховувалось значення відносної амплітуди  $\alpha_{ПС}$ [1]:

$$\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{ПС} - \Delta U_{гл}}{\Delta U_{ч.п.} - \Delta U_{гл}} \quad (3.4)$$

У підрахунку запасів Малодівицького родовища, виконаного в 1975 р., і в ряді інших підрахунків на інших родовищах ДДЗ, запропонований спосіб введення поправок в  $\alpha_{ПС}$  за графіком залежності між  $\alpha_{ПС}$  і  $\Delta I_\gamma$ ,

де у  $\Delta I_\gamma$  подвійний різницевий параметр, що розраховується за формулою[1]:

$$\Delta I_\gamma = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma ч.п.}}{I_{\gamma гл.} - I_{\gamma ч.п.}}, \quad (3.5)$$

де  $\Delta I_\gamma$  – поточні значення природної гамма-активності;

$I_{\gamma гл.}$  та  $I_{\gamma ч.п.}$  – відповідні її значення у глинах та у чистих породах.

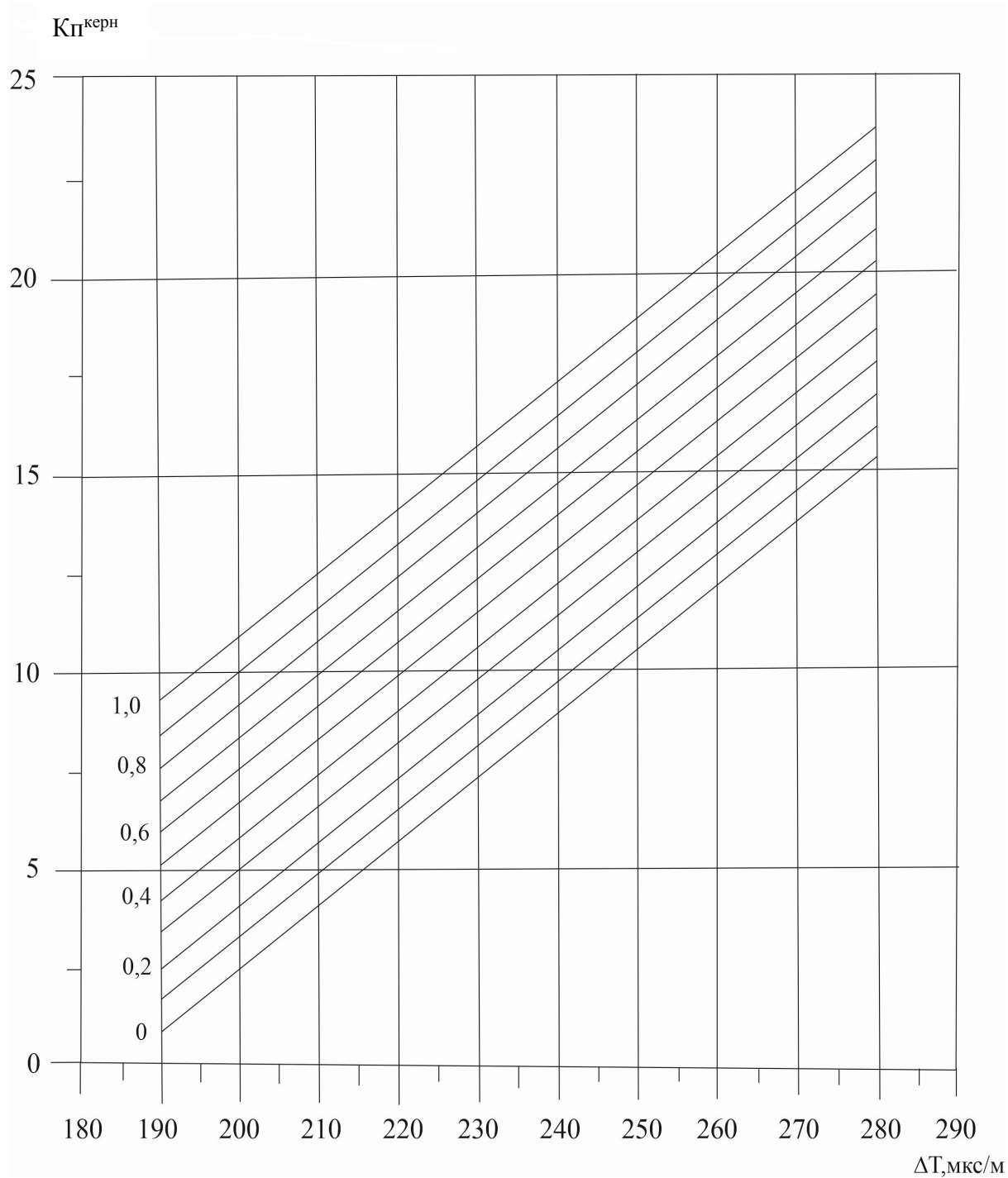


Рисунок 3.1 - Номограма для оцінки пористості  $K_{п} = f(\Delta T, \alpha_{ПС})$   
 продуктивних відкладів Малодівицького родовища

Виправлення значень  $\alpha_{\text{ПС}}$  за зазначеним графіком (залежністю) здійснюється у разі неякісних вимірів амплітуди ПС з техногенних причин. Виправлені значення  $\alpha_{\text{ПС}}$  випр. визначаються за значенням  $\Delta L$ , яке належить даному пласту. Основою існування такого кореляційного зв'язку в умовах родовища є те, що кластичний матеріал пісковиків і алевролітів продуктивних горизонтів, представлені, в основному, кварцом, з досить однорідним складом переважно глинистого цементу.[1]

В цьому випадку, як і при відсутності включень радіоактивних мінералів, методи ПС і природної гамма- активності відображають вміст глинистого матеріалу в породі.

У зв'язку з відсутністю акустичного каротажу у перших свердловинах родовища для оцінки пористості використовувалось  $\alpha_{\text{ПС}}$ . Такий підхід базується на існуванні тісної залежності між пористістю та значенням відносної амплітуди ПС.

Характер взаємозв'язку між параметром  $\alpha_{\text{ПС}}$  і  $K_{\text{п}}^{\text{К}}$  вивчався для 40 пластових характеристик і має вигляд рівняння [1]:

$$K_{\text{п}}^{\text{К}} = 4,88 + 18,1 \alpha_{\text{ПС}}, \quad r = 0,89 \quad (3.6)$$

Початкові дані для побудови залежності  $K_{\text{п}}^{\text{К}} = f(\alpha_{\text{ПС}})$  Слід зазначити, що за відсутності АК значення пористості бралися з таблиць до підрахунку запасів 2000 р. та за результатами геофізичних заключень. У даному перерахунку запасів використано дещо інший підхід. На підставі статистичного аналізу розширеної еталонної вибірки отримано 3 статистичні залежності для врахування усіх можливих ситуацій з відсутністю або низькою інформативністю методів ГК та ПС.

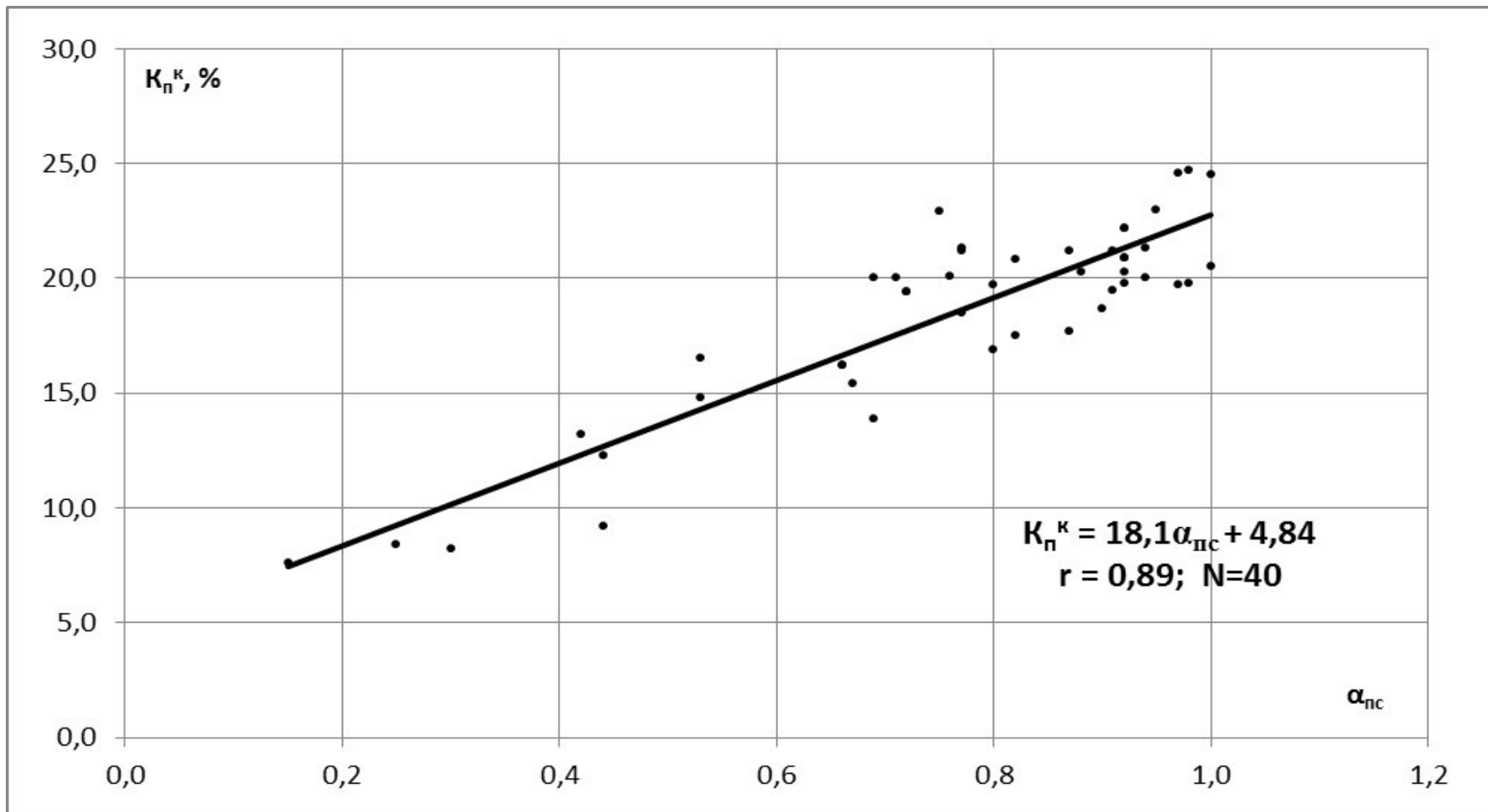


Рисунок 3.2- Залежність  $K_n^k=f(\alpha_{pc})$  для оцінки пористості в продуктивних відкладах

У разі наявності та достатньої інформативності  $\psi_{PC}$  та  $I_\gamma$  використовувалась повна статистична залежність [1]:

$$K_n = -29,289 + 0,168\Delta T + 6,1\psi_{PC} - 2,638\Delta I_\gamma, r = 0,98. \quad (3.7)$$

При відсутності або низькій інформативності  $\Delta I_\gamma$  використано залежність [1]:

$$K_n = -31,43 + 0,171\Delta T + 7,356\psi_{PC}, r = 0,97, \quad (3.8)$$

а при аналогічній ситуації з  $\alpha_{PC}$  залежність [1]:

$$K_n = -27,126 + 0,183\Delta T - 8,773\Delta I_\gamma, r = 0,95. \quad (3.9)$$

Залежності (3.7)-(3.9) мають високий коефіцієнт кореляції, вони є більш достовірними і були використані для оцінки  $K_n$ ; тільки у разі відсутності акустичного каротажу оцінка пористості виконувалась з використанням  $\psi_{PC}$  та питомого опору.

За описаними вище залежностями було проведено розрахунки пористості в продуктивних горизонтах родовища. Їх співставлення з отриманими  $K_n$  по керну свідчить про високу збіжність результатів.

### 3.3 Визначення коефіцієнта нафтонасичення

Визначення коефіцієнта нафтонасичення проводилося за даними методу опору, на основі використання залежності між параметром насичення  $P_n$  і коефіцієнтом водонасичення  $K_v$ , отриманої за результатами лабораторних досліджень, а також залежності Дахнова для чистих слабоглинистих гідрофільних порід [1].

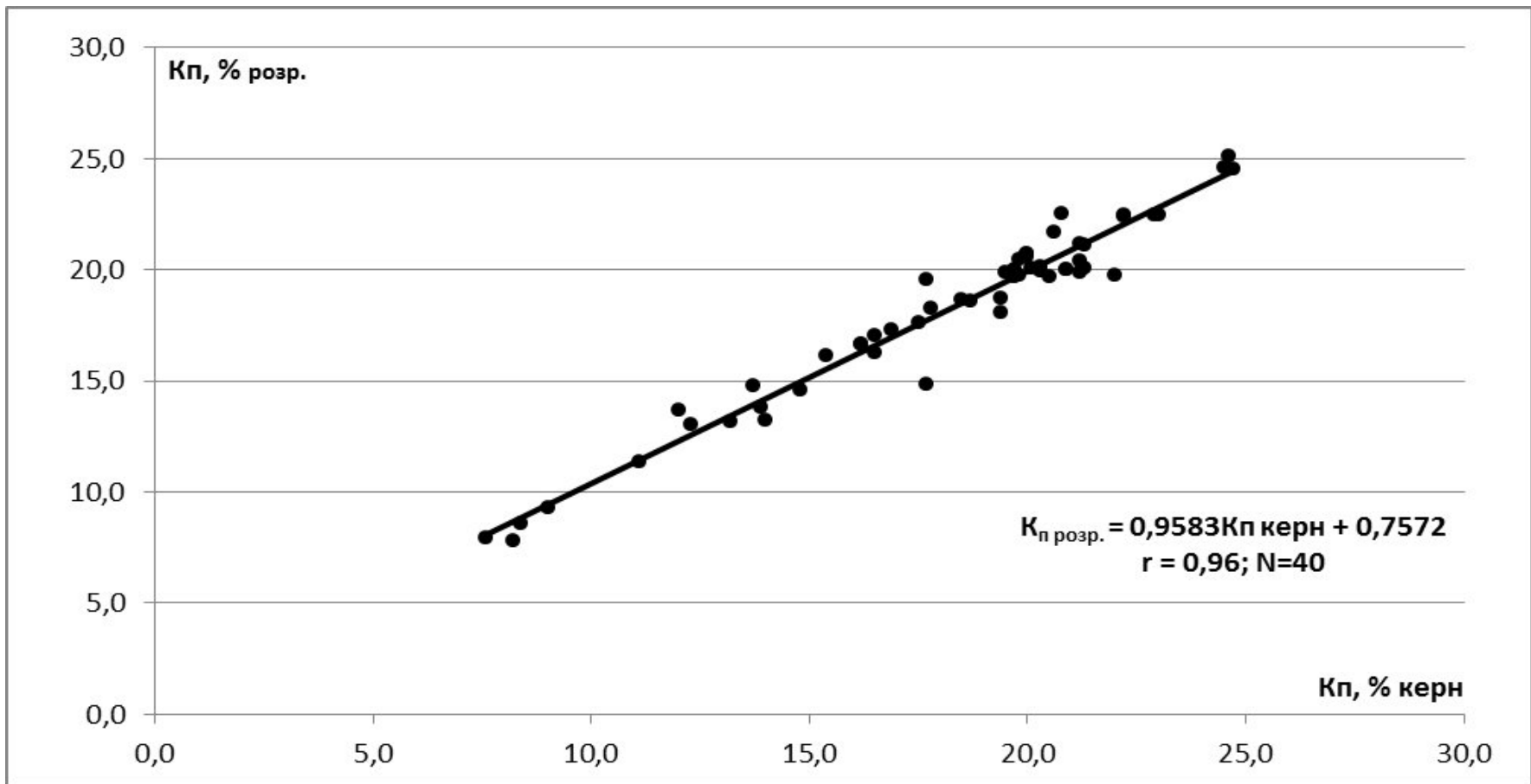


Рисунок 3.3- Збіжність розрахованих значень пористості з результатами її визначення за керном

В матеріалах, наданих до переоцінки запасів, відсутні дані петрофізичних досліджень, за якими будуються залежності  $P_n=f(K_n)$  і  $P_n=f(K_v)$ . Авторами звіту 1975 року використані дві залежності  $P_n=f(K_v)$ , які взяті з літературних джерел: для чистих пісковиків і заглинізованих. У звіті 2000р. такий підхід не змінився(рис.3.4). У первинному варіанті й ми використовували ці залежності. При розгляді зауваження експерта було прийнято наступне рішення. В зв'язку з тим, що залежність для розрахунку  $K_n$  та  $\rho_{en}$  єдина для колекторів всіх стратиграфічних горизонтів, формула для розрахунку  $K_v$  має бути теж одною. Для її визначення на одну систему координат були винесено всі розрахункові точки для чистих і заглинізованих пісковиків і по ним побудовано усереднену залежність [1]:

$$P_n = 0,6329 K_v^{-2,113} \quad (3.10)$$

Питомий опір нафтонасичених пластів визначався за даними комплексної інтерпретації БКЗ ІК та БК, з використанням методики, викладеної у роботі. При цьому у пластах великої товщини ( $H \geq 6m$ ) перевага в оцінці  $\chi_n$  віддавалась БКЗ, у пластах середньої товщини ( $3 m \leq H < 6m$ ) приймалось середнє значення між БКЗ ІК та БК, а у тонких пластах ( $H < 3m$ )  $\chi_n$  визначався по БК та ІК (за умови достатньої якості останнього).

При визначенні питомого опору водоносного пласта ( $\chi_{en}$ ) використовувалася методика, розроблена на кафедрі промислової геофізики МІНГ і ГП, для продуктивних покладів, яка базується на зіставленні питомого опору водонасичених колекторів з величиною пористості, вирахованої за геофізичними даними та результатами лабораторних досліджень керну.

При визначенні  $\chi_{en}$  перевага віддавалась методу ІК (в разі його задовільної якості та наявності); у інших випадках  $\chi_{en}$  визначалось по БКЗ та БК.

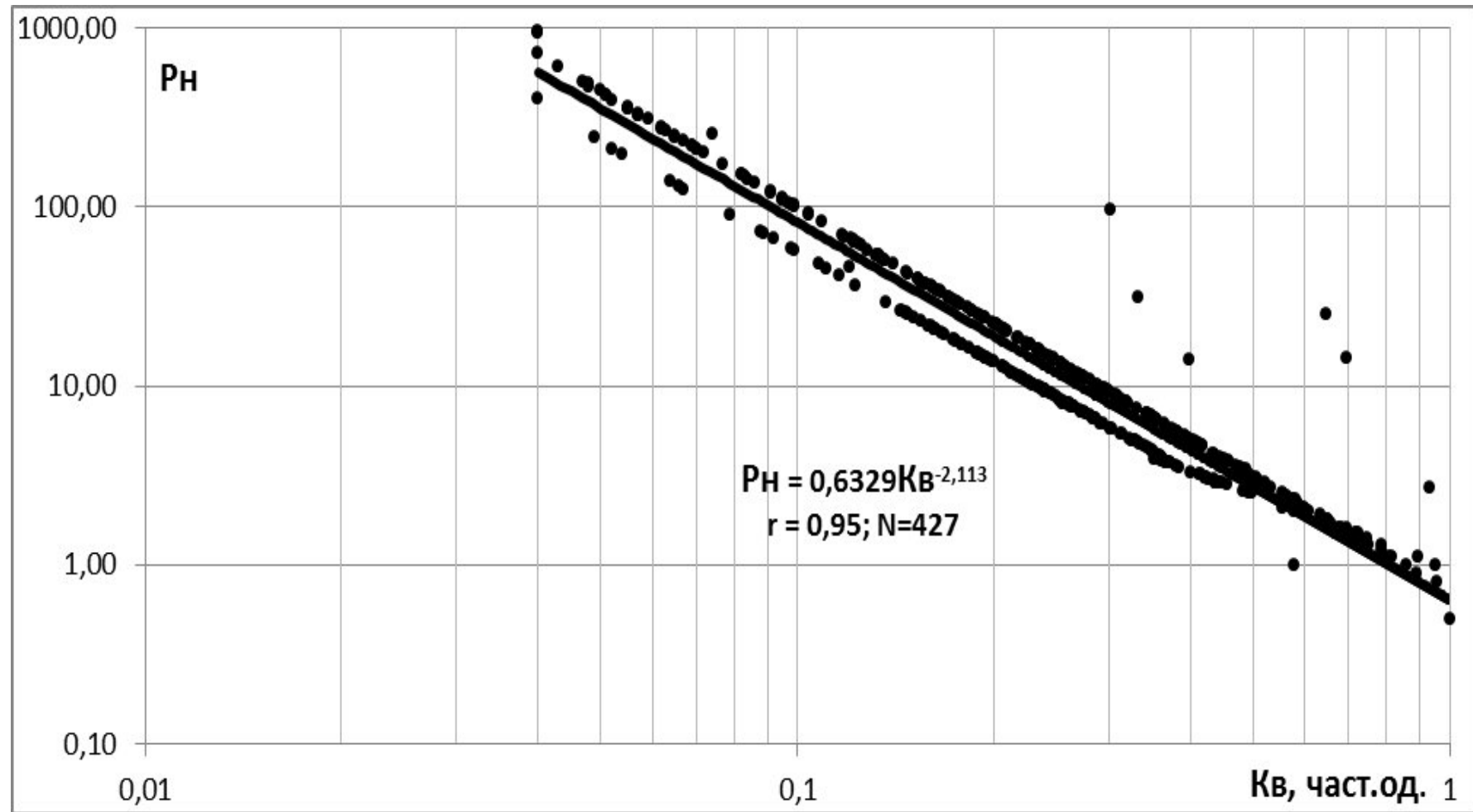


Рисунок 3.4- Усреднена залежність параметра насиченості від коефіцієнта водонасиченості для піщаних та заглинзованих колекторів

## **Висновок**

Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Малодівицького родовища здійснювалося за прямими (глиниста кірка, прирощення МКЗ, градієнт опору) та непрямыми ознаками (низька ГК, підвищена  $\Delta t$  на АК, аномалії ПС), причому у складних випадках застосовується комплексний підхід. Оцінка пористості ( $K_p$ ) базується на АК з корекціями на глинистість, а також на емпіричних залежностях. Визначення нафтонасиченості ( $K_n$ ) здійснюється за електричними каротажми, враховуючи питомий опір нафтонасичених та водоносних пластів. Цей комплексний підхід дозволяє достатньо точно виділяти колектори та оцінювати їхні властивості на Малодівицькому родовищі.

## **4 ОЦІНКА ДОСТОВІРНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ МАЛОДІВИЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА**

### **4.1 Основи оцінки достовірності визначення підрахункових параметрів порід-колекторів**

Процедуру визначення параметрів можна розглядати, як складний засіб побічних вимірювань, канал зв'язку якого складається із різного роду елементів: свердловинного приладу, наземної апаратури, апаратури, інтерпретації, петрофізичних залежностей. Окремі елементи, які перетворюють інформацію від об'єкта (пласта), який вивчається, характеризуються різною ступінню точності і надійності їх роботи. Таким чином, при вирішенні задачі оцінки похибок або вірогідності визначення властивостей пластів. З метою підрахунку запасів можна або вирахувати сумарну похибку, визначивши похибки окремих елементів, або безпосередньо оцінювати значення похибок кінцевих параметрів [3].

У двох випадках похибки визначаються як відхилення результату вимірювання або перетворення від дійсного або близького до дійсного значення. Застосування першого способу значно складніше, а через те при підрахунку запасів перевагу віддають другому – порівняння інформації, одержаної за даними ГДС, з даними прямих методів визначення параметрів на керні.

Оцінки похибок любых видів вимірювань вимагають дійсного значення величини, яка визначається – наявністю еталону. При підрахунку запасів в якості такої дійсної величини часто приймають значення параметрів, визначених по керну.

Дані аналогів керна є результатом лабораторних вимірювань, які повинні супроводжуватись оцінкою похибок. Якщо подібна оцінка не проведена, пряма інформація за даними керна не придатна для визначення

похибок кінцевих результатів.

Не менш важко віднайти засоби оцінки похибок проміжних вимірювань і перетворювань при інтерпретації даних ГДС, оскільки невідомо дійсне значення величин, одержуваних в результаті кожного перетворення. Похибку можна оцінити порівнянням заміряної величини з еталонною при існуванні набору еталонів, з допомогою яких настроюють апаратуру або методику, яка є в організації. Однак, наборів еталонів для свердловинних і лабораторних вимірювань і тим більше інтерпретаційних процедур в теперішній час не існують. Це не дозволяє оцінювати реальні похибки вимірювань і вести самі вимірювання з гарантованою точністю [3].

В теперішній час для оцінки якості результатів використовується тільки обов'язкова оцінка реєстрацій кривих в свердловині, що складає тільки частину всього процесу визначення параметрів пластів. Криві оцінюють за погожістю основного і повторного замірів у свердловині в інтервалі перекриття. Оцінка виражена у вигляді відносної похибки, яка відтворює тільки стабільність роботи конкретного набору апаратури і не включає систематичні похибки, які вносяться настройкою і зміною вузлів апаратури, оператора. При існуючому стані справ доцільніше оцінювати похибки вимірювань і перетворювань геофізичної і геологічної інформації статистичним способом. Такий підхід дозволяє встановити похибку, як всього каналу в цілому, так і окремих його елементів.

Статистичний спосіб заключається у проведенні багатократних замірів в свердловині або реалізації того чи іншого процесу обробки з наступним обчисленням середнього значення параметра, яке приймається за дійсне. У цьому випадку, оцінювана похибка визначається відтворенням різного роду процедур або вимірювань проведених однаковою способом. Значення похибки визначається по ступеню відхилення результатів одиночних реалізацій процесу від знайденого середнього. При цьому, похибка вимірювань в свердловині – це відтворення замірів виконання на протязі короткого проміжку часу різними операторами всіма видами наземної і свердловинної

апаратури даної організації, похибка інтерпретації – це відтворення визначень, проведених інтерпретаціями даної інтерпретаційної партії, похибка лабораторних досліджень – це відтворення результатів вимірювань на одній і тій же колекції зразків керна в різних петрофізичних лабораторіях. Статистичну обробку результатів багатократних вимірювань ведуть за методикою оцінки похибок і відтворення

Оцінку підрахункових параметрів проводять на кінцевому етапі проведення геофізичних досліджень, де формується повна або сумарна результуюча похибка, яка й потрібна для оцінки вірогідності одержуваних даних. Повна похибка складається із похибок, які виникають на кожному етапі і нагромаджуються до моменту оцінки властивостей пластів. Вона обумовлена похибками прямих вимірювань в свердловині, лабораторії, інтерпретаційної партії, статистичним характером петрофізичних зв'язків, довжиною каналу зв'язку використовуваної методики від вихідних даних до моменту одержання коефіцієнтів пористості, нафтонасиченості. Вона визначається, як сума вкладів похибок кожного етапу перетворення і повинна розраховуватись індивідуально для кожної методики оцінки параметрів пласта. Розрахунок сумарних похибок дозволяє вести аналіз всіх етапів перетворення геофізичної інформації і встановити вклад в сумарну похибку помилок вимірювань, інтерпретації, петрофізичних зв'язків [6].

#### **4.2 Оцінка достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів Малодівицького родовища**

З метою вирішення поставленої в роботі мети і задач перевіримо які з методів є більш достовірними визначення коефіцієнта пористості в свердловині у порівнянні з результатами визначення коефіцієнта пористості на зразках керна (табл. 4.1). Для цього ми беремо за основу результати визначення коефіцієнту пористості і порівнюємо з результатами визначення коефіцієнту пористості за виразами (3.6-3.9) і (рис. 4.1-4.4).

Таблиця 4.1 – Результати визначення коефіцієнта пористості за даними керну

та ГДС

№ з/п	№ св.	Горизонт	Інтервал пласта, м	Кп <sub>керна</sub> , %	$\Delta t$ , МКС/М	$\alpha_{пс}$	$\Delta I_{\gamma}$	Кп <sup>АК, ПС, ГК</sup> , %	Кп <sup>ПС</sup> , %	Кп <sup>АК, ПС</sup> , %	Кп <sup>АК, ГК</sup> , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5	В-17Н	2878,0-2890,0	21,2	260	0,9	0	19,7	20,59	19,43	20,46
2	5	В-19Н	2936,0-2942,0	17,8	256	0,8	0,0 2	18,8	19,32	18,23	19,55
3	5	В-20	2972,0-2976,0	19,7	264	0,8	0,0 4	19,8	19,32	19,60	20,84
4	8	В-15	2780,8-2790,8	20,9	264	0,9	0,3 1	19,9	21,49	20,48	18,47
5	9	В-20	2814,0-2816,0	12,3	240	0,6	0,3 2	12,9	16,42	14,32	13,99
6	9	В-20	2816,0-2817,2	9,2	218	0,4	0,3 2	9,2	12,80	9,08	9,96
7	11	В-15	2834,0-2836,8	13,2	244	0,5	0,4 7	13	13,71	13,90	13,41
8	11	В-17В	2892,8-2896,8	17,5	252	0,8	0,2 2	17,5	19,68	17,69	17,06
9	11	В-19В	2939,6-2943,8	15,4	248	0,7	0,1 9	16	17,51	16,13	16,59
10	11	В-20	2982,4-2987,2	20,5	256	1	0,1 2	19,5	22,94	19,70	18,67
11	12	В-15	2687,6-2706,4	21,2	268	0,8	0,0 8	21,5	18,78	20,06	21,22
12	12	В-16	2729,6-2733,2	19,4	264	0,7	0,3 3	17,9	17,87	19,01	18,29
13	12	В-17В	2736,4-2738,0	16,5	258	0,5	0,2 8	16,9	13,17	16,07	17,63
14	12	В-17В	2752,0-2758,4	21,3	266	0,8	0,0 6	21	18,78	19,72	21,03
15	12	В-17Н	2759,0-2776,0	22,2	276	0,9	0,1 8	22,3	21,49	22,53	21,81
16	12	В-18	2777,6-2779,6	20	274	0,7	0,1 9	20,6	17,33	20,50	21,35
17	12	В-19Н	2820,4-2824,0	19,8	264	0,9	0,1 3	20,3	21,49	20,48	20,05
18	12	В-19Н	2820,4-2826,0	13,9	236	0,7	0,3 3	13,9	17,33	14,00	13,17

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	13	B-15	2826,8- 2828,0	8,2	216	0,7	0,43	7,8	17,51	10,66	8,63
20	14	B-15	2788,4- 2790,4	20,6	280	0,5	0,1	19,9	13,53	19,98	23,24
21	14	B-15	2790,4- 2811,2	20,6	280	0,7	0,12	21,5	16,97	21,38	23,06
22	14	B-15	2813,6- 2816,4	12	252	0,6	0,39	13,7	14,80	15,71	15,57
23	21	B-15	2819,2- 2826,0	23	278	1	0,22	22,6	22,04	23,10	21,82
24	22	B-15	2782,2- 2783,6	18	252	0,9	0,1	18,2	20,77	18,14	18,12
25	26	B-15	2709,2- 2716,0	22,9	284	0,9	0,07	23,9	21,67	23,98	24,23
26	28	B-17H	2766,4- 2779,0	20	264	0,9	0,09	20,6	21,85	20,63	20,40
27	31	B-16	2750,8- 2770,0	20,8	280	0,8	0,14	22,4	19,68	22,48	22,89
28	32	B-15	2739,2- 2744,8	16,2	262	0,5	0,27	18,1	14,61	17,34	18,45
29	33	B-15	2742,4- 2755,6	22,2	271	1	0,06	21,9	22,04	21,90	21,94
30	41	B-20	2790,0- 2793,2	24,6	288	1	0,04	24,9	22,40	24,95	25,23
31	42	B-20	2810,8- 2818,8	24,5	288	1	0,07	24,7	22,04	24,81	24,97
32	42	B-20	2818,8- 2821,2	20,3	260	0,9	0,02	20,3	21,49	19,80	20,28
33	43	B-15	2883,6- 2885,6	7,6	200	0,6	0,04	6,8	15,70	7,18	9,13
34	45	B-17B	2844,0- 2845,8	20	280	0,5	0,23	20,1	13,89	20,13	22,10
35	47	B-19H	2843,6- 2846,0	19,7	256	1	0,04	19,5	22,40	19,48	19,37
36	48	B-20	2857,6- 2890,0	16,8	240	1	0,02	17	22,58	16,82	16,62
37	49	B-19B	2809,2- 2813,2	19,5	260	0,9	0,08	19,7	21,31	19,72	19,76
38	50	B-15	2859,2- 2867,2	18,7	260	0,9	0,11	19,4	20,59	19,43	19,49
39	50	B-16	2894,4- 2896,0	13,7	243	0,5	0,29	13,8	13,89	13,80	14,80
40	52	B-19H	2788,8- 2792,0	13	216	0,8	0,12	11,7	19,86	11,61	11,35

Від точності визначення коефіцієнта пористості, який характеризує ефективність порід-колекторів залежить достовірність підрахунку запасів вуглеводнів та подальше планування розробки родовища.

За даними лабораторних аналізів керн відібраного з свердловин пористість змінюється в межах 7,6-24,6%.

Оцінка достовірності результатів здійснювалася шляхом порівняння показників отриманих різними методами (АК(ПС), АК(ПС,ГК), АК(ГК) та ПС). З метою комплексної оцінки точності використовувалися статистичні показники – дисперсія середньоквадратичне відхилення, а також відносна та абсолютна похибка(табл. 4.2.).

Таблиця 4.2- Основні статистичні характеристики значення  $K_{п}$  за даними АК(ПС), АК(ПС,ГК), АК(ГК) та ПС

Метод ГДС	Статистичні характеристики визначення $K_{п}$				
	Кількість вимірів на зразках керну(n)	Абсолютна похибка ( $\Delta K_{п}$ ), %	Відносна похибка ( $\delta K_{п}$ ), %	Середньоквадратичне відхилення ( $\sigma K_{п}$ ), %	Дисперсія ( $DK_{п}$ ),%
АК (ПС)	40	0,74	0,05	4,08	16,63
АК (ПС, ГК)	40	0,59	0,04	4,36	19,02
АК (ГК)	40	1,08	0,07	4,21	17,69
ПС	40	2,70	0,19	3,14	9,88

За результатами розрахунків статистичних характеристик з визначення коефіцієнта пористості мною було встановлено, що абсолютна похибка і відносна похибка є найбільш достовірно за методом АК із врахуванням глинистості по методу ПС та ГК, а середньоквадратичне відхилення і дисперсія в геофізичному методі ПС (абсолютна похибка становила 0,59 %, відносна похибка становила 0,04 %, середньоквадратичне відхилення 3,14 % а дисперсія 9,88 %).

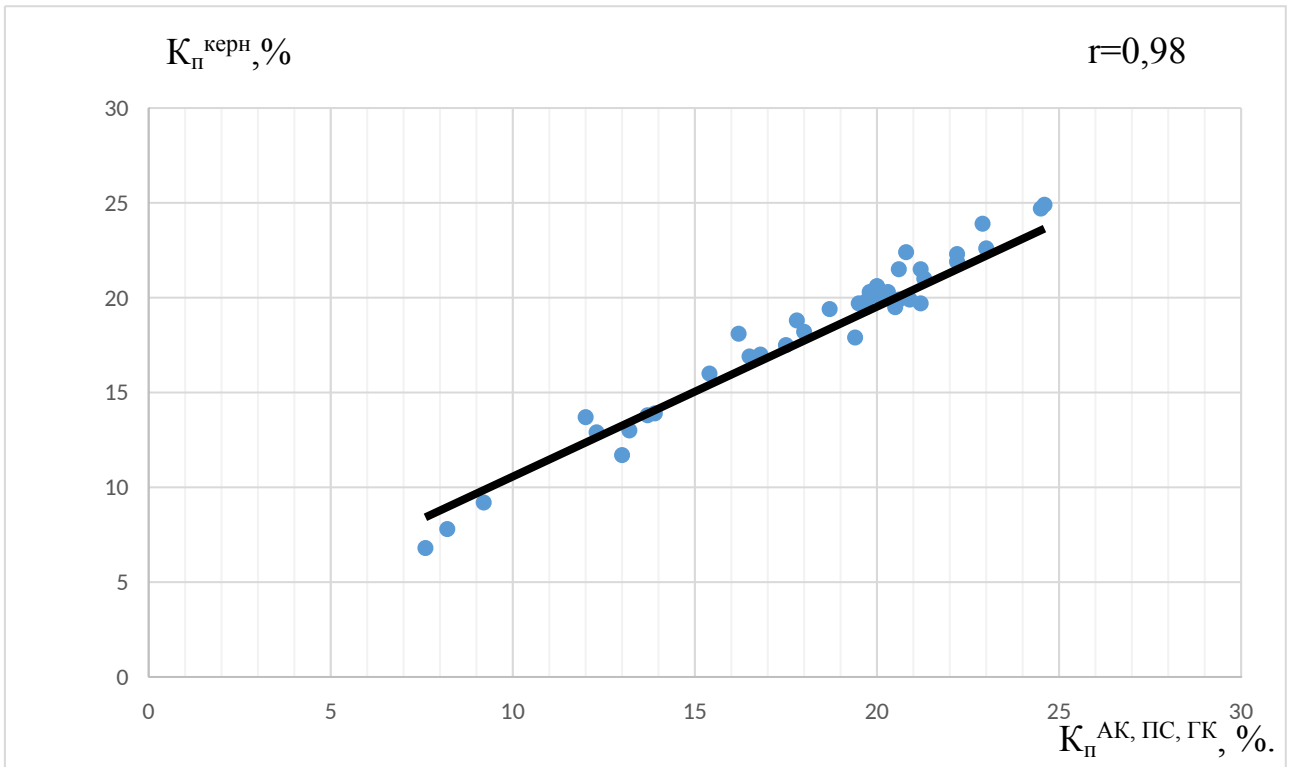


Рисунок 4.1 - Графік зіставлення  $K_{п}^{керна}=K_{п}^{АК, ПС, ГК}$ ,

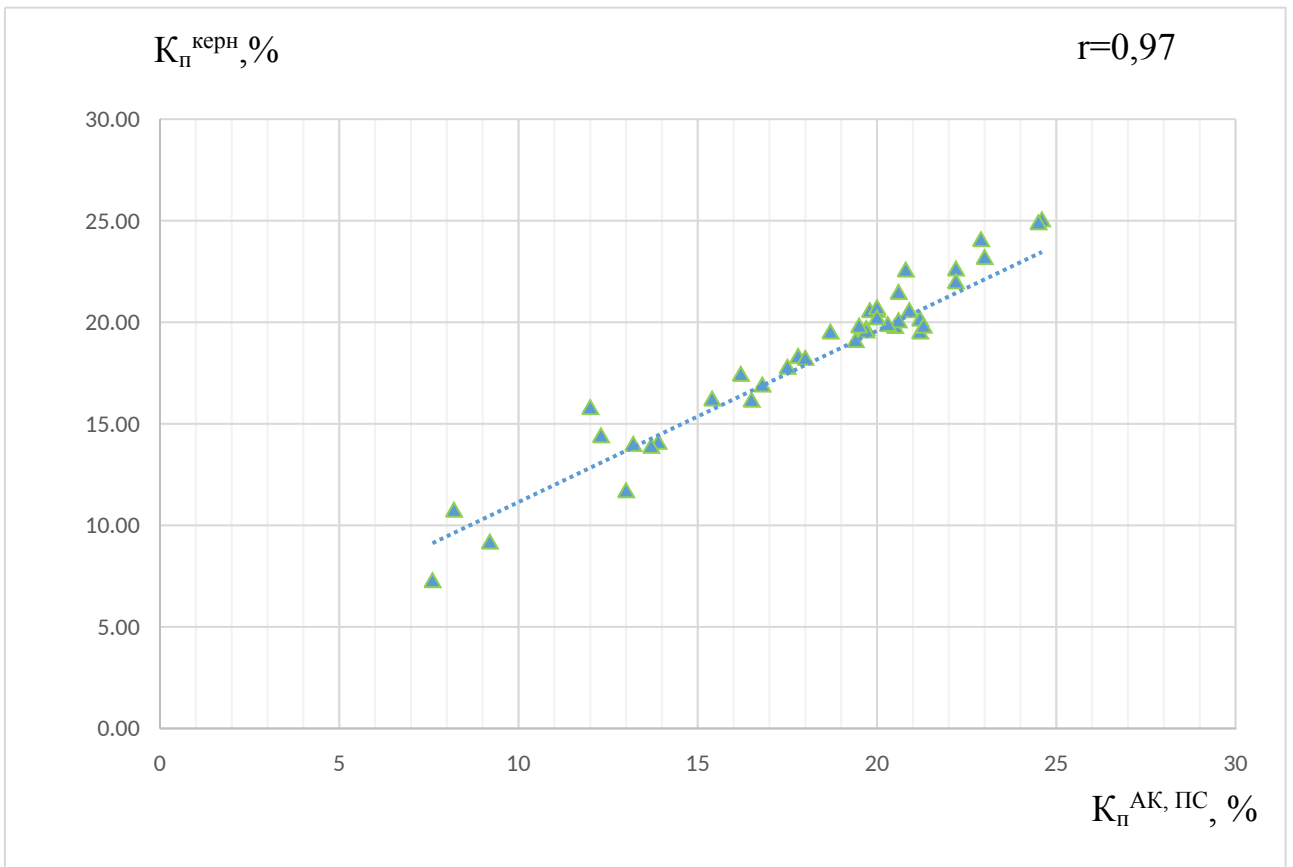


Рисунок 4.2- Графік зіставлення  $K_{п}^{керна}=K_{п}^{АК, ПС}$

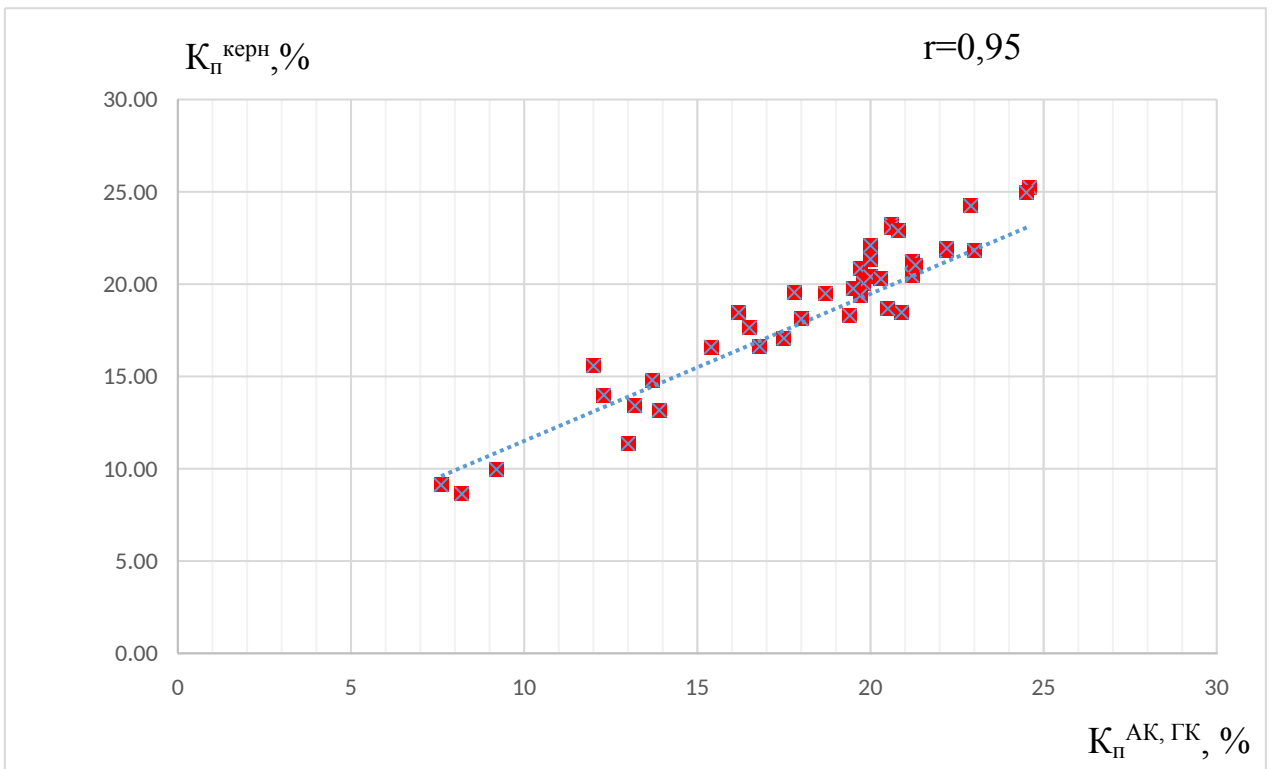


Рисунок 4.3- Графік зіставлення  $K_{п}^{керна}=K_{п}^{АК, ГК}$

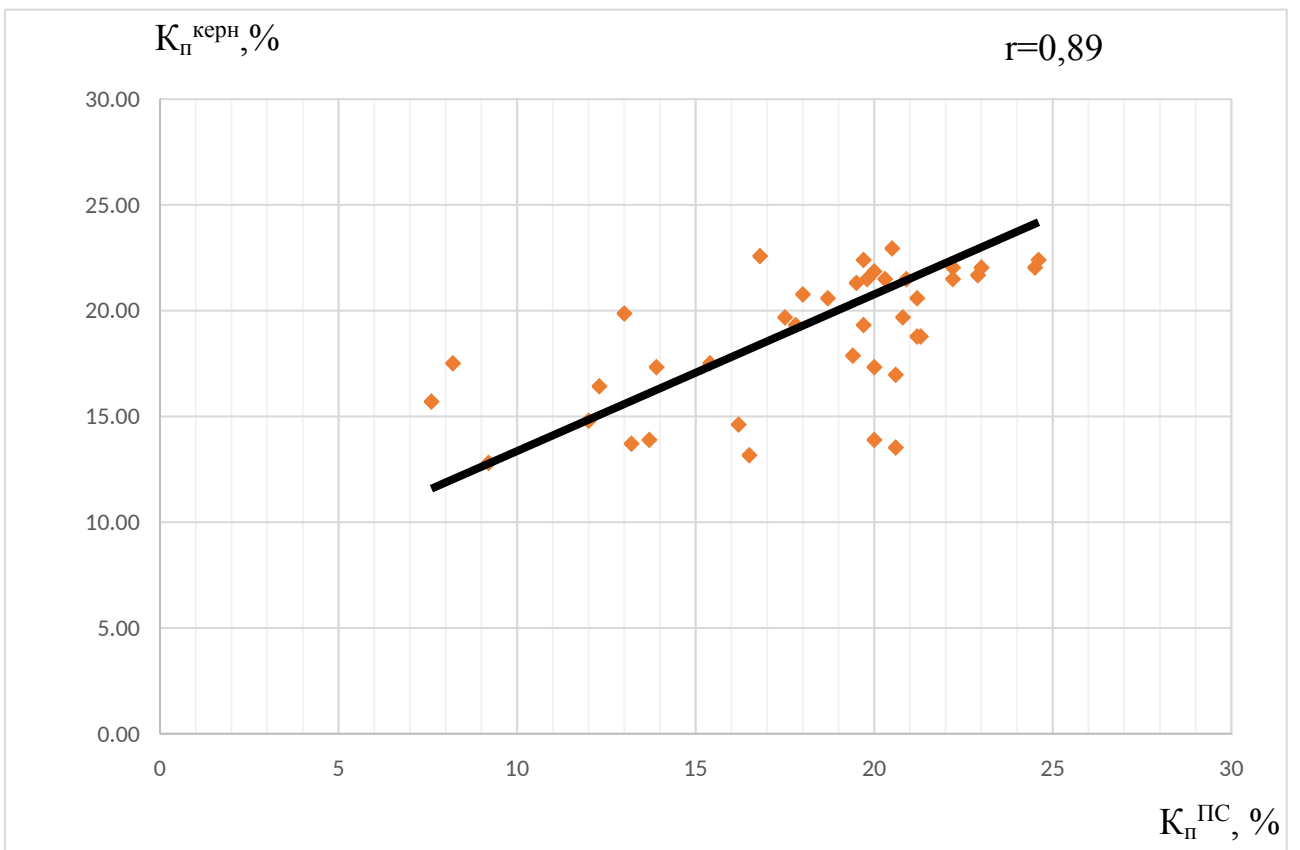


Рисунок 4.4- Графік зіставлення  $K_{п}^{керна}=K_{п}^{ПС}$

## ВИСНОВОК

У бакалаврській роботі проведено всебічне дослідження геолого-геофізичних характеристик Малодівицького нафтового родовища з метою оцінки достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів. Ретельно проаналізовано геологічну будову родовища, умови та методику проведення геофізичних досліджень свердловин, проведено обробку та інтерпретацію даних.

Оцінка достовірності підрахункових параметрів здійснювалася шляхом порівняння результатів геофізичних методів (АК(ПС), АК(ПС,ГК), АК(ГК) та ПС) з лабораторними даними керна. Показано, що найменші абсолютна похибка і відносна похибка є найбільш достовірно за методом АК із врахуванням глинистості по методу ПС та ГК, а середньоквадратичне відхилення і дисперсія в геофізичному методі ПС (абсолютна похибка становила 0,59 %, відносна похибка становила 0,04 %, середньоквадратичне відхилення 3,14 % а дисперсія 9,88 %). Це свідчить про необхідність комплексного підходу до оцінки пористості з урахуванням переваг різних методів.

Незважаючи на деякі обмеження, зумовлені технічними особливостями буріння та якістю геофізичних матеріалів, проведене дослідження дозволило успішно досягти поставленої мети та вирішити усі визначені завдання. Отримані результати можуть бути використані для уточнення параметрів колекторів та підрахунку запасів нафти у межах родовища.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Савчук О.В. "Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Малодівицького нафтового родовища". Київ 2020р., 304с.
2. Коваль Я.М., Федак І.О., Федоришин С.Д. Апаратура і технологія проведення геофізичних досліджень свердловин: навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 231с.
3. Степанюк В.П. "Фізичні властивості гірських порід", Навчальний посібник, Івано Франківськ: Факел, 2002р. 218с.
4. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин/ навчальний посібник. Івано-Франківськ/ ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
5. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Гаранін О. А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 256 с.
6. Старостін В.А. Апаратура та технологія геофізичних досліджень свердловин (Метрологічне забезпечення геофізичних вимірів у свердловинах): Навчальний посібник. Друге видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. 72 с.
7. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

## **БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА**

Тема бакалаврської роботи: «Оцінка достовірності визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів нижнього карбону Малодівицького нафтового родовища за результатами геофізичних досліджень».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 57 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація магістерської роботи в обсязі 19 слайдів.