

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

*Дурнота Святослав Григорович*

(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 550.830

(індекс)

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

*Виділення та оцінка продуктивних пластів-колекторів Березівського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин*

(назва роботи)

*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. Г. Дурнота*

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник *Пятковська Ірина Олегівна к геол. н., доцент*

(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри

*І.О.Федак*

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

**Івано-Франківськ - 2025**

# Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Природничих наук

Кафедра Нафтогазової геофізики

Освітній рівень другий (бакалаврський)

Спеціальність 103 – Науки про Землю

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри Федак І. О.

«  »    20   року

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

Дурноті Святославу Григоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Виділення та оцінка продуктивних пластів-колекторів Бережівського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин

керівник роботи Пятковська Ірина Олегівна к геолог. н., доцент,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом закладу вищої освіти від "3" квітня 2025 року № 245/9

2. Строк подання студентом роботи 9 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи спеціалізована література

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

Вступ. 1. Геологічна частина. Географо-економічна характеристика району робіт. Огляд, аналіз та оцінка раніше проведених робіт. Геологічна характеристика об'єкта робіт. Властивості і склад нафти, газу та води. 2. Обґрунтування методик виділення та оцінки колекторів. Технологія проведення геофізичних досліджень. Теоретичні основи визначення параметрів пластів-колекторів 3. Методика інтерпретації геофізичних матеріалів Виділення пластів-колекторів. Результати оцінки продуктивних пластів

4. Структурна карта продуктивного горизонту В-21 Бережівського родовища 5. Комплекс геофізичних методів дослідження свердловини (св. №1-Бережівська) 6. Схема кореляції розрізів свердловин нижньокам'яновугільних відкладів 7. Співставлення  $\Delta T$  і  $\Delta I_{\gamma}$  для карбонатних пластів 8. Співставлення ПЕО з  $\alpha_{nc}$  випробуваних пластів 9. Співставлення ПЕО з  $K_p$  випробуваних пластів

5. Перелік графічного матеріалу 1. Оглядова схема району робіт 2. Зведений геолого-геофізичний розріз Бережівського родовища 3. Геологічний розріз по лінії I-I Бережівського родовища 4. Структурна карта продуктивного горизонту В-21 Бережівського родовища 5. Комплекс геофізичних методів дослідження свердловини (св. №1-Бережівська) 6. Схема кореляції розрізів свердловин нижньокам'яновугільних відкладів 7. Співставлення  $\Delta T$  і  $\Delta I_{\gamma}$  для карбонатних пластів 8. Співставлення ПЕО з  $\alpha_{nc}$  випробуваних пластів 9. Співставлення ПЕО з  $K_p$  випробуваних пластів



## Реферат

Бакалаврська робота: сторінок 46, рисунків 9.

Бакалаврська робота на тему - Виділення та оцінка продуктивних пластів-колекторів Бережівського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин.

Об'єкт дослідження – Бережівське нафтове родовище.

Метою геофізичних робіт є детальне дослідження продуктивних горизонтів на Бережівській площі з метою виділення та оцінка продуктивних пластів-колекторів.

У даній бакалаврській роботі згідно теми висвітлені питання трьох розділів.

Здійснено аналіз геолого-геофізичних особливостей досліджуваного регіону, встановлено стратиграфічну будову, тектоніку та просторове положення продуктивного горизонту В-21.

Обрано методики геофізичного дослідження свердловин та їх для проведення.

Також написано про результати обробки геофізичних досліджень свердловин та з'ясовано, що головним колектором виступають теригенні пісковики.

Отримані результати мають важливе практичне значення для оптимізації подальшого розроблення родовища, вибору обґрунтованих технологічних рішень при проектуванні експлуатаційних свердловин, а також для підрахунку запасів.

Ключові слова: каротаж, свердловина, геофізичні дослідження свердловин, порода-колектор, пористість, проникність, геологічна будова.

## **ABSTRACT**

Bachelor's Thesis: 46 pages, 9 figures.

Title: Identification and Evaluation of Productive Reservoir Layers of the Berezhivske Field Based on Well Logging Data.

Object of study – Berezhivske oil field.

The purpose of the geophysical work is to conduct a detailed study of productive horizons within the Berezhivska area to identify and evaluate productive reservoir layers.

This bachelor's thesis addresses the issues outlined in three sections in accordance with the topic.

An analysis of the geological and geophysical characteristics of the study area was carried out, including the stratigraphic structure, tectonic setting, and spatial position of the productive horizon B-21. Well logging methods were selected and justified for field application. The results of well log data processing are also presented. It was determined that the main reservoir is composed of terrigenous sandstones.

The findings have significant practical value for optimizing further field development, selecting appropriate technological solutions for designing production wells, and for hydrocarbon reserve estimation.

Keywords: well logging, borehole, geophysical well investigations, reservoir rock, porosity, permeability, geological structure.

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

АКЦ - акустична цементометрія;

ГДС - геофізичні дослідження свердловини;

ДКЗ - державна комісія України по запасах корисних Копалин;

ДДз - Дніпровсько-Донецька западина;

$K_{п}^{гр}$  - граничне значення коефіцієнту пористості;

$K_{гли}^{гр}$  - граничне значення коефіцієнту глинистості;

$K_{гли}$  - коефіцієнт глинистості;

$K_{пр}$  - коефіцієнт проникності;

$K_{н}$  - коефіцієнт нафтонасиченості;

$K_{п}$  - коефіцієнт пористості;

ОЦК - об'ємної цільової концентрації;

ПЕО - питомих електричних опорів;

ПС - потенціал самочинної поляризації;

СТП - стандартні термобаричні параметри;

УкрНГІ - Український нафтогазовий інститут;

$\rho$  – густина;

P - пластовий тиск.

## Зміст

Вступ.....	8
1. Геологічна частина.....	10
1.1 Географо-економічна характеристика району робіт .....	10
1.2 Огляд, аналіз та оцінка раніше проведених робіт.....	10
1.3 Геологічна характеристика об'єкта робіт .....	11
1.4 Властивості і склад нафти, газу та води.....	24
2. Обґрунтування методик виділення та оцінки колекторів.....	30
2.1 Теоретичні основи геофізичних методів дослідження.....	30
2.2 Технологія проведення геофізичних досліджень.....	32
2.3 Теоретичні основи визначення параметрів пластів-колекторів .....	34
3. Результати інтерпретації геофізичних матеріалів.....	36
3.1 Виділення пластів-колекторів.....	36
3.2 Результати оцінки продуктивних пластів.....	44
Висновки.....	47
Перелік посилань.....	48

## Вступ

Бережівське нафтове родовище, розташоване в Ічнянському районі Чернігівської області, характеризується складною геологічною будовою та неоднорідними колекторами, що ускладнює оцінку їхньої продуктивності. Актуальність теми зумовлена необхідністю вдосконалення методик виділення та оцінки пластів-колекторів за допомогою геофізичних досліджень свердловин (ГДС) для підвищення точності прогнозування нафтогазонасиченості та оптимізації видобутку.

Мета даної роботи полягає у виділенні та оцінці продуктивних пластів-колекторів Бережівського нафтового родовища на основі комплексу геофізичних досліджень свердловин.

Завдання роботи:

1. Проаналізувати геологічну будову та літолого-стратиграфічні особливості Бережівського родовища.
2. Оцінити петрофізичні характеристики пластів-колекторів горизонту В-21 за даними ГДС.
3. Виконати інтерпретацію матеріалів каротажу (стандартного, бокового, акустичного, радіоактивного) для визначення пористості, проникності та нафтонасиченості.
4. Встановити граничні значення колекторських параметрів для виділення продуктивних пластів.

Об'єктом дослідження є продуктивні пласти-колектори Бережівського нафтогазового родовища.

Предметом дослідження є актуальний характер насичення пластів-колекторів, а також їх фільтраційно-ємнісні параметри, отримані з аналізу даних ГДС.

Використані методи дослідження включають: аналіз даних стандартного, бокового, мікро-, індукційного, акустичного та радіоактивного каротажу, кавернометрії, випробувань пластів на кабелі та трубах, лабораторні

дослідження керна матеріалу, статистичну обробку геофізичних даних із використанням спеціалізованого програмного забезпечення.

Структура роботи складається зі вступу, трьох основних розділів, висновків, переліку використаних джерел. У першому розділі розглянуто геологічну будову родовища, у другому – обґрунтовано методики, у -третьому виділення та оцінки колекторів за даними ГДС. У висновках узагальнено результати дослідження.

## **1. Геологічна частина**

### **1.1 Географо-економічна характеристика району робіт**

В адміністративному відношенні Бережівське нафтове родовище знаходиться на території Ічнянського району, Чернігівської області на відстані 30 км на захід від с.м.т. Ічня.

Найближчими великими населеними пунктами є Ніжин (90 км), Прилуки (50 км) і Бахмач (40 км). Поряд з родовищем проходить залізнична колія Бахмач-Ромни-Рамодан. Найближчими залізничними станціями є станції Парафієвка, Дмитріївка, Ічня [1].

В 4 км на південний-схід від Бережівського родовища знаходяться Ярошівське і Північно-Ярошівське нафтові родовища, запаси яких затверджені в ДКЗ СРСР в 1982 році. Не далеко від родовища проходить нафтопровід Софіївка-Ярошівка і газопровід Великі Бубни-Червоні Партизани. Територія родовища приурочена до водорозділу річок Смош і Лисогор, які є притоками річки Удай. Ріки не судноплавні. Заплави рік заболочені, вкриті чагарником і торфовищем.

Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від 108,5 м до 180 м.

Клімат району помірно-континентальний. Середня річна температура повітря складає +7 °С. Середньорічна кількість опадів складає приблизно 600 мм. Протяжність осінньо-зимового періоду – 4-5 місяців.

Промерзання ґрунту досягає 1-1,2 м.

Переважаючий напрям вітрів – північно-західний літом і південно-західний в інші пори року.

В економічному відношенні район є сільськогосподарським.

### **1.2 Огляд, аналіз та оцінка раніше проведених робіт**

Підняття було зафіксоване геофізичними роботами 1971-1972 рр. у середньокам'яновугільних відкладах по сейсмічному горизонту. Пошуково-розвідувальне буріння розпочато в 1975 р. свердловиною 1, а в 1978 р. з нижньокам'яновугільних відкладів одержано перший приплив нафти дебітом

112,8 м<sup>3</sup>/ добу на 8-мм штуцері. В наступному році родовище включене до Державного балансу. Розвідувальні роботи закінчені в 1983 р (рис. 1.1).

На площі пробурено п'ять свердловин, чотири з яких (1, 3, 5, 7) – в контурі нафтоносності та одна (6) – законтурна. Ними розкритий комплекс відкладів від четвертинних до турнейських.

Підняття являє собою куполовидну симетричну складку, видовжену в =20-30 м. Її розміри в межах ізогиси -4050 м 2,5x1,7 км, амплітуда 60 м.

В 1984 р. родовище введене в дослідно-промислову експлуатацію. Розробка здійснюється двома свердловинами (3, 7), які переведені з категорії розвідувальних в експлуатаційні. За її результатами режим покладу пружноводонапірний. З 1958 р. експлуатація свердловин ведеться механізованим способом [5]. Темпи відбору нафти на прогнам пералних п'яти років склали по 3.2% початкових запасів за рік, в наступні роки 1,1-0,8%, співвідношення кількості води і нафти 0,39. На 1.01 1994 р. виробленість видобувних запасів вуглеводнів становить 21,2%. Родовище знаходяться в розробці.

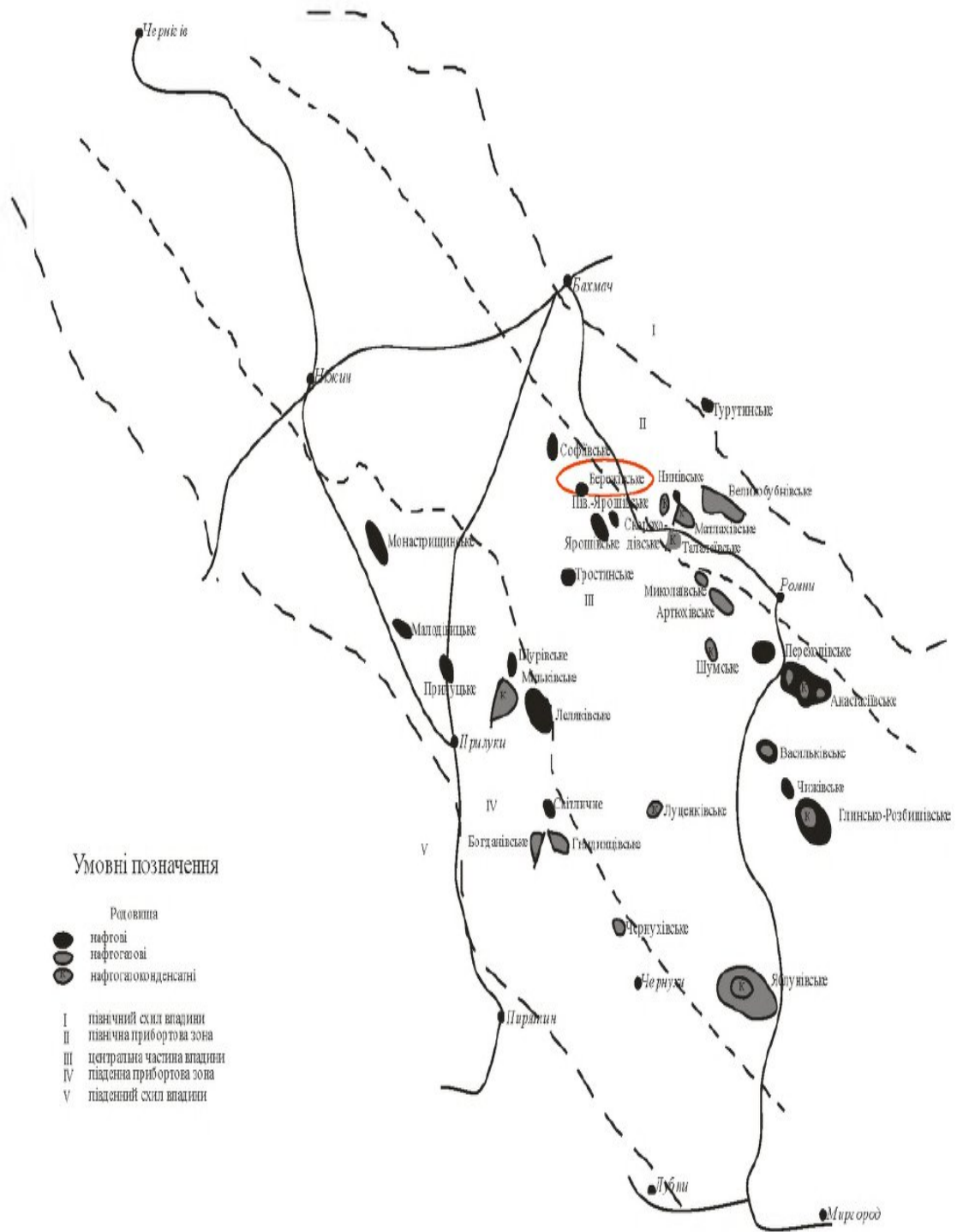
### **1.3 Геологічна характеристика об'єкта робіт**

#### **1.3.1 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу**

Комплекс осадових порід, який утворює Бережівське підняття, залягає безпосередньо на кристалічному фундаменті і представлений палеозойськими, мезозойськими та кайнозойськими відкладами [1].

Бурінням свердловин розкритий розріз від четвертинних до турнейських відкладів включно. За умовами осадконакопичення і промислово-геофізичної характеристики осадовий розріз Бережівського нафтового родовища подібний з сусідніми площами (Софіївською, Ярошівською, Петрушівською та ін.) (рис 1.2).

Бережівська площа складена з четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, юрських, тріасових, пермських, кам'яновугільних, девонських систем.



**Рисунок 1.1 - Оглядова схема району робіт**

**Палеозойська ера** представлена відкладами девонської, кам'яновугільної і пермської систем.

### **Девонська система (D)**

Відклади девонської системи широко розповсюджені в Дніпровсько-Донецькій западині і відрізняються своєрідністю поширення і літологічного складу. На бортах западини і на окремих високо припіднятих виступах відклади девонської системи відсутні чи мають обмежене залягання. Більш повний їх розвиток і великі товщини характерні для депресійних зон.

В межах Бережівського підняття, розміщеного в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, відклади девонської системи не розкриті.

### **Кам'яновугільна система (C)**

Відклади кам'яновугільної системи широко поширені по всій ДДз. На Бережівському родовищі вони представлені всіма відділами: нижнім, середнім і верхнім. Розкрита товщина кам'яновугільних відкладів складає 1658-2131 м.

**Турнейський ярус (C1t).** Літологічний розріз турнейського ярусу складений теригенними строкатими каолінізованими різновидностями порід, серед яких керном охарактеризовані пісковики, алевроліти і аргіліти.

Пісковики сірі, світло-сірі з зеленуватим і буруватим відтінком, дрібно- і середньозернисті, прошарками до грубозернистих, кварцевополевошпатового складу.

Алевроліти переважно сірі і коричнево-бурі (строкаті), за складом кварцевополевошпатові, сильно глинисті.

Аргіліти червоно-бурі в зеленувато-сірих розводах та плямах, з відбитками обуглених рослинних залишків, деколи алевритисті з гніздоподібним включенням піриту, каолінізовані, щільні.

Найбільш повний розріз турнейських відкладів товщиною 339 м розкритий свердловиною 1.



Верхня границя турнейського ярусу проводилась по підшві літологічно найбільш витриманого піщаного пласта, який добре розповсюджується по площі.

**Візейський ярус (C1v).** На Бережівському нафтовому родовищі відклади візейського ярусу представлені нижнім і верхнім під'ярусами.

**Нижньовізейський під'ярус (C1v1).** Відклади нижньовізейського під'ярусу залягають з великим стратиграфічним неузгодженням на підстилаючих утвореннях і представлені переважно теригенними породами з незначними включеннями карбонатних порід.

Літологічний розріз нижнього візею представлений двома чітко вираженими товщами: нижньою - піщано-глинистою і верхньою глинистокарбонатною. У відповідності з прийнятою схемою стратиграфічного розчленування карбону вони (умовно) відносяться відповідно до XIV і XIII мікрофауністичних горизонтів.

Верхня границя нижньовізейських відкладів палеонтологічно обґрунтована і проводиться в покрівлі глинисто-карбонатної товщі.

Піщано-глиниста товща літологічно представлена пісковиками світло-сірими, різнозернистими з прошарками аргілітів темно-сірих до чорних, горизонтально-шаруватих, не карбонатних.

Глинисто-карбонатна товща представлена вапняками з прошарками аргілітів і створює так звану карбонатну плиту, яка являється регіональним маркуючим репером Rv1.

Аргіліти темно-сірі до чорних, шаруваті, вапнякові, перехідні у вапняки. Вапняки темно-сірі, скритокристалічні, більшою частиною окремілі, часто шламово-детритові, нерівномірно глинисті. Розкрита товща відкладів нижньовізейського ярусу коливається від 21 м до 146 м.

**Верхньовізейський під'ярус (C1v2).** Верхньовізейські відклади залягають на підстилаючих породах з великим неузгодженням. Перекриваються відклади верхнього візею з стратиграфічним переривом

утвореннями нижньосерпухівського під'ярусу. Нижня границя проводиться за результатами палеонтологічних досліджень з врахуванням промислово-геофізичної характеристики в підшві одноманітної глинисто-карбонатної товщі ХІа мікрофауністичного горизонту.

Літологічний розріз верхньовізейського під'ярусу представлений відносно ритмічним чергуванням темно-сірих, шаруватих, вуглистих аргілітів і алевролітів, а також значною товщею пластів пісковиків і вапняків. За характером осадконакопичення ці відклади поділяються на дві літологічні товщі: нижня - карбонатно-глиниста і верхня - піщано-глиниста. Пласти вапняків в розрізі розміщені окремими групами і характеризуються досить стійким розповсюдженням. Деякі з прошарків вапняків виділяються в якості маркуючих. В розрізі верхньовізейських відкладів виділяються три мікрофауністичні горизонти: ХІа, ХІІ і нерозділений ХІ-Х.

Відклади ХІа мікрофауністичного горизонту представлені темно-сірими, шаруватими, вуглистими аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків. Відзначаються прошарки вапняків, добре витриманих по площі, що значно полегшує кореляцію відкладів цього горизонту, в тому числі пласта, який на родовищі містить продукцію. Продуктивний пласт В-21 добре охарактеризований керном і літологічно представлений пісковиками світло - сірими, різнозернистими, кварцовими з прошарками аргілітів темно-сірих до чорних, щільних, а також органічно-детритовими вапняками червоного і сірого кольору з нерівномірно розвинутою системою тріщин.

ХІІ мікрофауністичний горизонт включає невелику кількість розрізу верхньовізейського під'ярусу. Літологічно розріз представлений перешаруванням товстих пластів пісковиків, аргілітів і алевролітів з прошарками вапняків. Розріз цього горизонту добре охарактеризований керном.

Аргіліти і алевроліти сірі, темно-сірі, шаруваті, слюдисті з чисельними рослинними залишками. В розрізі ХІІ горизонту виділяються чотири пласти пісковиків, які на родовищі є водонасиченими.

XI-X горизонт представлений темно-сірими, шаруватими аргілітами, алевролітами з прошарками світло-сірих середньо- і дрібнозернистих пісковиків. В складі цього мікрофауністичного горизонту виділяються пласти пісковіку.

Товща відкладів верхньовізейського ярусу на родовищі коливається в межах 365-412 м.

**Серпухівський ярус (C1s).** На родовищі розріз серпухівського ярусу охарактеризований керном в свердловинах 1, 2, 3, 4 і 6. Судячи по керну і каротажних діаграмах, розріз представляє собою алевроліто-глинисту товщу з прошарками пісковиків і вапняків. Останні найчастіше зустрічаються в середній і верхній частині розрізу.

В літологічному відношенні відклади серпухівського ярусу підрозділяються на два під'яруси: нижньосерпухівський (в об'ємі IX мікрофауністичного горизонту) і верхньосерпухівський (в об'ємі VI-VII мікрофауністичного горизонту).

### **Середній відділ (C2)**

Відклади цього відділу виділяються в об'ємі башкирського і московського ярусів, які незгідно залягають на відкладах серпухівського ярусу.

**Башкирський ярус (C2b).** Відклади ярусу поділяються на дві літологічні товщі: карбонатну та глинисто-алевролітову, які відповідають нижньому і верхньому під'ярусам. В свою чергу на умовах осадконакопичення, літологічних особливостях порід, з врахуванням промислово-геофізичних даних та згідно існуючої стратиграфічної схеми кожний з під'ярусів поділений на більш дрібніші стратиграфічні одиниці.

**Московський ярус (C2m).** Відклади московського ярусу залягають на підстилаючих відкладах без стратиграфічної перерви. За умовами осадонакопичення з врахуванням промислово-геофізичних даних розрізу ярус поділяють на три товщі. Розріз керном на родовищі не охарактеризований.

Літологічно відклади складені переважно аргілітами, алевролітами і пісковиками. Останні зосереджені, головним чином, в верхній частині розрізу, де вони формують пласти до 20-25 м. В розрізі помітно прошарки вапняків товщею від 1 м до 2 м. В покрівлі ярусу розвинута товща глинистих порід з прошарком маркуючого вапняку.

Загальна товщина відкладів ярусу коливається в межах від 236 м до 323 м.

### **Верхній відділ (Сз)**

На відкладах московського ярусу відповідно залягає товща порід, представлена чергуванням пачок пісковиків, алевролітів і аргілітів з рідкими тонкими прошарками вапняків. Розріз охарактеризований керном в свердловині 1 і представлений аргілітами зеленувато-сірими, алевритистими, не вапняковистими.

Промислово-геофізична характеристика цього розрізу одноманітна. Звертає на себе увагу строге ритмічне чергування окремих піщаних і глинистих пачок. Прошарки карбонатних порід, як правило, приурочені до глинистих пачок. Алевроліти в розрізі мають поодинокі розповсюдження і є перехідними відмінностями між пісковиками та аргілітами.

Товщина цих відкладів не перевищує 407 м.

### **Пермська система (Р)**

Відклади пермської системи на досліджуваній площі представлені нижнім відділом.

Відповідно залягають на породах верхнього карбону. Вони представлені ассельським і сакмарським ярусами в складі никитівської, слав'янської і краматорської світ. В складі ассельського ярусу виділяються никитівська і слав'янська світи, а в складі сакмарського ярусу виділяється краматорська світа.

### **Тріасова система (Т)**

На дослідній площі розвинуті відклади тріасу, які залягають на підстилаючих відкладах пермі з кутовим і стратиграфічним неузгодженням.

В відкладах тріасу по фаціально-літологічним ознакам виділяються чотири товщі: піщано-глиниста, піщана, піщано-карбонатна та глиниста.

Піщано-глиниста товща представлена глинами яскраво колірними з прошарками пісковиків світло- і зеленувато-сірих і алевролітів.

Піщана товща представлена чергуванням пісковиків і пісків сірих, різнозернистих до гравелітистих, поліміктових з рідкими прошарками яскравоколірних піщаних глин.

Піщано-карбонатна товща виражена чергуванням пісків і пісковиків яскравоколірних, різнозернистих з яскравоколірними піщанистими глинами, рідше - вапняками.

Глиниста товща складена глинами яскравоколірними з прошарками пісків, пісковиків і алевролітів.

Потужність відкладів тріасової системи коливається від 698 м до 788 м.

### **Юрська система (J)**

Відклади даної системи представлені тільки середнім і верхнім відділом і неузгоджено залягають на глинистій товщі тріасу.

**Середньоюрські відклади (J2).** Підрозділяються на батський та байоський яруси, складені алевролітами та глинами сірими і голубувато-сірими. Їх товща складає 126-143 м.

**Верхньоюрські відклади (J3).** В об'ємі келовейського, оксфордського і кімеріджського ярусів, представлені глинами сірими та голубувато-сірими, піщанистими, карбонатними з прошарками кварцово-глауконітових пісковиків та сірих кременистих вапняків і мергелів.

Загальна товщина верхньоюрських відкладів 257-275 м.

### **Крейдова система (K)**

В об'ємі крейдової системи виділяються нижній та верхній відділи. В літологічному відношенні представлена піщано-глинистими відкладами. Їх товщина від 186 м до 200 м.

### **Палеогенова система (P)**

Ці відклади залягають неузгоджено на підстилаючих крейдових відкладах і представлені в об'ємі нерозчленованої пачки палеоцену (монтська світа), канівської, бучачської, київської світ еоцену (P2) і харківської світи олігоцену (P3). Вони складені, головним чином, глауконітово-кварцовими пісками прошарками червоно-бурих глин. Зустрічаються сіро-зелені мергелі, тонкі прошарки вапняків з фосфоритовими конкреціями. Товщина відкладів палеогену в розрізі родовища складає від 262 м до 268 м.

### **Неогенова та четвертинна система (Q+N)**

Нерозчленована товща неогенових та четвертинних відкладів виділяється в об'ємі полтавської світи, складеної сірими пісками, над якими залягають лесовидні суглинки і ґрунтово-рослинний шар. Потужність палеогенових та четвертинних відкладів складає від 104 м до 128 м.

На рисунку 1.3 зображено геологічний розріз Бережівської площі.

### **1.3.2 Тектоніка**

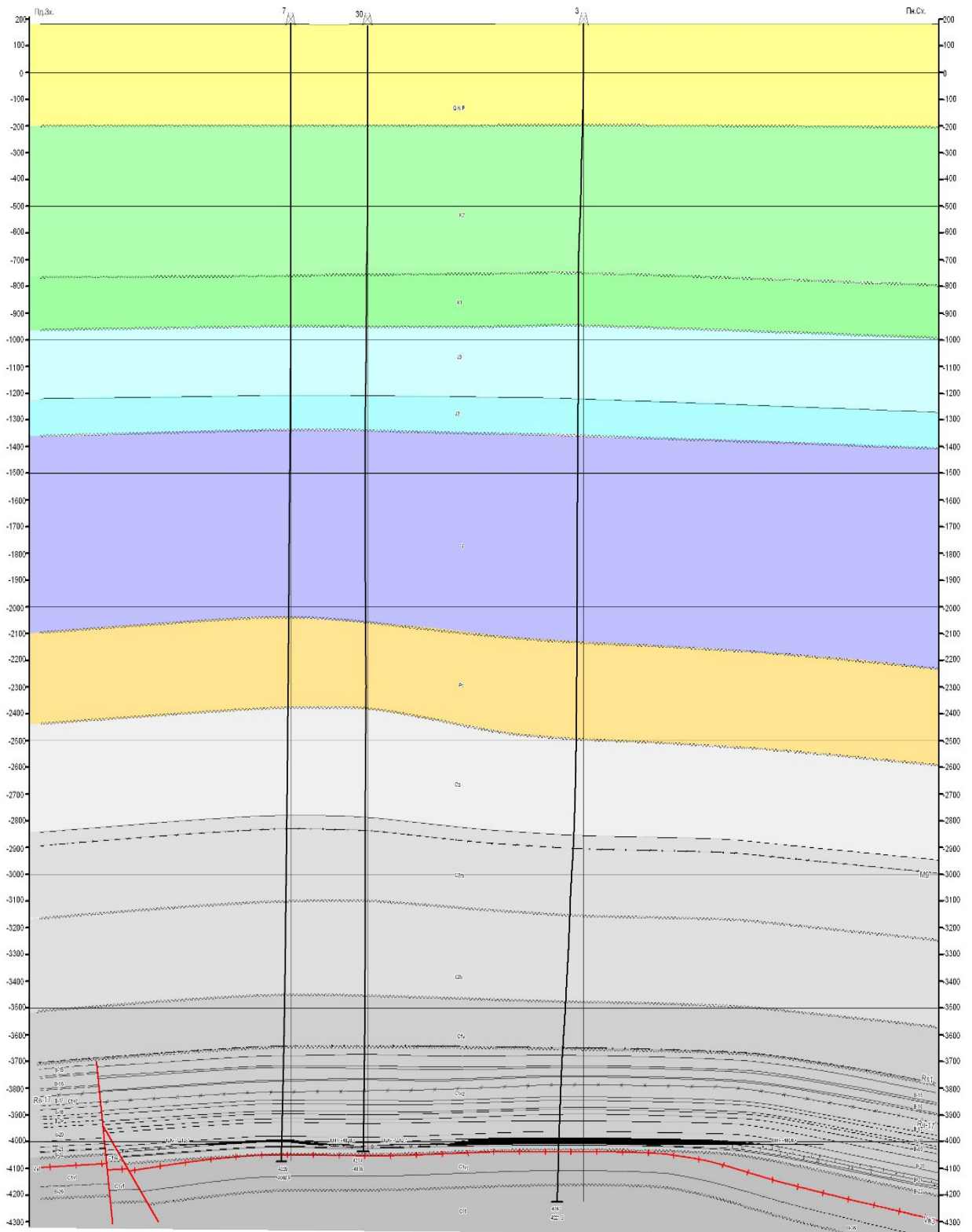
Бережівське нафтове родовище розміщене в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини.

Як і у всій Дніпровсько-Донецькій западині в межах північно-західної частини виділяють наступні основні тектонічні елементи:

- південна і північна бортові частини, яким в осадовому чохла відповідають південне і північне крило западини;
- південна і північна краєві частини Дніпровського грабена, які проявляються у вигляді прибортових прогинів;
- центральна частина грабена, яка охоплена двома, так названими, середніми зонами похованих валів;
- північно-східний і південно-західний, між якими розміщений центральний приосьовий прогин.

Бережівська антиклінальна структура приурочена до північно-східного схилу обширного Плисківсько-Лисогорського виступу кристалічного фундаменту, який входить в північно-східну зону похованих валів. На

північному заході цей виступ переходить в Брусилівсько-Кошелевський, а на сході через невеликий прогин об'єднується з Талалаївським виступом кристалічного фундаменту.



**Рисунок 1.3 - Геологічний розріз по лінії I-I Бережівського родовища**

На південному сході Плисківсько-Лисогорський виступ обмежується Срібнянською западиною, яка приурочена до приосьової частини центрального грабена, а на північному сході Дмитрівською локальною западиною. Абсолютні відмітки поверхні фундаменту в межах виступу коливаються за даними КМПВ від мінус 4300 до мінус 5600 м, досягаючи мінус 6000 м і більше у западинах.

Тектонічними порушеннями Плисківсько-Лисогорський виступ фундаменту розбитий на ряд крупних блоків, які за даними сейсморозвідки знаходять відображення і в підсольових девонських відкладах.

Бережівське кам'яновугільне підняття відповідає південно-східній частині Пролетарського блоку виступу кристалічного фундаменту. Поверхня фундаменту в районі Бережівської площі на глибині 5400-5500 м, занурювалась з північного заходу на південний схід.

Тектонічна будова осадового чохла північно-західної частини у великій степені ускладнена проявленням соляного тектогенезу. Бережівська структура, де товщина девонської солі складає 100-300 м, також зазнала впливу соляної тектоніки. За даними сейсмічних досліджень підняття прослідковується по всіх відбиваючих горизонтах від надсольового девону (горизонт VI<sub>3</sub>) до башкирських відкладів (горизонт Vб<sub>2</sub>).

У нижньопермських відкладах (горизонти IVГ і IVб) підняття не проявлялось. В нижньокам'яновугільних відкладах по відбиваючому сейсмічному горизонту Vв<sub>3</sub>, який приурочений до покрівлі нижньовізейської карбонатної плити, яка залягає на 25-30 м нижче продуктивного горизонту В-21, Бережівське підняття представляє собою антиклінальну складку майже ізометричної форми, розкриту і посічену тектонічними порушеннями амплітудою 20-30 м з сторони Західно-Бережівського підняття. Найбільшприпіднята частина підняття оконтурена ізогіпсою мінус 4050 м, злегка витягнута в широтному напрямку і має розміри 2,55 x 1,7 км. Амплітуда підняття приблизно 60 м. Склепіння складки дуже полого. Найбільш крутим

являється північно-східне крило структури. Кути падіння пластів перевищують  $5^\circ$ .

Бережівське підняття обмежено також порушенням з південного заходу і південного сходу. Вказані диз'юнктивні порушення за даними сейсмозвідки прослідковуються тільки в низах осадового чохла, починаючи з відбиваючого горизонту  $V_{в3}$ , де їх амплітуда мінімальна і складає всього 20-30 м. Площини порушень нахилені під кутами  $30-45^\circ$ : західного - на північний захід, південного - на північ, східного - на південний схід.

По відкладах башкирського ярусу (відбиваючий горизонт  $V_2^6$ ) відмічалось зміщення склепіння, приблизно на 1 км, в південно-західному напрямку (район свердловини 7). Західно-Бережівське підняття у відкладах нижньокам'яновугільного віку (відбиваючий сейсмічний горизонт  $V_{в3}$ ) виділяється у вигляді самостійного структурного елемента, розміщеного на 100 м гіпсометрично вище Бережівського і представляє собою терасу типу структурного носу, приєднану до тектонічного порушення із сторони Софіївської площі.

Структура утруднена невеликим склепінням, яке в межах замкнутої ізогіпси мінус 3950 м має розміри  $1 \times 0,75$  км і в межах якого пробурена пошукова свердловина 2.

Від Бережівського підняття Західно-Бережівська структура виділяється двома скидами незначної амплітуди (до 30 м) широтного північно-східного напрямку, які утворюють неглибокий грабен, який піднімається на північний захід. В більш молодих відкладах Західно-Бережівське підняття не простежується.

За результатами буріння свердловини 30 було уточнено будову Бережівської структури. По відкладах горизонту В-21 структура представляє собою брахіантикліналь північно-східного простягання з двома склепіннями незначної амплітуди в районі свердловин 3 (амплітуда склепіння 15 м) та (амплітуда 5 м), які розділені прогином в районі свердловини 30. Крила

складки пологі, кути падіння пластів до  $5^\circ$ . Найбільш припіднята частина структури в районі свердловини 3 оконтурена ізогіпсою мінус 3990 м. Розміри підняття становлять 3,2 км x 2,5 км. Амплітуда підняття приблизно 60 м. Структура з північного-заходу, заходу, півдня і південного-сходу обмежена тектонічними порушеннями незначних амплітуд 5-20 м.

Проаналізувавши результати буріння свердловин і зіставивши їх з сейсмічними матеріалами по відбиваючому горизонту  $V_{в3}$  відмічаємо низьку якість останніх. В сейсмоматеріалах не відображається перегин в районі свердловини 30. У зв'язку з відсутністю свердловин на північно - східному крилі структури, які б підтверджували дані сейсміки, та аналізуючи структурно-тектонічну будову складки загалом, ми вважаємо, що крило складки є більш пологіе (до  $5^\circ$ ).

### **1.3.3 Корисні копалини**

Основними корисними копалинами є нафта, газ, вугілля і кам'яна сіль. Перші дві пов'язані з мезо-кайнозойськими породними комплексами, вугілля є прерогативою кам'яновугільних розрізів, а кам'яна сіль — пермських.

Корисні копалини Бережівської площі представлені нафтою. В 1978 р. при випробуванні свердловини з інтервалу 4169 - 4189 м, приуроченого до верхньовізейських відкладів (горизонту В-21), отримано промисловий приплив.

### **1.4 Властивості і склад нафти, газу та води**

Дослідження фізико-хімічних властивостей нафти і газу продуктивного горизонту В-21 здійснювалось в лабораторіях сейсмозвідувальної тематичної партії по геологічним дослідженням (рис. 1.4). Вивчення фізичних властивостей нафти в пластових умовах і аналіз товарно-технологічних властивостей нафти виконано лабораторіями УкрНІГРІ.



### **1.4.1 Властивості нафти в пластових умовах**

Пластова система горизонту В-21 відноситься до недонасичених газом. Газонасиченість пластової нафти низька і складає 54 - 103 м<sup>3</sup>/т. Низькі газові фактори також встановлені при випробуванні свердловин і складають 30 - 43 м<sup>3</sup>/т. Нафта горизонту характеризується низьким коефіцієнтом усадки від 14,7 % до 22,2 %. Тиск насичення складає 2,9 - 9,8 МПа, динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти 0,43 - 0,59 мПа\*с.

### **1.4.2 Властивості нафти в стандартних умовах**

Нафта горизонту В-21 відноситься до групи легких нафт, представляє собою легкокорухому вуглеводневу рідину темно-коричневого кольору. Густина нафти 803,2 - 814,8 кг/м<sup>3</sup>, кінематичний коефіцієнт в'язкості 3,12 - 4,15 мм<sup>2</sup>/с, відносна молекулярна маса 159,5 - 174,1. Початок кипіння нафти 42 - 53 °С. Вихід світлих продуктів розгонки, які киплять при 300 °С, 60 % - 64 %, вихід бензинових фракцій 37 % - 43 %. Нафта малосірчиста, парафінова (від 1,92 % до 3,7 %), малосмолиста (2,5 % - 4,5 %). Вміст асфальтенів низький і не перевищує 1,94 %. Фізико-хімічні властивості нафти на родовищі у всіх свердловинах практично є однаковими.

За груповим складом нафта горизонту В-21 відноситься до метанонафтенного типу. Вміст метанових вуглеводнів від 54,6 % до 61,5 %, нафтових від 30,5 % до 38,7 %, ароматичних від 6,5 % до 8,1 %.

### **1.4.3 Фізико-хімічні властивості розчинених газів**

Фізико-хімічні властивості нафтового газу вивчені добре. Результати дослідження компонентного складу газу приведені в таблиці. Всі гази мають до 90 % - 94 % граничних вуглеводнів і відносяться до класу вуглеводнів жирних газів, типових для нафтових родовищ. Вміст метану від 41 % до 57 %, етану від 13 % до 18 %, пропану від 12 % до 20 %, бутану від 3,2 % до 9 %, пентану 0,8 %. Коефіцієнт сухості газу складає 0,8 - 1,8. Невуглеводнева частина газів в основному представлена азотом від 5 % до 10 % і

двоокисомвуглицю від 0,8 % до 2,8 %. Вміст частки гелію в газі є низькою і не перевищує від 0,01 % до 0,03 %.

#### **1.4.4 Фізичні властивості та хімічний склад підземних вод**

У гідрогеологічному відношенні Бережівська структура розміщена у північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, який характеризується розвитком потужних водоносних горизонтів і комплексів.

За гідрогеологічними особливостями в межах розрізу цього басейну чітко виділяють три зони: активного, утрудненого і дуже утрудненого водообміну.

Аналіз існуючого фактичного матеріалу по Бережівській площі дозволяє зробити наступні висновки:

- води продуктивної частини розрізу Бережівського родовища представляють собою високомінералізовані розсоли (до 260 мг/л) хлоркальцієвого типу, з високою ступінню метаморфізації і низькою сульфатністю;

- знаходячись у зоні дуже утрудненого водообміну, ці горизонти характеризуються наявністю різко відновленим становищем, який добре сприяє для накопичення і зберігання вуглеводневих покладів;

- пласти-колектори цієї частини розрізу створюють досить обширні гідрогеологічні резервуари, з відносно високою активністю пластових вод, про що свідчать значні дебіти свердловин при випробуванні водоносних об'єктів. Найбільш ємнісними і гідродинамічноактивними є горизонти В-17, В-18, В-19, В-20 і В-21;

- враховуючи активність вод везейського комплексу режим роботи покладу горизонту В-21 є пружньо-водонапірний;

Аналіз складу мікрокомпонентів показує, що підземні води деяких із випробуваних об'єктів мають кондиційне значення йоду і бромю. Проте у зв'язку з відносно невисокими дебітами свердловин по цих горизонтах і

великими глибинами, буріння спеціальних свердловин на даний поклад не здійснювалось.

## 1.6 Постановка геологічного завдання

Проаналізувавши геологічну будову Бережівського нафтового родовища можна визначити, що промислова нафтоносність родовища пов'язана з верхньовізейським під'ярусом та нижнього карбону.

На родовищі розкритий комплекс відкладів від четвертинних до турнейських. В свою чергу вони представлені алевролітами, вапняками, пісковиками, зустрічаються тонкі прошарки пористих пісковиків і пісків.

У бакалаврській роботі ставиться завдання, враховуючи згадані вище особливості геологічної будови родовища, спроектувати методи для вивчення геологічних розрізів свердловин Бережівського нафтового родовища.

В результаті виконання бакалаврської роботи буде запроектовано методику інтерпретації результатів геофізичних досліджень пластів-колекторів Бережівського нафтового родовища та їх оцінка.

**Висновок.** Проведено комплексний аналіз геолого-геофізичних та економіко-географічних особливостей Бережівського нафтового родовища, що розташоване в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини. Встановлено, що район робіт має сприятливі умови для ведення нафтовидобувних робіт, включаючи доступну транспортну інфраструктуру, помірно-континентальний клімат і сільськогосподарське спрямування економіки.

Проаналізовано результати попередніх геофізичних досліджень та буріння, що дозволило уточнити геологічну будову родовища, стратиграфію, тектоніку та особливості нафтоносного горизонту В-21. Визначено, що поклад має складну геологічну будову з високими фільтраційними властивостями колекторів і пружноводонапірним режимом роботи.

Характеристика нафти горизонту В-21 свідчить про її високу якість — це легка, малосірчиста, парафінова нафта з низькою в'язкістю. Газ, що

супроводжує нафту, належить до жирних вуглеводневих газів з невеликим вмістом неуглеводневих домішок. Пластові води характеризуються високою мінералізацією і низькою сульфатністю, що типово для зон дуже утрудненого водообміну.

Отримані результати свідчать про нафтопромислову перспективність району та підтверджують доцільність подальшого освоєння і розробки родовища з урахуванням геолого-технічних та гідродинамічних особливостей продуктивного горизонту.

## **2. Обґрунтування методик виділення та оцінки колекторів**

### **2.1 Теоретичні основи геофізичних методів дослідження**

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) – є одним з напрямків прикладної геофізики, де застосовуються геофізичні методи вивчення геологічних розрізів, технічного стану свердловин, способи ведення прострілкових робіт у свердловинах з метою пошуків, розвідки та розробки родовищ корисних копалин [12].

Також, завдяки їм можна отримати непрямі дані про літологічну будову порід, їх колекторські властивості, насиченість флюїдами, а також геометричні параметри пластів. Методи ГДС дозволяють визначати основні підрахункові характеристики навіть без безперервного керновідбору.

На дослідження свердловин Бережівського нафтового родовища застосовувались наступні геофізичні методи:

1. Стандартний каротаж (СК).
2. Бокове каротажне зондування (БКЗ).
3. Мікрокаротаж (МК).
4. Індукційний каротаж (ІК).
5. Боковий мікрокаротаж (БМК).
6. Боковий каротаж (БК).
7. Кавернометрія (КВ).
8. Радіоактивний каротаж (ГК, НГК).
9. Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).
10. Акустичний каротаж (АК).
11. Газовий каротаж (в процесі буріння і після буріння).
12. Прямі методи дослідження розрізів свердловин:
  - а) випробування пластів випробувачами на каротажному кабелі (ОПК);
  - б) випробування пластів випробувачами на трубах (ІПТ);
13. АКЦ і ОЦК.

На Бережівського родовищі каротажем охоплено свердловини різної глибини (рис. 2.1).



## 2.2 Технологія проведення геофізичних досліджень

Методика проведення робіт відповідала вимогам “Технической инструкции при геологоразведочных работах”, а також СТП комплексної системи управління якості геологорозвідувальних робіт. Комплекс виконувався серійною апаратурою.

Для кореляції, виділення колекторів і загальної характеристики розрізу свердловин реєструвались криві стандартного каротажу, кавернометрії, БК, ІК, АК і РК. Для детального розчленування розрізу, виділення ефективних товщин, визначення пористості і насиченості пластів-колекторів записувались криві електричного (БКЗ, МК, ІК, БК, БМК), радіоактивного і акустичного каротажу.

По кривих стандартного каротажу проводилось розчленування і кореляція розрізів свердловин по площі, виділялись колектори, уточнювались стратиграфічні границі і розташування тектонічних порушень.

Криві БКЗ використовувались для визначення питомих електричних опорів пластів і характеру їх насичення. Крива ПС використовувалась для виділення колекторів і визначення їх глинистості.

Мікрокаротаж використовувався при виділенні ефективних товщин.

За діаграмами ІК з високою точністю визначався питомий електричний опір водоносних і продуктивних пластів низького опору. Отримані з допомогою ІК значення ПЕО використовувались для визначення коефіцієнта насичення продуктивних пластів. Вплив свердловинних умов вимірювання, товщин пластів, вміщуючих порід, та зони проникнення при визначенні ПЕО пласта за даними ІК, враховувалось з допомогою відповідних палеток.

Діаграми БМК використовувались для якісної інтерпретації, встановлення границь пластів, виділення ефективних товщин, виділення ущільнених і глинистих прошарків незначної товщини.

За діаграмами бокового каротажу визначались ПЕО пластів при відсутності в них проникнення фільтрату бурового розчину в пласт.

Криві кавернометрії використовувались для визначення фактичного діаметру свердловини, виділення колекторів і їх ефективних товщин, для прив'язки інтервалів відбору керн і проб ОПК.

Радіоактивний каротаж проводився у двох модифікаціях – ГК і НГК апаратурою

Крім ГК і НГК в свердловинах Бережівського родовища проводився імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).

Методи радіоактивного каротажу використовувались для літологічного розчленування розрізів свердловин, визначення пористості пластів і виділення ефективних товщин.

Результати вимірювань кривих акустичного каротажу використовувались для літологічного розчленування розрізу і визначення пористості.

Газовий каротаж проводився по загальноприйнятій методиці. Діаграми газового каротажу застосовувались для якісного встановлення нафтонасичених інтервалів в розрізі. В комплекс метода входив обов'язковий відбір проб глинистого розчину з наступною термовакuumною дегазацією і покомпонентним аналізом. Негативний вплив на результати газового каротажу здійснювали підвищена в'язкість розчину та додавання в розчин нафтопродуктів.

Прямі методи дослідження розрізів свердловин включають в себе випробування і дослідження пластів випробувачами на каротажному кабелі, випробувачами на трубах і відбір взірців свердлярними керновідбірниками.

Відбір проб здійснювався з метою визначення типу флюїду, що насичує пласт, та визначення фільтраційних властивостей останнього. Гідродинамічний каротаж дозволяє оцінювати ефективні товщини пластів, фільтраційні параметри і граничні значення колекторських властивостей. Підняті проби флюїдів аналізувались з метою встановлення їх вуглеводневого насичення і компонентного складу вуглеводнів.

Випробування перспективних горизонтів в процесі буріння проводилось випробовувачами пластів на трубах типу КИИ-2М-146, МИГ-146. Дослідження розрізу з допомогою ВПТ дозволило встановити продуктивність горизонту В-21 в свердловинах 1, 3, 5, 7.

Відбір взірців порід проводився свердлярними кернавідбірниками на кабелі типу СКО-1 і СКО-8-9 з метою уточнення літологічної характеристики пластів і визначення колекторських властивостей. В результаті лабораторних аналізів кернавого матеріалу, який відібраний СКО, було встановлено літологічний склад і пористість колекторів, які виповнюють горизонт В-21 в свердловині 1.

Контроль за якістю цементажу обсадних колон здійснювався за діаграмами термометрії (ОЦК) і акустичного цементоміра (АКЦ).

Термометрія (ОЦК) проводилась з метою визначення висоти підйому цементу за колоною.

АКЦ виконувалось апаратурою АКЦ-1 і АКЦ-2 з метою оцінки зчеплення цементу з колоною і породою (герметичність цементного кільця).

Дослідження проводилися в складних геологічних умовах, що вимагало ретельного контролю якості матеріалів. Умови проведення ГДС включали врахування пластового тиску, температури та хімічного складу промивальних рідин, що впливали на точність вимірювань.

Оцінюючи якість матеріалів геофізичних досліджень, можна зробити висновок, що майже весь наявний геофізичний матеріал відповідає вимогам технічної інструкції і забезпечує отримання інформації, яка необхідна для визначення типу колектора, ефективної товщини, коефіцієнтів пористості і насичення.

### **2.3 Теоретичні основи визначення параметрів пластів-колекторів**

Пластами-колекторами називаються гірські породи, які здатні накопичувати та проводити рідкі або газоподібні вуглеводні завдяки своїм фільтраційно-ємнісним властивостям. Для оцінки їхньої продуктивності проводиться визначення ряду підрахункових параметрів, серед яких

основними є: ефективна товщина, пористість, проникність, ступінь насиченості, коефіцієнт нафтонасиченості тощо.

Тип колектора безпосередньо впливає на вибір методів обробки геофізичних даних і підходів до моделювання видобутку вуглеводнів.

На підрахункові параметри впливають такі чинники:

1. літологічні особливості та фаціальні умови формування порід;
2. ступінь цементації й діагенезу;
3. глибина залягання та пластовий тиск;
4. наявність і характер тектонічної тріщинуватості.

У результаті, точне визначення підрахункових параметрів є критично важливим для оцінки запасів та побудови гідродинамічних моделей родовищ. Згодом ці показники деталізуються на основі інтерпретації геофізичних даних і аналізу кернових зразків.

**Висновок.** У другому розділі підкріплюються методології, що використовуються для вибору та оцінки колекторів за допомогою геофізичних досліджень свердловин, а також з'ясовуються теоретичні принципи, які лежать в основі визначення їхніх ключових параметрів. Проведено аналіз застосованих методів і технологій виконання геофізичних робіт, що сприяло отриманню високоякісної інформації щодо літології, колекторських характеристик, флюїдонасиченості та геометрії колектора. Включено вичерпний огляд геофізичних методів, які використовуються на Бережівському родовищі, разом із чітким описом їх функціональних ролей та значення для інтерпретації.

Додатково викладено теоретичні основи щодо розрахункових параметрів колекторів, а також факторів, що впливають на їх формування та точність їх визначення. Отримані дані закладають міцну основу для наступних етапів геологічного та гідродинамічного моделювання, а також оцінки запасів нафти родовища.

### 3. Результати інтерпретації геофізичних матеріалів

#### 3.1 Виділення пластів-колекторів

Виділення продуктивності колекторів здійснювалось шляхом комплексного аналізу даних геофізичних методів (БКЗ, ПС, БК, ІК, МБК, МК, АК, РК і ін.), ОПК і випробувачами на трубах КИИ.

Теригенні колектори характеризуються стійкими якісними ознаками, які зумовлені проникненням фільтрату промивної рідини в пласт, що викликає формування глинистої кірки на стінках свердловини і зони проникнення фільтрату в породу. При сприятливих свердловинних та пластових умовах якісними ознаками пластів-колекторів, які свідчать про проникність порід є:

- зменшення або номінальний діаметр свердловини на кривих кавернометрії;
- наявність від'ємної аномалії ПС, при  $\rho_c > \rho_v$  і  $P_{зідростат} > P_{пл}$ ;
- наявність радіального градієнту уявного опору порід на діаграмах електрометодів з різним радіусом дослідження, (МБК-БК-ІК, БКЗ);
- наявність позитивного приросту уявного опору на кривих мікрокаротажу,  $\rho_n^{МПЗ} > \rho_n^{МГЗ}$  або їх збіг, в залежності від мінералізації промивної рідини;
- зниження значень на кривих гама-каротажу, для неглинистих і малоглинистих колекторів;
- середні покази на діаграмах НГК;
- наявність припливів пластових флюїдів при випробуванні пластів.

Однак, якісні ознаки мають недоліки, які пов'язані з свердловинними умовами проведення ГДС і неоднозначністю їх тлумачення, у зв'язку з чим були розроблені способи виділення колекторів, які базуються на використанні кількісних критеріїв, тобто значень різних параметрів, які відповідають границі колектор-неколектор. В якості цих параметрів використані:

- коефіцієнти пористості, проникності і глинистості;
- геофізичні параметри:  $\alpha_{нс}$ ,  $\Delta I_\gamma$ ,  $\Delta I_{n\gamma}$ ,  $d_c/d_n$ ,  $\Delta T$ ,  $\rho_n^{МГЗ}/\rho_{зл}$ ,  $\rho_n^{МПЗ}/\rho_{зл}$ .

Найбільш надійне виділення міжзернових колекторів в теригенному розрізі забезпечується при комплексній інтерпретації діаграм методів пористості і глинистості, оскільки в цьому випадку проходить взаємне коректування результатів виділення колекторів за даними індивідуальної інтерпретації діаграм окремих методів, і ефективність рішення задачі значно підвищується (рис. 3.1).

При виділенні ефективних товщин були відібрані найбільш ефективні параметри:  $\alpha_{nc}$ ,  $\Delta I_\gamma$ ,  $\Delta I_{n\gamma}$ ,  $d_c/d_n$ ,  $\Delta T$ ,  $\rho_n^{МПЗ}/\rho_{зл}$ ,  $\rho_n^{МПЗ}/\rho_{зл}$ . В подальшому використовувались кількісні значення цих параметрів, які характеризують границю між проникними і непроникними різновидами. Пласт відносився до неколектора в тому випадку, якщо він характеризувався як глинистий чи щільний за всіма вище перерахованими параметрами. При неоднозначній характеристиці, для вирішення питання використовувались додаткові дані: керн, результати випробування пластів випробувачами на каротажному кабелі, заміри ІННК, результати випробування об'єктів з подібною геофізичною характеристикою як на даному родовищі, так і на сусідніх площах.

Карбонатні колектори Бережівського нафтового родовища характеризуються: значною диференціацією і неоднорідністю по розрізу за фізико-петрографічними властивостями, наявністю каверн і тріщин різної розкритості, значним діапазоном зміни відношення питомого опору порід до опору глинистого розчину, значно меншою ступінню глинизації. Остання особливість дозволяє з великою достовірністю використовувати діаграми основних методів пористості: акустичного і нейтронного – для виділення колекторів і визначення їх пористості.

Карбонатні колектори горизонту В-21 Бережівського нафтового родовища представлені переважно скритокристалічними вапняками з органічно-детритовим складом, які характеризуються значною неоднорідністю за петрофізичними властивостями. Основним фактором їхньої продуктивності є вторинна пористість, пов'язана з тріщинами та кавернами.

Основним фактором їхньої продуктивності є вторинна пористість, пов'язана з тріщинами та кавернами.

Для оцінки карбонатних колекторів застосовувався комплекс геофізичних методів, включаючи акустичний каротаж (АК), нейтронний гамма-каротаж (НГК). АК використовувався для визначення пористості: у свердловинах 1 і 3 зафіксовано зниження інтервального часу ( $\Delta T$ ) у тріщинуватих зонах, що корелюється з підвищеною вторинною пористістю (рисунок 3.2). НГК виявив зниження водневмісту ( $\Delta I_{ny}$ ) у карбонатах горизонту В-21, що підтверджує нафтонасиченість 50–85%.

Методика виділення колекторів в карбонатному розрізі аналогічна тій яка застосовується для теригенного розрізу: використовуються дані кавернометрії і методів пористості (з врахуванням граничного значення  $K_n^{GP}$ ), а також результати випробування пластів і даних кернавого матеріалу. При виділенні ефективних товщин карбонатних колекторів важливу роль відіграє значення матричної (блокової) пористості, оскільки в ефективну товщину включались тільки ті інтервали, пористість яких перевищувала величину блокової пористості. Крім кількісних критеріїв використовувались також якісні ознаки колектора, особливо при дослідженні тонких прошарків, кількісна оцінка параметрів яких ускладнена. Так, з ефективних товщин виключались заглинизовані прошарки карбонатів, які характеризуються підвищеними значеннями природної радіоактивності, дещо пониженими показами НГК і, відповідно, значним зменшенням навпроти них показів БК.

Встановлення граничних значень колектор-неколектор і промислово-продуктивно-водоносний колектор проведено шляхом співставлення результатів випробування в колоні і у відкритому стовбурі, за допомогою випробувачів на кабелі (ОПК) і трубних випробувачів (ИПТ), з колекторськими властивостями і геофізичними параметрами.

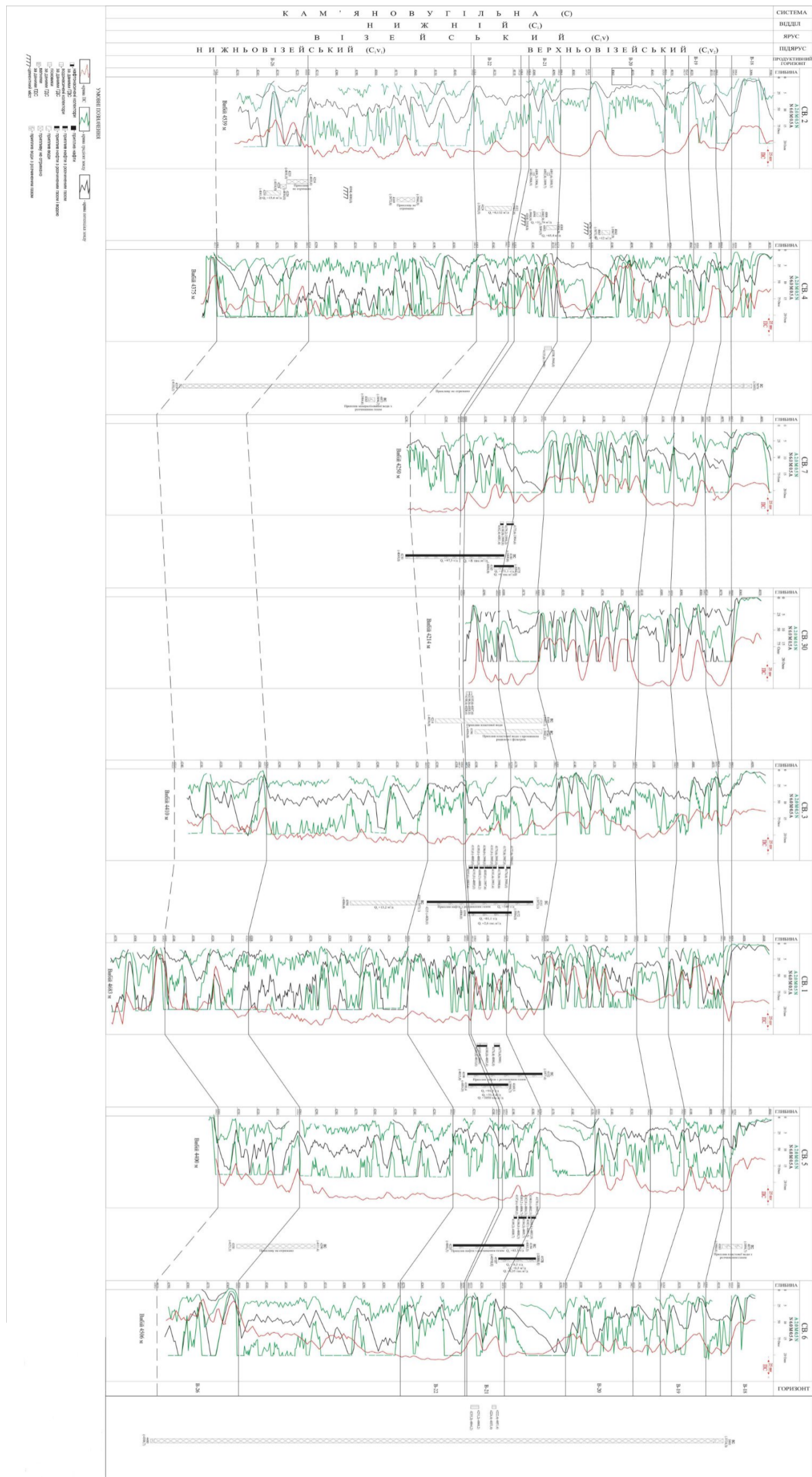
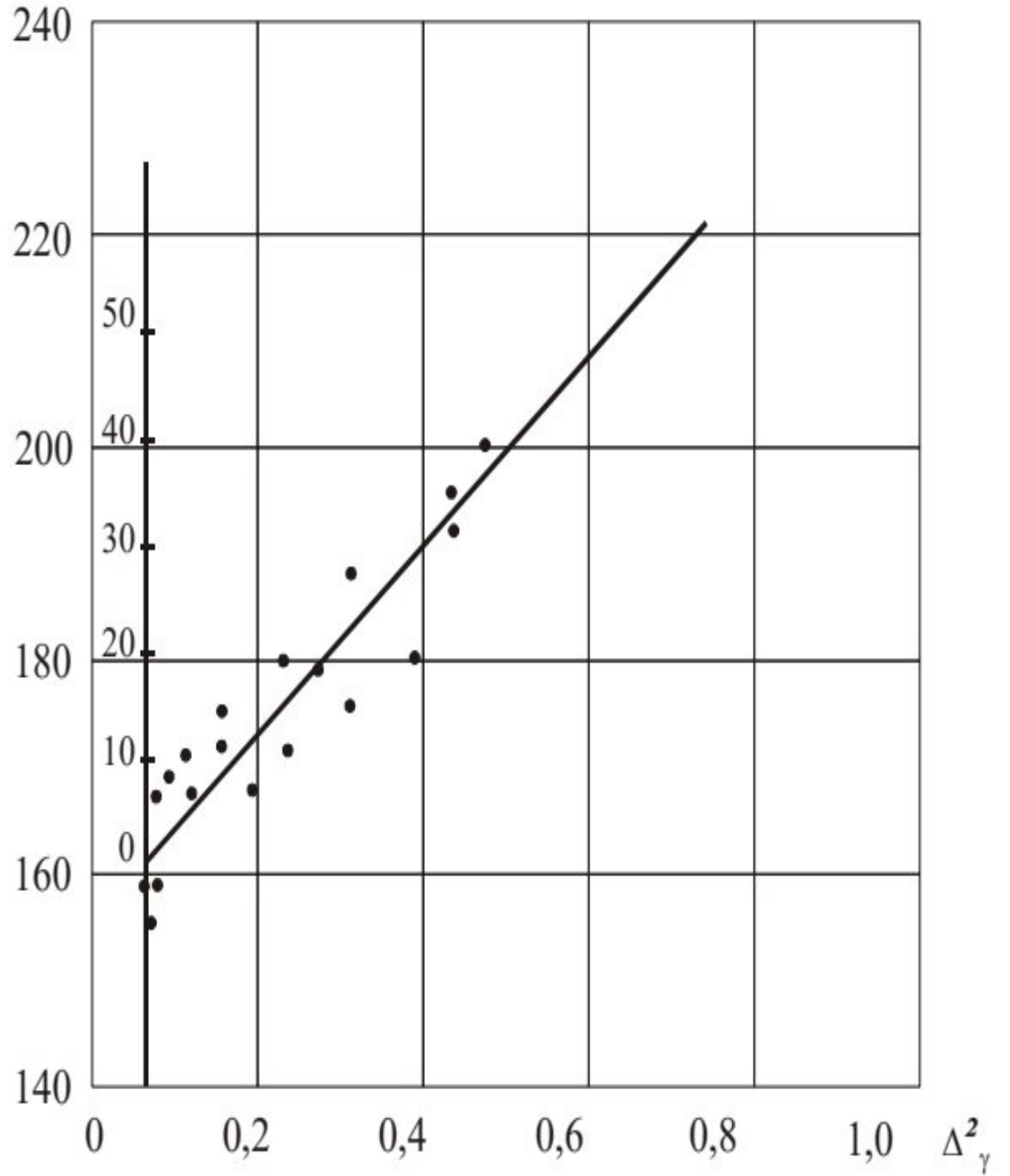


Рисунок. 3.1 Схема кореляції розрізів свердловин нижньокам'яновугільних відкладів

$\Delta T$ , мкс/м


**Рисунок 3.2** — Співставлення  $\Delta T$  і  $\Delta I_\gamma$  для карбонатних пластів

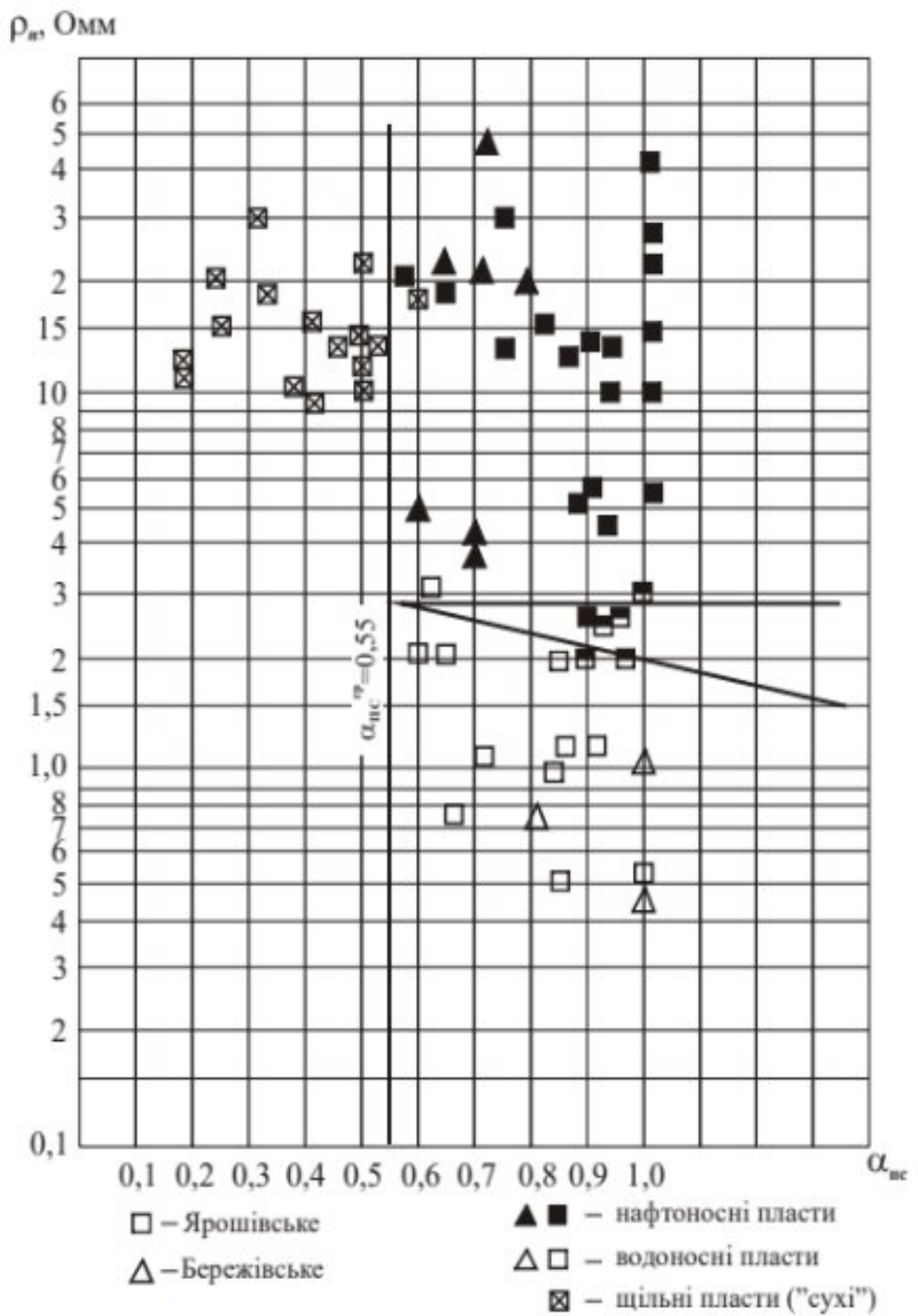
На рисунку 3.3 і 3.4 показано співставлення питомих опорів випробуваних пластів, коефіцієнт пористості і  $\alpha_{nc}$ . Співставлення наведені для щільних, продуктивних, водоносних і нафтоводоносних пластів. Оскільки на Бережівському родовищі недостатня кількість даних, то для співставлення, також використано матеріали по Ярошівському родовищі. Крім цього, на рисунку 3.6 наведені лінії рівних значень параметру насичення  $P_n$  (рівне нафтонасиченню  $K_n$ ). Границя колектор-неколектор тут відповідає значенню  $K_n^{zp}=9,5\%$ ; і  $\alpha_{nc}^{zp}=0,55$ . Лінія рівної нафтонасиченості, яка відділяє водоносні і продуктивні пласти, відповідає значенню  $K_n=50\%$ .

Приймаючи  $\alpha_{nc}^{zp}=0,55$  за існуючими графіками знаходимо, що  $\Delta I_\gamma^{zp}=0,35$ ;  $K_{zл}^{zp}=14\%$ .

Таким чином, проведений аналіз геофізичних параметрів, колекторських властивостей і дозволяє встановити граничне (кондиційне) значення промислово-продуктивного теригенного колектора:  $K_n^{zp}=9,5\%$ ,  $K_{np}^{zp}=1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>,  $K_n^{zp}=50\%$ ,  $\alpha_{nc}^{zp}=0,55\%$ ,  $\Delta I_\gamma^{zp}=0,35\%$ ,  $K_{zл}^{zp}=14\%$ .

Як відзначалось вище, для карбонатних колекторів прийнято:  $K_n^{\bar{bl}}=4\%$ ,  $K_n=85\%$ . Основним фактором, що обмежують продуктивність карбонатних колекторів, є їхня неоднорідність та залежність від тріщинуватості.

Отримані величини досить близькі граничним значенням, прийнятим і затвердженим в ДКЗ по родовищах: Ярошівському ( $K_n^{zp}=9\%$ ,  $K_n^{zp}=53\%$ ), Щурівському ( $K_n^{zp}=10\%$ ,  $K_n^{zp}=55\%$ ) [8].



**Рисунок 3.3** — Співставлення ПЕО з  $\alpha_{nc}$  випробуваних пластів Ярошівського і Бережівського нафтових родовищ

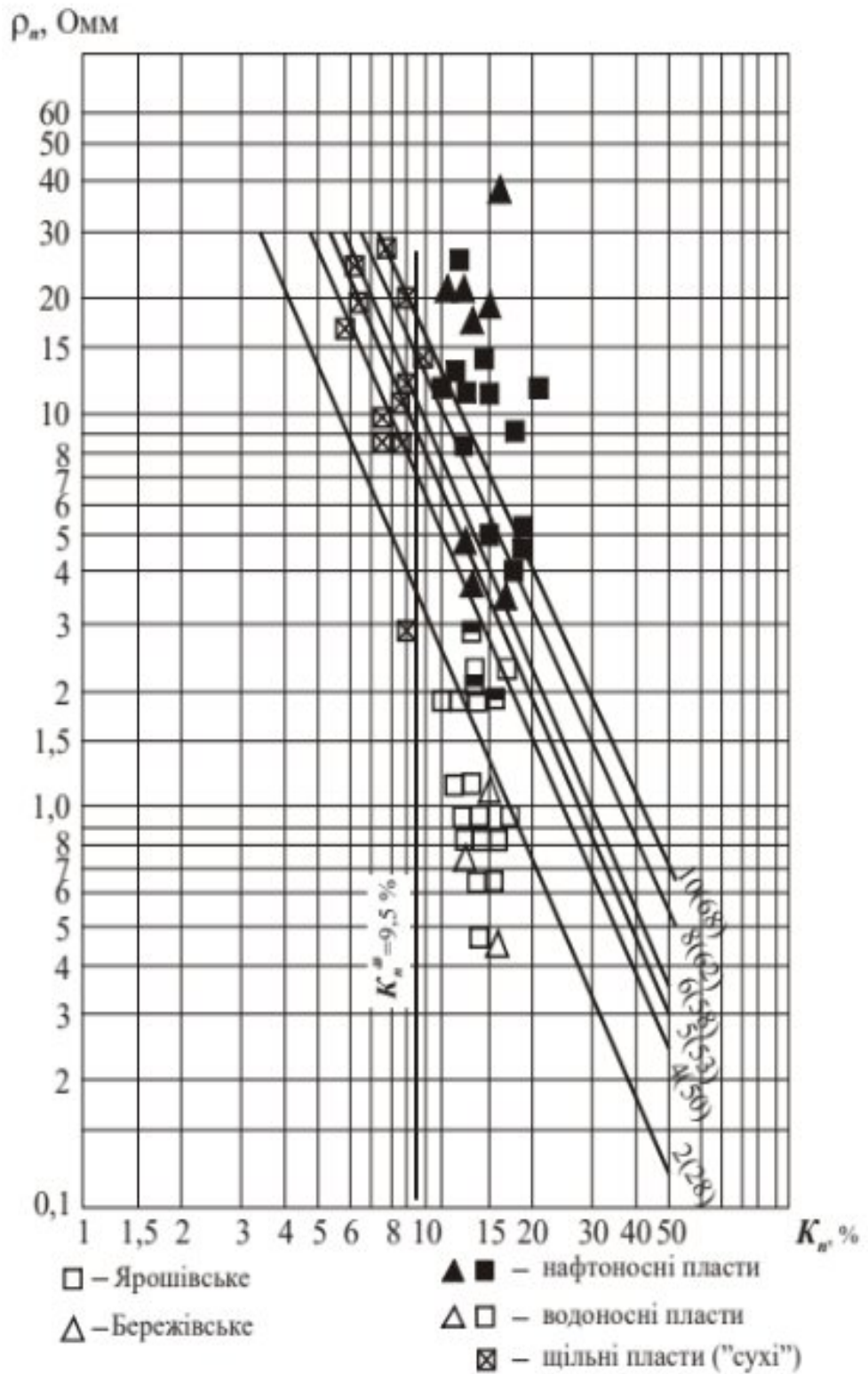


Рисунок 3.4 — Співставлення ПЕО з  $K_n$  випробуваних пластів Ярошівського і Бережівського нафтових родовищ

### 3.2 Результати оцінки продуктивних пластів

Продуктивні пласти Бережівського нафтового родовища представлені двома типами колекторів: теригенними (пісковиками) та карбонатними (вапняки). Оцінка їхньої продуктивності проводилася на основі геофізичних досліджень свердловин (ГДС) і випробувань пластів на кабелі (ОПК).

Терригенні колектори горизонту В-21 є основними продуктивними породами родовища. Пісковики мають кварцово-польовошпатовий склад із глинистістю 5–15%, пористість становить 12–22% (середнє 16%), проникність – 10–150 мД (середнє 50 мД), нафтонасиченість – 70–90%. Ефективна товщина пісковиків у склепінній частині родовища сягає 5–15 м, зменшуючись до 3–8 м на крилах. Геофізичні методи, зокрема акустичний каротаж підтвердили високу пористість і нафтонасиченість пісковиків. Результати ОПК у свердловинах показали дебіти нафти 20–50 м<sup>3</sup>/добу при пластовому тиску 42–45 МПа, що свідчить про їхню високу продуктивність.

Карбонатні колектори представлені скритокристалічними вапняками з органічно-детритовим складом. Їхня продуктивність зумовлена вторинною пористістю (тріщини, каверни), яка становить 4–8%, тоді як матрична пористість не перевищує 1–3%. Проникність варіює від 0.1 до 3.5 мД, нафтонасиченість – 50–85%. Ефективна товщина карбонатів у склепінні становить 2–5 м зменшуючись до 1–2 м на крилах. За даними АК і ІННК, у карбонатах виділено тріщинуваті зони з підвищеною нафтонасиченістю. ОПК у свердловині підтвердило приплив нафти з дебітом 10–15 м<sup>3</sup>/добу, що вказує на промислову продуктивність карбонатів, але меншу порівняно з пісковиками.

Порівняння продуктивності показує, що пісковики забезпечують основний внесок у продуктивність горизонту В-21 завдяки вищій пористості, проникності та товщині. Карбонатні колектори відіграють допоміжну роль, їхня продуктивність залежить від тріщинуватості, що робить їх менш однорідними.

За даними, геологічні запаси нафти горизонту В-21 становлять 12,5 млн. т., видобувні – 3,75 млн. т.. Пісковики забезпечують 70-80% запасів (9-10 млн. т.), тоді як карбонати – 20-30% (2,5-3,5 млн т). Підрахунок виконано об'ємним методом із використання параметрів: площі покладу (15 км<sup>2</sup>), середньої ефективною товщини (10 м для пісковиків, 3 м для карбонатів), пористості та нафтонасиченості [4].

Оцінка продуктивних пластів горизонту В-21 підтвердила високу продуктивність пісковиків і промислову значущість карбонатів у склепінній частині родовища. Комплекс ГДС (АК, НГК, ІННК) і ОПК дозволив точно виділити продуктивні інтервали та оцінити їхні петрофізичні параметри. Пісковики є основним об'єктом розробки, тоді як карбонати потребують додаткових досліджень для оцінки тріщинуватості та потенціалу вторинних методів видобутку.

**Висновок.** Здійснений аналіз засвідчив, що застосований комплекс методик, зокрема стандартний, боковий, мікро- та індукційний каротаж, а також методи акустичних і радіоактивних вимірювань, забезпечив вірогідну та багатогранну характеристику пластів.

Виявлено, що колектори горизонту В-21 сформовані теригенними та карбонатними породами з відмінними літофізичними особливостями. Теригенні колектори, передусім пісковики, мають більші значення пористості та проникності, що визначає їх ключову роль у продуктивності родовища. Карбонатні колектори відрізняються вторинною пористістю та значною структурною неоднорідністю, спричиненою тріщинуватістю.

Метод визначення пластів-колекторів базується на інтегрованому аналізі даних ГДС, даних випробувань пластів і лабораторних досліджень керна матеріалу. Встановлені числові критерії (порогові значення пористості, нафтонасиченості, глинистості та ін.) дозволили з високою точністю диференціювати продуктивні, водоносні та непродуктивні пласти.

Оцінка продуктивних пластів горизонту В-21 підтвердила, що основний вклад у запаси нафти вносять теригенні породи. Отримані результати мають

велике значення для майбутньої розробки родовища, зокрема для визначення зон з найбільшим нафтонасиченням та розробки стратегії ефективного видобутку.

## **Висновки**

У результаті виконання бакалаврської роботи досягнуто поставлену ціль на основі геофізичних досліджень свердловин виокремлено та оцінено продуктивні пласти-колектори Бережівського родовища.

Здійснено аналіз геолого-геофізичних особливостей досліджуваного регіону, встановлено стратиграфічну будову, тектоніку та просторове положення продуктивного горизонту В-21. З'ясовано, що головним колектором виступають теригенні пісковики, котрі володіють високими фільтраційно-ємнісними властивостями: пористість досягає 22%, проникність – до 150 мД, нафтонасиченість – до 90%. Карбонатні породи відіграють другорядну роль, характеризуються нижчими показниками колекторських властивостей через переважання вторинної пористості.

Узагальнення даних каротажу, випробування пластів та лабораторних досліджень дозволило встановити граничні значення основних параметрів порід-колекторів, що стало підґрунтям для ефективного розмежування продуктивних, водоносних та непродуктивних інтервалів.

Отримані результати мають важливе практичне значення для оптимізації подальшого розроблення родовища, вибору обґрунтованих технологічних рішень при проектуванні експлуатаційних свердловин, а також для підрахунку запасів. Встановлені межі параметрів можуть бути рекомендовані для застосування на аналогічних нафтогазоносних об'єктах Дніпровсько-Донецької западини.

Надалі перспективним напрямом досліджень є побудова тривимірних геолого-геофізичних моделей продуктивних горизонтів Бережівського родовища з використанням сучасних програмних засобів моделювання та машинного навчання.

## Перелік посилань

1. Аналіз розробки Бережівського родовища: звіт "УкрНГГ". / Мірзоян Л.Е. та інші. – Київ, 1995. – 44 с.
2. Райхер Б. А., Спіхіна Л. М. Звіт про роботи Срібнянської сейсморозвідувальної партії 5/63, Київ, 1964, фонди ЧНГГ.
3. Атлас родовищ нафти і газу України/ За загальною редакцією М.М.Іванюти, В.О.Федишина, Б.І.Денегі, Ю.О.Арсирія, Я.Г.Лазарука. -Львів, 1998.
4. Методичні рекомендації щодо структури і змісту розділів ТЕО з екологічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу. Київ, 2009. – 24с. (Державна комісія України по запасах корисних копалин)
5. Геолого-економічна оцінка запасів нафти Бережівського родовища: Звіт про НДР / керівник І.Т. Штурмак. Івано-Франківськ, НДПІ ВАТ "Укрнафта", 2011 р. - 197 с
6. Проект пробної експлуатації Бережівського родовища: Звіт про НДР / керівник Л.С. Мірзоян. Київ, УкрДіпроНДПІнафта 1987 р. - 159 с.
7. Аналіз розробки Бережівського родовища: звіт "УкрНГГ". / Демидьонко А.Г. та інші. – Київ, 2003. – 62 с
8. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. – ДКЗ України, Київ, 1998.
9. КовальЯ.М., Федак І.О., Федоришин С.Д. Ф-32 Апаратура і технологія проведення геофізичних досліджень свердловин: навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 231 с.
10. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин/ навчальний посібник. Івано-Франківськ/ ІФНТУНГ, 2020. 185 с.

11. Федоришин Д.Д., Федорів В.В., Гаранін О.А. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах // Підручник – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 256 с.

12. Федорів, В. В. Геофізичні дослідження свердловин [Текст] : конспект лекцій / В. В. Федорів, О. А. Гаранін. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 229 с.

## **БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА**

Тема магістерської роботи: “Виділення та оцінка продуктивних пластів-колекторів Бережівського родовища за результатами геофізичних досліджень свердловин “

Пояснювальна записка до магістерської роботи містить 46 сторінок, 9 рисунків.

Графічний матеріал (презентація містить 13 слайдів)

Святослав ДУРНОТА

---

дата

підпис