

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.НЗФ -16.00.00.000 ПЗ

група НЗФ -21-1

Мар'яна Стринаглюк

2025 рік

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 НГГ

« _____ » _____ 20_ року

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

Стринаглюк Мар'яні Михайлівній

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Ефективність комплексних геофізичних методів в процесі виділення порід колекторів Лопушнянського родовища

керівник роботи Федоришин Дмитро Дмитрович, д.г.н професор

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

затвержені наказом закладу вищої освіти від « 01 » квітня 2025 року № 95/7

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Геолого-геофізична інформація досліджень порід-колекторів продуктивних горизонтів Лопушнянського нафтового родовища

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) **ВСТУП. 1 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЛОПУШНЯНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА. 2 АНАЛІЗ ПОРІД КОЛЕКТОРІВ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА. 3 ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЛЕКСУ ГДС ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА. ВИСНОВКИ. СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТАРАТУРИ.**

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

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 07.04.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналіз геологічної будови Лопушнянського родовища</i>	13.04.25-20.04.25	
2	<i>Аналіз петрофізичних моделей, покладені в основу виділення колекторів</i>	20.04.25-30.04.25	
3	<i>Аналіз ефективності методів для виділення порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень</i>	30.04.25-05.05.25	
4	<i>Встановлення граничних значень петрофізичних параметрів порід-колекторів для виділення порід-колекторів</i>	05.05.25-21.05.25	
5	<i>Оформлення пояснювальної записки та презентації</i>	21.05.25-10.06.25	
	<i>Проходження процедури допуску бакалаврської роботи до захисту</i>	11.06.25-20.06.25	

Студентка _____ *Стринаглюк М.*

(підпис)

(ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ *Федоришин Д.*

(підпис)

(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

У бакалаврській роботі на тему “Ефективність комплексних геофізичних методів в процесів виділення порід колекторів Лопушнянського родовища” досліджується застосування комплексу геофізичних методів у процесі виділення порід-колекторів на прикладі Лопушнянського нафтового родовища, яке розташоване в межах Передкарпатського прогину. Це родовище характеризується складною геологічною будовою, різноманітністю літолого-петрографічних типів порід та значною неоднорідністю колекторських властивостей.

З метою достовірного визначення продуктивних інтервалів у свердловинах було проаналізовано комплекс геофізичних досліджень свердловин (ГДС), який включає гамма-каротаж, електричні, акустичні та радіоактивні методи. Розглянуто геологічну будову родовища, стратиграфію, тектоніку та нафтогазоносність. Проведено аналіз літологічного складу та петрографічних характеристик порід-колекторів, виконано побудову петрофізичних моделей.

На основі інтерпретації даних ГДС визначено продуктивні горизонти, оцінено фільтраційно-ємнісні властивості порід та встановлено граничні значення основних петрофізичних параметрів, які дозволяють розмежовувати продуктивні та непродуктивні інтервали. Для аналізу застосовано математико-статистичні методи та графічні побудови.

Отримані результати дозволяють підвищити точність оцінки колекторських властивостей та можуть бути використані для оптимізації геолого-геофізичних досліджень на аналогічних об'єктах Західного регіону України.

Ключові слова: Лопушнянське родовище, породи-колектори, геофізичні методи, геофізичні дослідження свердловин, петрофізика, інтерпретація, ефективність, фільтраційно-ємнісні властивості.

ANNOTATION

The bachelor's thesis titled *"Efficiency of Integrated Geophysical Methods in the Identification of Reservoir Rocks in the Lopushnyanske Oil Field"* investigates the application of a set of geophysical methods for identifying reservoir rocks, using the Lopushnyanske oil field located within the Pre-Carpathian Foredeep as a case study. This field is characterized by a complex geological structure, a wide variety of lithological and petrographic rock types, and significant heterogeneity in reservoir properties.

To reliably determine productive intervals in wells, a comprehensive analysis of well logging data (geophysical well surveys) was carried out, including gamma-ray logging, electrical, acoustic, and radioactive methods. The geological structure of the field, its stratigraphy, tectonics, and hydrocarbon potential were analyzed. The lithological composition and petrographic characteristics of the reservoir rocks were examined, and petrophysical models were constructed.

Based on the interpretation of well logging data, productive horizons were identified, reservoir properties such as porosity and permeability were assessed, and threshold values of key petrophysical parameters were established to distinguish productive from non-productive intervals. Mathematical-statistical methods and graphical analysis were applied.

The obtained results improve the accuracy of reservoir property evaluation and may be used to optimize geological and geophysical investigations in similar fields of the Western region of Ukraine.

Keywords: Lopushnyanske field, reservoir rocks, geophysical methods, well logging, petrophysics, interpretation, efficiency, filtration-capacity properties.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЛОПУШНЯНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА	9
1.1 Географічне розташування та загальна геологічна будова	9
1.2 Літолого-стратиграфічний розріз родовища	15
1.3 Тектонічні особливості та нафтогазоносність	23
1.4. Типи колекторів (порові, тріщинуваті, змішані)	29
1.5 Пористість, проникність, насиченість флюїдами	31
1.6. Вплив глинистості та вторинних змін на якість порід колекторів	32
2 АНАЛІЗ ПОРІД КОЛЕКТОРІВ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА	34
2.1 Особливості літолого-петрофізичної та геолого-геофізичної характеристик колекторів	34
2.2 Петрофізичні моделі, покладені в основу виділення колекторів	37
2.3 Комплекс застосованих методів, його ефективність і достатність	50
3 ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЛЕКСУ ГДС ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА	55
3.1 Можливості методів ГДС в геолого-технологічних умовах Лопушнянського родовища	55
3.2. Виділення колекторів та визначення ефективних товщин за результатами ГДС	58
ВИСНОВКИ	66
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	67

ВСТУП

Актуальність теми. У зв'язку з поглибленням енергетичної кризи та виснаженням легкодоступних покладів вуглеводнів, зростає необхідність у більш ефективному використанні наявних ресурсів. Це, зокрема, стосується старих родовищ, де потреба у точному виділенні продуктивних інтервалів набуває особливої ваги. Лопушнянське нафтове родовище, розташоване в межах Передкарпатського прогину, є прикладом такого об'єкта, де геофізичні методи можуть стати вирішальним інструментом у підвищенні ефективності розвідки та розробки. Комплексне застосування геофізичних досліджень свердловин (ГДС) дозволяє уточнити будову розрізу, виявити породи-колектори, оцінити їх фільтраційно-ємнісні властивості та характер насичення. В умовах складної геологічної будови регіону саме поєднання кількох методів дозволяє досягти високої достовірності результатів.

Мета і завдання дослідження. Метою даної роботи є оцінка ефективності комплексного використання геофізичних методів при виділенні порід-колекторів Лопушнянського нафтового родовища та встановлення граничних значень їхніх петрофізичних параметрів. Для досягнення цієї мети потрібно виконати наступні завдання:

- охарактеризувати геолого-структурні особливості Лопушнянського родовища;
- проаналізувати літолого-петрографічні властивості колекторів;
- розглянути комплекс геофізичних методів, застосованих на родовищі;
- здійснити інтерпретацію результатів ГДС для виділення продуктивних пластів;
- встановити граничні значення фільтраційно-ємнісних параметрів;
- оцінити ефективність комплексу методів на основі результатів дослідження.

Методи дослідження. У роботі застосовано математико-статистичний аналіз результатів геофізичних досліджень свердловин, порівняння

параметрів ГДС із петрофізичними характеристиками колекторів, а також графічні методи побудови петрофізичних моделей. Проведено кореляційний аналіз та використано методику встановлення граничних значень.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається з вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Повний обсяг роботи становить 69 сторінок основного тексту, включає 17 рисунків, 2 таблиці та 17 літературних джерел.

1 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЛОПУШНЯНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

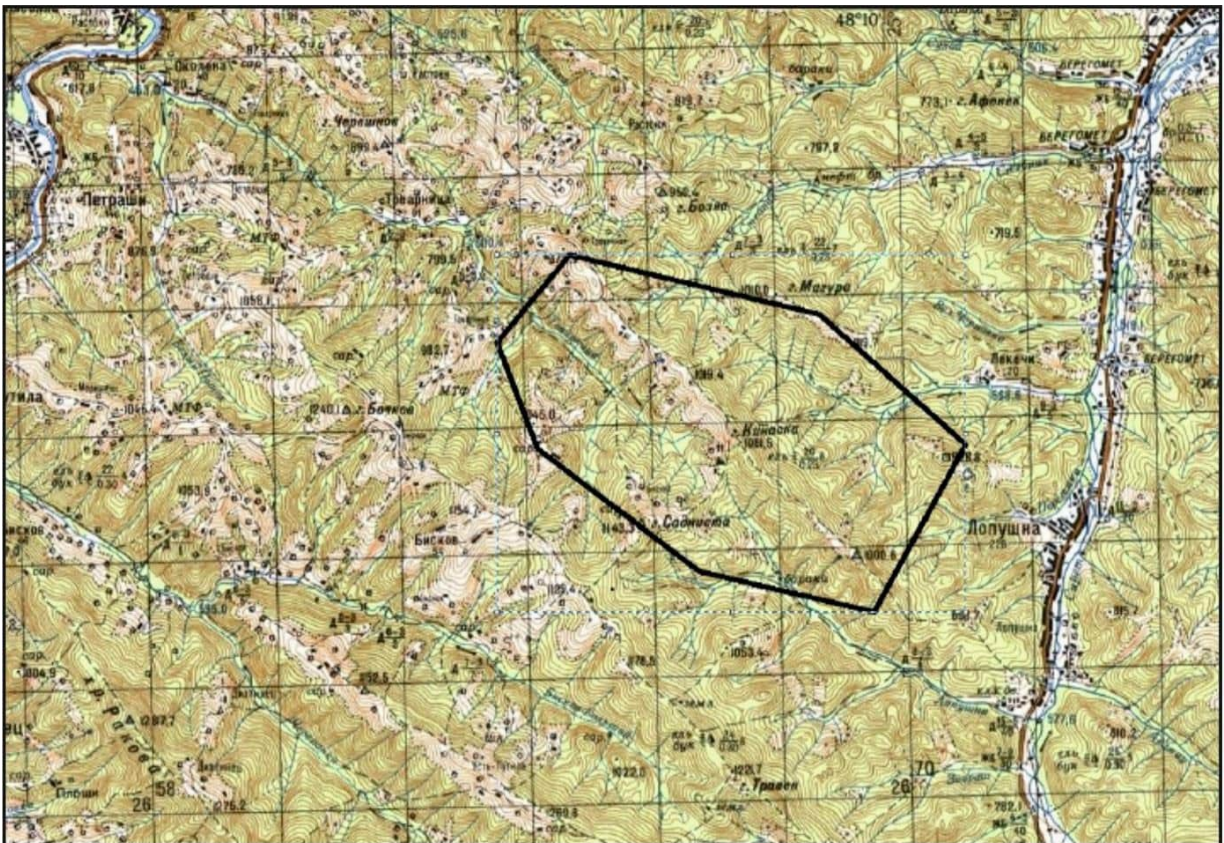
1.1 Географічне розташування та загальна геологічна будова

Лопушнянське нафтове родовище розташоване в Буковинській частині Українських Карпат і пов'язане зі складними геологічними структурами, сформованими Альпійсько-Карпатською компресійною тектонікою. Лопушанське нафтове родовище розташоване в мезозойсько-палеогенових товщах фундаменту платформи під Українськими Зовнішніми Карпатами. Ключові геологічні характеристики включають [4]:

- Нафтове родовище пов'язане з Лопушанською складкою, однією з кількох глибоких складок в автохтонних мезозойських пластах порід під Карпатськими насувами.
- Регіон характеризується складчастою та насувною структурою з осадовими пластами мезозою, перекритими Карпатськими насувами, зі складчастими поясами та розломами, що ускладнюють геологію підземних порід.
- Осадовий чохол включає потовщені горизонти складчастих мезозойських порід, товщина яких коливається від 1 км до 3–4 км у деяких районах, що забезпечує потенціал резервуарної бази.
- На територію впливає Альпійсько-Карпатське стиснення, що спричиняє поступове занурення краю Східно-Європейського кратону під Карпати та потовщення нижньої кори під складчастим поясом.
- Накопичення вуглеводнів пов'язане зі структурними пастками, утвореними складками та насувами в цих осадових товщах, зокрема в під насувних зонах Покутсько-Буковинських Карпат.
- Лопушнянська структура являє собою новий тип вуглеводневої пастки в регіоні, що характеризується складчастими мезозойськими карбонатними та уламковими породами під насувними щитами.

Таке геологічне оточення забезпечує перспективні нафтогазові родовища завдяки поєднанню структурної складності, потужних осадових товщ та сприятливих порід-колекторів у межах Карпатського передового прогину та складчасто-насувного поясу [4].

Лопушнянське нафтове родовище знаходиться на території Вижницького району Чернівецької області України на землях сс. Лекечі, Лопушна і Долішній Шепіт. Лопушнянське нафтове родовище належить до Більче-Волицького нафтогазоносного району Передкарпатської нафтогазоносної області Західного нафтогазоносного регіону України. Географічні координати родовища: $48^{\circ}04' - 48^{\circ}10'$ пн. ш. та $25^{\circ}11' - 25^{\circ}18'$ сх. д. Лопушнянське нафтове родовище має спецдозвіл на користування надрами (№ 2794 від 16.10.2002 року). Відповідно до цього дозволу площа родовища становить $15,90 \text{ км}^2$.



Масштаб 1: 100 000

Рисунок 1.1 – Оглядова карта району з контуром Лопушнянського нафтового родовища

Неподалік локалізовані відомі Шереметівське, Красноільське, Славецьке і Черногузівське газові родовища. Мережа нафтопроводів у районі розвинена слабо, адже інших нафтових родовищ, які б тут розроблялися, поки немає. Обласний центр м. Чернівці знаходиться у 75 км на північний схід, а районний центр м. Вижниця – у 25 км на північ від родовища.

Буріння розшукових і розвідувальних свердловин здійснює Калуська НГРЕ ГБ, база якої знаходиться за 185 км на захід від родовища. Матеріально-технічне забезпечення робіт здійснюється з с. Іспас, яке знаходиться у 40 км на схід від Лопушнянського родовища. Зв'язок з буровими вишками здійснюється головно радіостанціями.

Загальна геологічна структура Лопушнянського родовища формувалася в межах Карпатського регіону й характеризується складною складчасто-насувною системою. Це типовий прояв тектоніки Карпат, де мезозойські породи, залягаючи під насувами, утворюють численні структурні елементи. Одним із ключових елементів є Лопушненська складка, яка відіграє важливу роль у формуванні родовищ нафти та газу в межах цієї території [3].

У геологічному розрізі родовища спостерігається наявність автохтонних мезозойських пластів, що залягає під Карпатськими насувами. Вони формують смуги складчастості, серед яких особливо вирізняється Лопушненська, що безпосередньо пов'язана з вуглеводневими покладами. Структура розташована в зоні Передкарпатського прогину, на межі зі Східноєвропейським кратоном, де осадові товщі поступово занурюються під Карпати, утворюючи тектонічно ускладнені зони.

Великий вплив на геологічний розвиток регіону має альпійсько-карпатський орогенез, що спричинив активне стиснення, підняття й потовщення нижніх шарів земної кори, зокрема під Буковинськими складчастими Карпатами. У результаті цього формувалися насуви, розломи та складки, які взаємодіють між собою й формують складну структуру осадового чохла. Структурні особливості фіксуються на глибинах від кількох сотень метрів до декількох кілометрів.

Нафтове родовище приурочене до зони інтенсивного розвитку насувано-складчастих структур. Зокрема, покрівля насуву в цьому районі падає на південний захід, а підстилаючі автохтонні породи утворюють потенційні резервуари для накопичення нафти. Вони слугують пастками, де концентруються вуглеводні, що мігрують із глибших шарів.

Тектонічна обстановка. Лопушнянське родовище є класичним прикладом під насувного типу структури. Це означає, що поклади вуглеводнів розташовані в автохтонних, відносно непорушених шарах, які перекриті алохтонними тілами Карпатського складчасто-насувного поясу. Родовищна структура входить до складу Карпатського Передового прогину - улоговини, яка сформувалася внаслідок тектонічного навалу Карпат. Край Східноєвропейського кратону в цій зоні занурюється ступенево під Карпати, утворюючи умови для розвитку структурних пасток.

Скупчення нафти в межах родовища, як правило, зосереджуються в антиклінальних складках, таких як Лопушнянська, а також у зонах субвертикальних дислокацій, які, ймовірно, виконували роль міграційних каналів для вуглеводнів із глибших материнських порід [2].

Колектори. Основними колекторами для нафти є верхньокрейдові пісковики й верхньоюрські вапняки. Пісковики представлені уламковими породами з гарними фільтраційними характеристиками, що забезпечують ефективне накопичення вуглеводнів. Вапняки юрського періоду є карбонатними колекторами, які також містять скупчення нафти, часто локалізовані в тріщинуватих зонах або пористих прошарках.

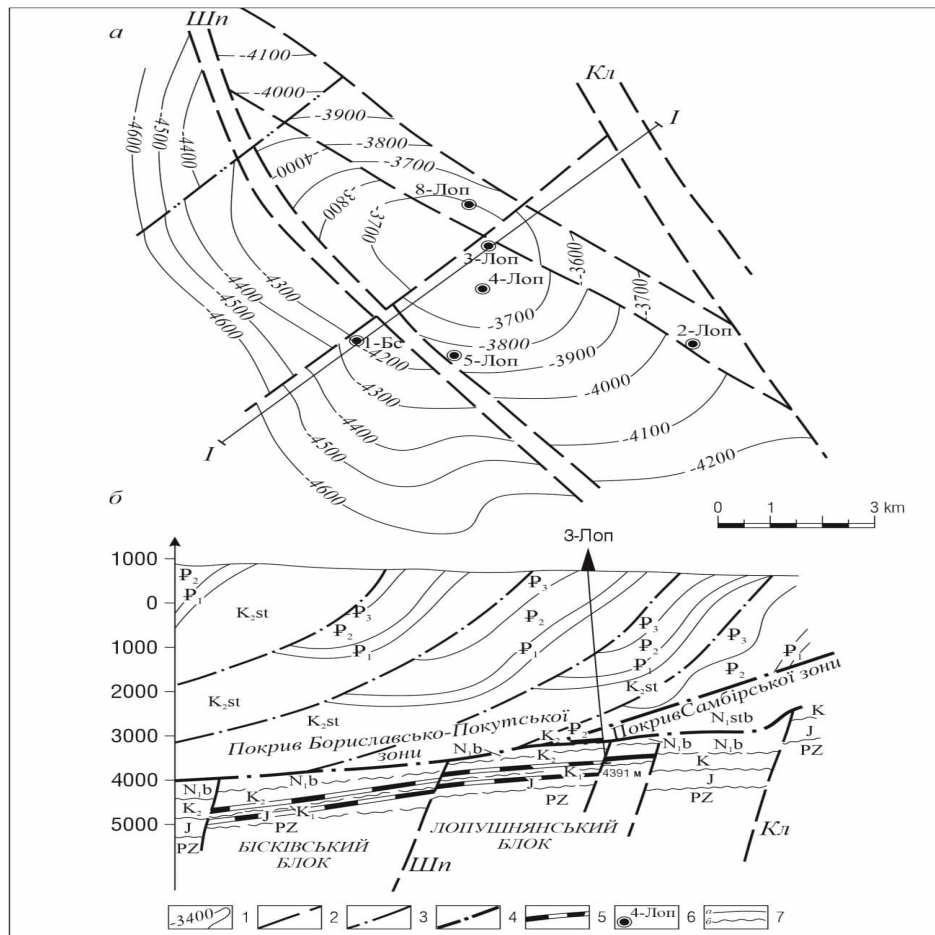
Джерелом вуглеводнів у Лопушнянському родовищі є органігенні сланці менілітової серії олігоценового віку, які розміщені у верхній частині Карпатської флішової послідовності. Ці породи багаті на органічну речовину, що належать до керогену типу II або змішаного типу II/III. Осадження цієї речовини відбувалося в аноксичних умовах, сприятливих для утворення нафтових вуглеводнів.

У процесі зрілості органічної речовини нафта мігрувала з глибинних структур - ймовірно, з Бориславсько-Покутської, Скибської або Кросненської тектонічних зон Зовнішніх Карпат. Міграція здійснювалася через систему субвертикальних розломів до верхньоюрських і крейдових резервуарів, що залягають у фундаменті платформи.

Нафти Лопушнянського родовища характеризуються низьким вмістом сірки, що вказує на їхню високу якість та слабкий ступінь деградації. Вони сформувалися на піковому етапі нафтоутворення - у межах так званого «нафтового вікна», при температурах приблизно 122–126 °С. Наявність олеанану в складі нафти свідчить про її походження з осадів крейдового періоду або молодших [2].

По суті, Лопушнянське нафтове родовище являє собою унікальну нафтогазову систему, де нафта, що утворилася в молодших, насунутих флішових товщах, мігрувала вниз через системи розломів, накопичуючись у старіших мезозойських породах фундаменту платформи. Така геологічна конфігурація робить його значним відкриттям у контексті розвідки нафти в Україні.

Родовище сформувалося у передовому басейні, який виник унаслідок зіткнення Карпатського орогенного поясу зі Східноєвропейською платформою. У геотектонічному плані цей регіон вирізняється розвиненими складчасто-насувними структурами, зокрема антикліналями, зонами розломів і стратиграфічними вклиненнями, які створюють природні умови для формування пасток вуглеводнів. Така структура є характерною для передгірських прогинів альпійських складчастих систем, що постійно зазнають стискального тектонічного режиму.



I – ізогіпси відбивного сейсмічного горизонту в мезозойських відкладах, м; 2 – розломи типу скидо-зсувів (*Кл* – Калуський, *Шп* – Шепітський); 3 – насуви; 4 – покриви; 5 – поклади нафти; 6 – бурові свердловини та їхні номери; 7 – геологічні межі згідного (*a*) і незгідного (*б*) залягання.

Рисунок 1.2 – Структурна схема (*a*) та геологічний розріз (*б*)

Лопушнянської структури

Поклади нафти в межах родовища зосереджені переважно у відкладах палеогенового та неогенового віку, хоча у глибших горизонтах простежуються формації крейдового періоду. Менілітова формація (олігоцен), що складається з кремнієвих сланців, пісковиків і мергелів, має подвійну роль: з одного боку, вона виконує функцію материнської породи завдяки високому вмісту органічної речовини, з іншого - може бути й резервуаром у межах локальних ділянок. Кросненська формація (олігоцен-міоцен) представлена флішевими товщами - чергуванням пісковиків і сланців. Саме вона є основною колекторною одиницею завдяки добрим резервуарним властивостям. У верхньому розрізі присутня Бориславська формація (міоцен), де переважають пісковики та конгломерати з

нафтогазоносним потенціалом. На більшій глибині залягає Добротвірська формація (крейда-палеоген), представлена карбонатними й уламковими породами, які також можуть сприяти накопиченню вуглеводнів у сприятливих тектонічних умовах [2].

Лопушнянське родовище є прикладом антиклінальної пастки, де нафта й газ накопичуються в вершинах складчастих структур. Формування таких пасток тісно пов'язане з насувами та стисненням порід у межах Карпатського прогину. Крім антиклін, тут фіксуються пастки розломного типу, пов'язані з тектонічними дислокаціями, що слугують як шляхами для міграції вуглеводнів, так і бар'єрами, які обмежують їх подальше просування[1].

Основною материнською породою є менілітова товща, багата на кероген II типу, що має нафтоносний потенціал. Цей кероген утворився у глибоководному, аноксичному середовищі, що сприяло збереженню органіки. Умови термokatалізу дозволили досягти піку генерації нафти. Вуглеводні мігрували як вертикально, так і латерально, долаючи тектонічні бар'єри й розломи, потрапляючи у вище розташовані пористі горизонти - резервуари.

Лопушнянське нафтове родовище є прикладом складчасто-насувних нафтогазових систем Карпатського Передового прогину, з вуглеводнями, що утримуються в структурних та стратиграфічних прошарках в межах флішевих послідовностей олігоцен-міоцен. Подальше дослідження може зосередитися на глибших крейдяних карбонатах та неперевіраних блоках розломів.

1.2 Літолого-стратиграфічний розріз родовища

Літолого-стратиграфічний розріз Лопушанського родовища включає багаторівневі осадові товщі переважно мезозойського та палеогенового віку. Родовище залягає на сеноманських відкладах верхньої крейди та включає резервуари в альбських, сеноманських, палеогенових та верхньоюрських

формаціях. Ці осадові шари складаються переважно з пісковиків з різною пористістю та проникністю, які служать резервуарами вуглеводнів [21].

ВІК		МІСЦЕВІ ПІДРОЗДІЛИ		ЛІТОЛОГІЧНА КОЛОНКА	ПОТУЖНІСТЬ У МЕТРАХ	ОСНОВНІ НАФТОГАЗОВІ ГОРИЗОНТИ, ПОКРИШКИ	КОРОТКА ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА
ГРУПА СИСТЕМА	ВІДДІЛ ПІДВІДДІЛ	ЯРУС	ГОРИЗОНТ СВИТА, ШАРИ				
ЧЕТВЕРТИННА СИСТЕМА							
НЕОГЕНОВА	МІОЦЕНОВИЙ				0-1200		Галечники, суглинки, піски, лесу Перешарування глин, мергелів і пісковиків. Аргіліти й алевроліти сірі, темно-сірі, слабо слюдисті, сильно вапнисті. Мергелі темно-сірі, щільні, середньоміцні до міцних. Пісковики строкаті, кварц-польовошпатові
ПАЛЕОГЕНОВА	ЕОЦЕНОВИЙ				0-2000		Пісковики зеленкувато-сірі, сірі, кварц-глауконітові, дрібнозернисті, щільні і міцні, вапнисті і сильно вапнисті з прошарками піщанистих глин
КРЕЙДОВА	ВЕРХНІЙ	МААС-ТРИХТ-СЬКИЙ			0-100		Кварцові, кварц-глауконітові, середньо- і дрібнозернисті, сильно вапнисті пісковики. На північному сході і південному заході площі пісковики переходять у піщанисті мергелі і піщанисті вапняки
		КАМΠΑНСЬКИЙ			0-650		
		САНТОН-СЬКИЙ			0-150		Вапняки крейдоподібні, скременілі з конкреціями кременів
		НОНЬЯК-СЬКИЙ			0-150		Піщанисті вапняки, мергелі, пісковики
		СЕНОМАН-СЬКИЙ			0-150		Псевдоолітові й оолітові вапняки, мергелі, в основі глини й алевроліти
ЮРСЬКА	ВЕРХНІЙ	ТИТОНСЬКИЙ	НИЖНІВСЬКА		150-500		Різноманітні органогенні вапняки, іноді доломітизовані, доломіти, вапнисті конгломерати в основі
		КІМЕРІД-ЖСЬКИЙ	РАВА-РУСЬКА		150-400		Вапняки, доломітизовані вапняки, доломіти, ангідрити, доломітові мергелі, пісковики і строкаті аргіліти
ДЕВОНСЬКА	НИЖНІЙ				> 628		Червоноколірна товща порід, складена перешаруванням пісковиків, аргілітів, алевролітів. Пісковики кварцові, середньо- і дрібнозернисті, слюдисті, косошаруваті, невапнисті. Алевроліти червоні, бурі, піщанисті, слюдисті, невапнисті, косошаруваті. Аргіліти червоні, бурі, зелені, сірі, вапнисті, невапнисті, сланцюваті. Трапляється фауна кісткоперих риб

Рисунок 1.3 – Зведений літолого-стратиграфічний розріз відкладів Лопушнянського родовища нафти з продуктивними покладами

Структура Лопушнянського родовища є частиною автохтону платформи під покривами Карпатського насува, де осадовий чохол включає:

- Верхньоюрські відклади (резервуари)
- Альбські та сеноманські відклади (резервуари та тюлени)

- Палеогенові відклади (резервуари та тюлени)

Стратиграфічна товща характеризується чергуванням шарів пісковика та аргіліту, причому пісковики виступають резервуарними породами, а аргіліти або мергелі – покривними породами або тюленями. Товщина та якість цих шарів змінюються через тектонічні деформації та процеси ерозії.

Ця літолого стратиграфічна структура контролює розподіл вуглеводнів у Лопушанському родовищі, зі структурними пастками, утвореними внаслідок складчастості та розломів у межах цих осадових одиниць.

Загальна літолого стратиграфія відповідає типовому верхньокрейдовому – палеогеновому осадовому чохлу Карпатського передгірського басейну в Західній Україні. Лопушнянське (або Лопушенське) нафтове родовище розташоване в Україні, зокрема в мезозойсько-палеогенових товщах фундаменту платформи під Українськими Зовнішніми (Флішовими) Карпатами. Воно розташоване в передкарпатській частині профілю, в межах регіону Буковинських складчастих Карпат. Родовище є важливим, оскільки видобуває вуглеводні з автохтонних відкладень під Карпатськими насувами.

Лопушнянське нафтове родовище розташоване в межах Передкарпатського прогину і характеризується досить складною літолого стратиграфічною будовою. У геологічному розрізі родовища представлені відклади від четвертинного до юрського віку, проте основний інтерес становлять горизонти, пов'язані з верхньокрейдовими та верхньоюрськими комплексами, які мають продуктивне значення [25].

Четвертинні та неогенові відклади, що залягають у верхній частині розрізу, складені пухкими чи слабо зцементованими породами, і не мають колекторського значення. Нижче розміщені палеогенові товщі - переважно флішеві утворення з чергуванням сланців, алевролітів і пісковиків, характерних для східної частини Карпат. Особливе місце в розрізі займає менілітова формація, яка, хоча й не є продуктивною у межах цього родовища,

відіграє важливу роль як джерело органічної речовини для формування нафтових покладів.

Найважливішим продуктивним горизонтом Лопушнянського родовища є пісковики верхнього альбу – нижнього сеноману. Ці породи відзначаються зеленувато-сірим забарвленням через наявність глауконіту та характеризуються середньо- або дрібнозернистою структурою, слабкою цементациєю і наявністю міжзернової пористості. У їхньому складі домінують уламки кварцу, польового шпату, мусковіту, а також автогенний глауконіт і фосфатна речовина[5].

Нижче за стратиграфією розташовані верхньоюрські вапняки титонського віку, які також є колекторами, хоча й менш вивченими. Ці породи мають масивну текстуру, помірну пористість і здатні накопичувати вуглеводні в порожнинах, пов'язаних з тріщинуватістю та розчиненням.

Колекторські властивості порід залежать як від первинної пористості, так і від пізніших діагенетичних процесів. Зокрема, важливим чинником є тип глинистих мінералів: наявність каолініту сприяє збереженню відкритих пор, тоді як іліт, навпаки, зменшує проникність, закупорюючи поровий простір. Додатково на фільтраційні властивості впливають процеси ущільнення, цементациї та розвиток вторинної пористості, пов'язаної з розчиненням мінералів, особливо польового шпату.

У межах родовища виділено кілька гідравлічних одиниць потоку, які відображають просторову змінність фільтраційно-ємнісних характеристик. Показники пористості та проникності, хоча й невисокі (проникність 0,01–0,025 мД), забезпечують економічно доцільний рівень нафтовилучення завдяки сприятливим умовам пастки й гідродинаміки.

Лопушанське родовище містить переважно структурні колектори, утворені внаслідок складчастості та розлому осадових шарів, типових для Карпатського передгір'я. Ці колектори є переважно:

- Піщаниковими колекторами у верхньоюрських, альбських, сеноманських та палеогенових формаціях, що характеризуються хорошою пористістю (до ~18%) та проникністю (0,01–0,025 мД).
- Колектори розміщені у складчастих антиклінальних структурах (брахіантикліналях), сегментованих розломами на блоки, що створює структурні пастки.

Деякі резервуари демонструють комбіновані пастки, де стратиграфічні варіації (такі як зміни товщини або якості пісковика) також сприяють уловлюванню вуглеводнів.

Середньо- та нижньоюрські відклади в районі родовища Лопушня, ймовірно, складаються з морських до крайово-морських осадових послідовностей, типових для юрської стратиграфії регіону, хоча конкретні дані про Лопушню обмежені. Загалом, нижньоюрські відклади в сусідніх регіонах включають формації, подібні до пліенсбахської формації Джевиця, що характеризується дельтовими до мілководних морських пісковиків, алевролітів та аргілітів з ознаками алювіального та лагунного середовища. Ці відклади часто містять тіла пісковиків з хорошим потенціалом колекторів [5].

Середньоюрські послідовності зазвичай включають чергування пісковиків та мергелів, іноді з розвитком карбонатної платформи та рифовими структурами, що відображає коливання морських умов від супралідарних до сублідарних. Ці формації можуть демонструвати такі особливості, як відкладення турбідитів та біотурбація, що вказує на динамічне осадове середовище.

У контексті Лопушні юрський розріз включає верхньоюрські колектори, і доцільно припустити, що нижчі середньо- та нижньоюрські відклади складаються з подібних силіцикластичних та карбонатних послідовностей, які є частиною структурного та стратиграфічного каркасу, що впливає на накопичення вуглеводнів. Таким чином, середньо- та нижньоюрські відклади в районі Лопушні, ймовірно, складаються з нижньоюрських дельтових до мілководних морських пісковиків та аргілітів;

Середньоюрських чергувань пісковиків, мергелів та карбонатів з рифовими та турбідитовими фаціями; умови осадонакопичення, що змінюються від континентальних до морських зі змінною солоністю та глибиною води. Ці юрські одиниці утворюють частину осадового чохла над доюрським фундаментом та сприяють багаторівневій системі резервуарів Лопушанського родовища.

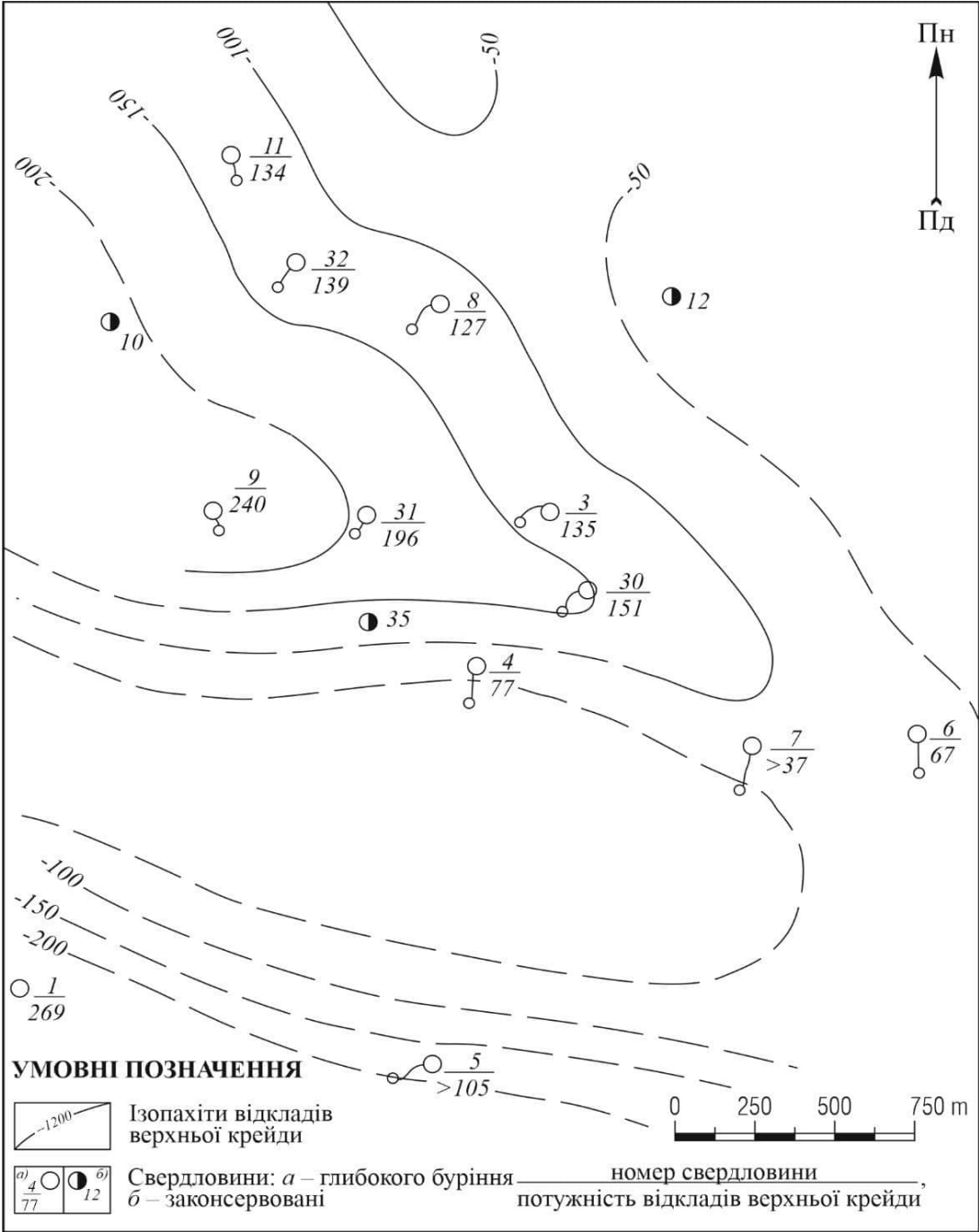


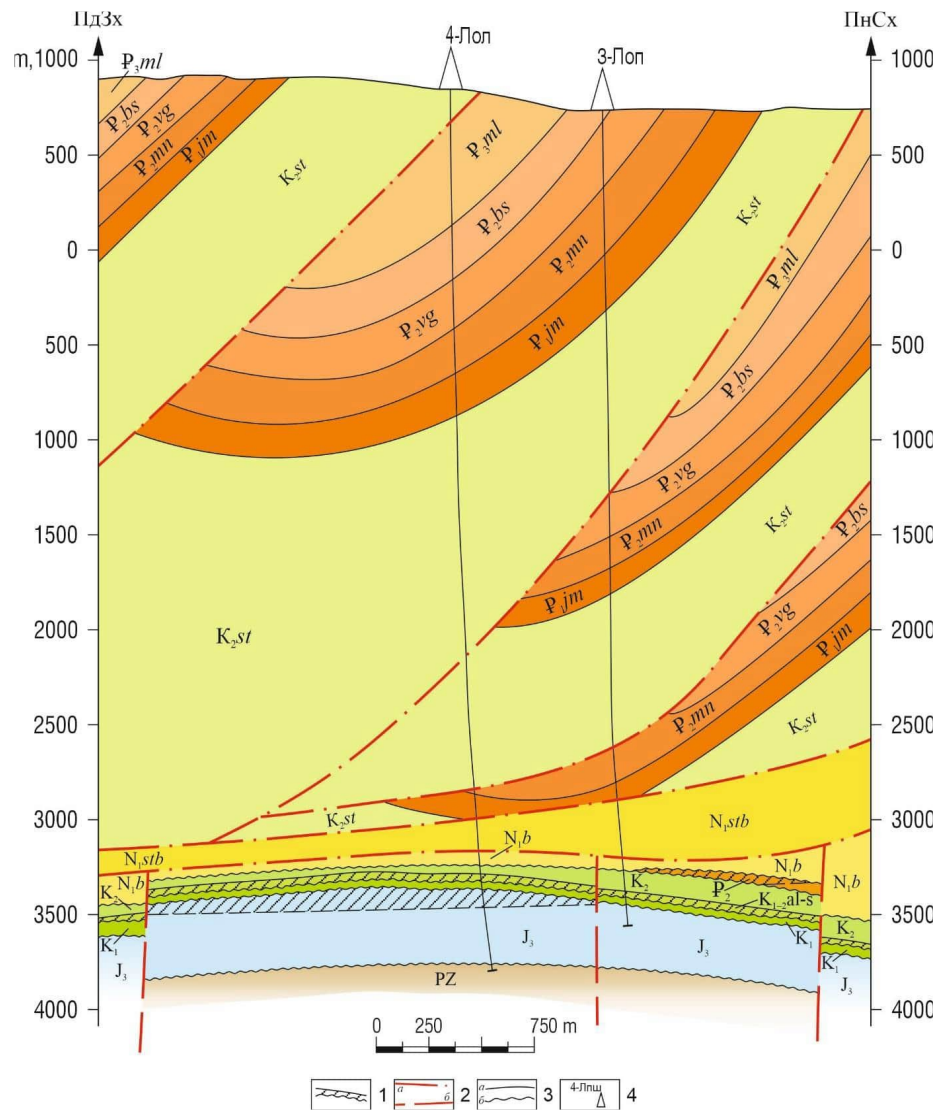
Рисунок 1.4 – Схема потужностей відкладів верхньої крейди (дані Б. І. Денегі, 2000)

Доюрський фундамент під Лопушнянським родовищем складається з кристалічних та метаморфічних порід, що утворюють структурний фундамент під мезозойським осадовим чохлам. Цей фундамент є частиною автохтону платформи під Карпатськими насувними покривами та знаходиться під впливом системи ступінчастих та поперечних розломів, які сегментують його на блоки. Ці розломи та тріщини у фундаменті впливають на структурну конфігурацію та шляхи міграції вуглеводнів у вищерозміщених осадових шарах.

Хоча основні резервуари Лопушанського родовища знаходяться в юрських, крейдових та палеогенових пісковиках, доюрський фундамент відіграє ключову тектонічну роль, контролюючи розломоутворення та складчастість, що утворюють пастки вуглеводнів. Тріщинуваті зони фундаменту також можуть сприяти вторинній міграції або локальному зберіганню вуглеводнів.

Основні скупчення вуглеводнів у Лопушанському нафтовому родовищі розташовані в багаторівневих колекторах у верхньоюрських, альбських, сеноманських та палеогенових формаціях на глибинах приблизно від 4080 до 4383 метрів. Ці колектори є переважно пісковиковими формаціями з різною пористістю та проникністю:

- Верхньоюрські колектори: Масивні, листовидні відкладення пісковика, що виробляють нафту на глибинах близько 4300–4316 м.
- Альбські та сеноманські пісковики: Високоякісні колектори з пористістю 12,9–18,6% та проникністю 0,010–0,025 мД, що забезпечують значні потоки нафти.
- Палеогенові пісковики: Пористість коливається від 7,4 до 12,5%, з ефективною товщиною до 7,4 м.



1 – нафтові поклади; 2 – тектонічні порушення: насуви (а), скиди (б); 3 – геологічні межі залягання порід: згідного (а), незгідного (б); 4 – бурові свердловини і їхні номери

Рисунок 1.5 – Геолого-структурний розріз Лопушнянського родовища (за матеріалами Ю. З. Крупського, 2020)

Родовище Лопушана структурно контролюється брахіантиклінальною складкою, сегментованою розломами на блоки, які утворюють пастки для вуглеводнів. Загальні підтвержені запаси становлять близько 45 мільйонів барелів (6,4 мільйона тонн), а видобуток зосереджений на рівні близько 2000 барелів на день [6].

Родовище розташоване в автохтонній частині платформи під Карпатськими насувами, а його вуглеводневий потенціал підтверджується сейсмічними та геологічними даними, що вказують на аналогічні перспективи в сусідніх структурах на глибині понад 6 км. Ширший регіон

Покутсько-Буковинських Карпат містить приблизно 268 мільйонів тонн нафти в автохтонних комплексах, що виділяє родовище Лопушня як ключове скупчення вуглеводнів у цій тектонічно складній області.

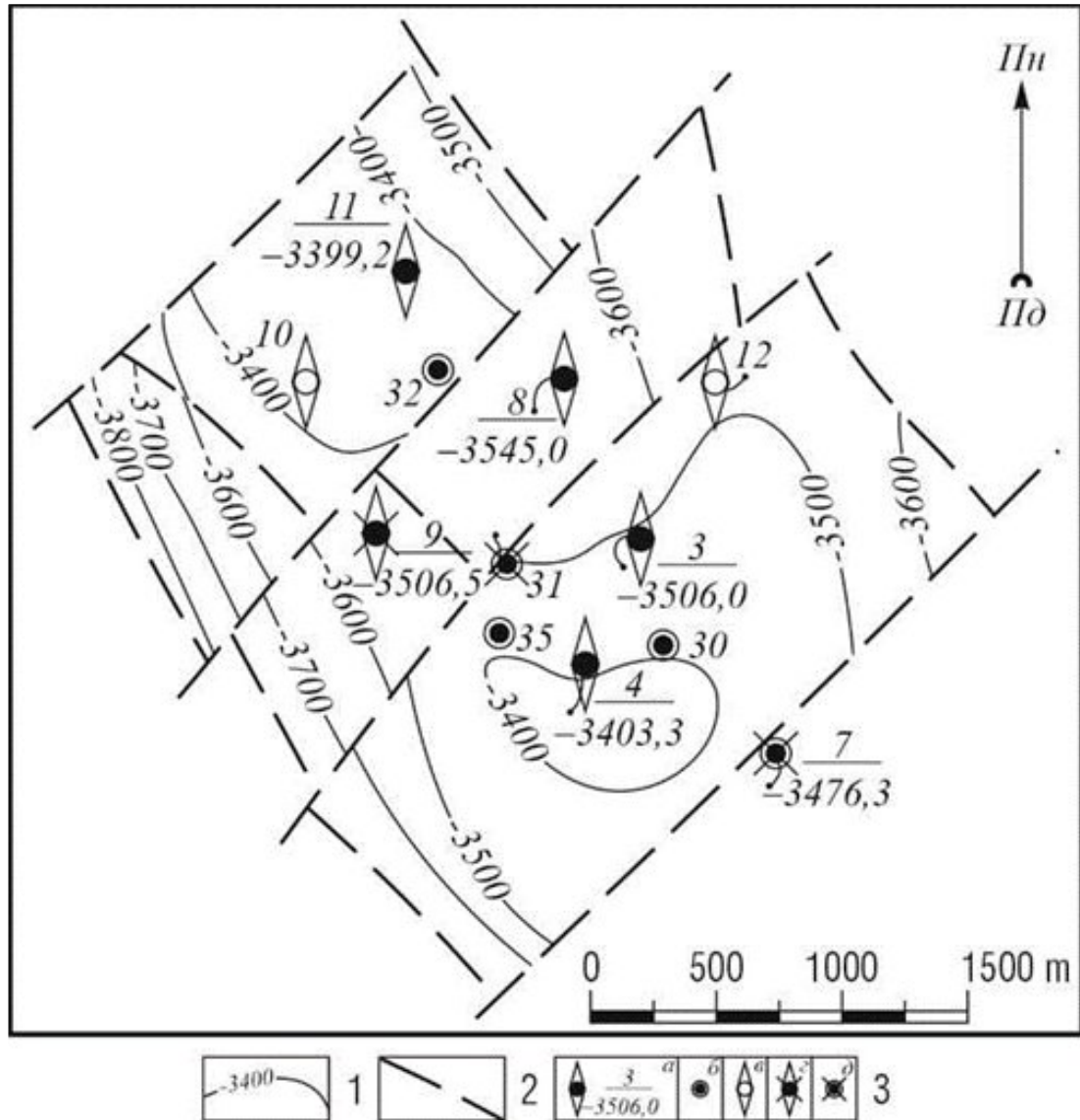
1.3 Тектонічні особливості та нафтогазоносність

Лопушнянське родовище – це геологічне утворення зі специфічними тектонічними характеристиками, які впливають на його структуру та мінералізацію. Пастки вуглеводнів тут зазнають впливу не лише тектонічної складчастості та розломів, але й активних процесів ерозії з пізньої крейди до палеогену, які сформували палеодолини та стратиграфічні пастки. Вуглеводні мігрують вздовж вигнутих Карпатських насуваних площин, сприяючи накопиченню в автохтонних відкладах.

Родовище Лопушня займає складчасту, розломну платформенну автохтонну структуру під Карпатами, що характеризується блоковими розломами, багаторівневими резервуарами та складним тектонічним та ерозійно-контрольованим утворенням пасток (Рис. 1.6).

Системи розломів Лопушанського родовища характеризуються мережею ортогональних (поперечних) розломів, які сегментують основну брахіантиклінальну структуру на три окремі блоки (Рис. 1.7). Ці розломи є частиною ширшої системи ступінчастих розломів, що простягаються з північного заходу на південний схід, що призводить до занурення автохтону платформи на південний захід. Окрім поздовжніх розломів, поперечні порушення сприяють блоковій структурі мезозойського фундаменту під родовищем.

Ця система розломів відіграє значну роль у контролі структурної конфігурації та пасток вуглеводнів у межах Лопушанського родовища. Розломи створюють тектонічні щити, які ізолюють резервуари в окремих блоках, впливаючи на потік та накопичення нафти.



1 – ізогіпси відбивного горизонту верхньої юри; 2 – розломи; 3 – свердловини: *a* – експлуатаційні, *б* – розвідувальні, *в* – законсервовані, *г* – ліквідовані, *д* – обводнені

Рисунок 1.6 – Фрагмент структурної карти Лопушнянського родовища

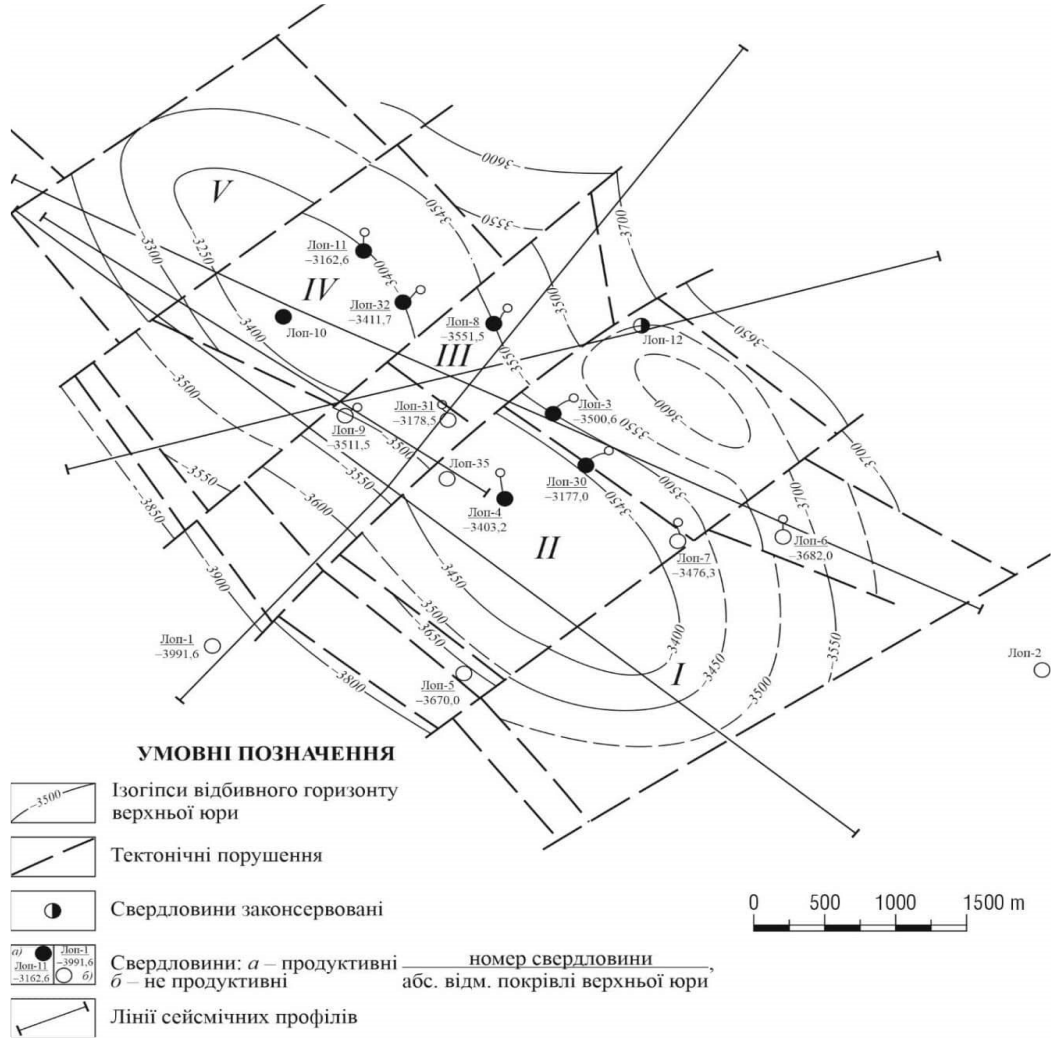


Рисунок 1.7 – Структурно-тектонічна будова Лопушнянського родовища

Сейсмічні дослідження виявили кілька структурних ліній з подібними схемами розломів поблизу, і ці розломи, у поєднанні з активними процесами ерозії від пізньої крейди до палеогену, сформували палеорельєф та стратиграфічні пастки, важливі для накопичення вуглеводнів [14].

Отже, системи розломів Лопушнянського родовища складаються з:

- Ортогональних (поперечних) ступінчастих розломів, що простягаються з північного заходу на південний схід
- Поздовжніх та поперечних розломів, що утворюють блокову структуру в мезозойському фундаменті
- Розломів, що сегментують родовище на три тектонічно екрановані блоки
- Розломів, що впливають на міграцію вуглеводнів та формування пасток у складчасто-насувному середовищі під Карпатами.

Лопушанське родовище характеризується складчастістю у формі брахіантикліналі - широкої, пологої дугоподібної складки, що простягається з північного заходу на південний схід.

Можна сказати, що складчастість родовища Лопушня є брахіантиклінальною формою північно-західного простягання з помірною амплітудою, сегментованою розломами на блоки, і відіграє ключову роль у накопиченні вуглеводнів під Карпатами.

Деформація від тектонічних напружень на родовищі Лопушня включає складну складчастість та розломоутворення, спричинені регіональними стискальними напруженнями. Родовище розташоване в складчастій та розломленій автохтонній платформі під Карпатськими насувами, де тектонічні напруження сформували брахіантиклінальну складку, сегментовану ортогональними системами розломів на блоки. Ці напруження викликають як зсувні, так і розтягові тріщини, причому домінують зсувні тріщини, які контролюють компартименталізацію колектора та міграцію вуглеводнів [8].

Тектонічне напруження призводить до деформації в гірських породах, спричиняючи такі деформації, як складчастість, розломоутворення та розвиток тріщин. Коефіцієнт зсувного розриву (S) використовується для оцінки ймовірності утворення зсувних тріщин; коли $S > 1$, розвиваються зсувні тріщини. Структурна деформація родовища Лопушня залежить від багатоетапних тектонічних подій, включаючи стискальні напруження, орієнтовані приблизно з північного заходу на південний схід, що викликає структури складчастості та розломоутворення, які сегментують структуру. Зони розломів зазнають коливань концентрації напружень, з вищими напруженнями в бортах підніжжя та нижчими напруженнями поблизу ядер розломів, що впливає на розвиток тріщин. Ці деформації створюють структурні пастки та впливають на якість колектора, контролюючи мережі тріщин, необхідні для потоку рідини.

Підсумовуючи, тектонічні напруження в Лопушні спричиняють:

- Складчастість у широку брахіантикліналь
- Розвиток тріщин, що переважають зсувом, що контролюються величиною та орієнтацією напружень
- Сегментацію розломів на блоки зі змінним розподілом напружень
- Структурні пастки, утворені комбінованими мережами складчастості, розломів та тріщин

Тектонічні розломи та тріщини відіграють ключову роль у контролі розподілу та концентрації мінералізації, створюючи шляхи для гідротермальних рідин та вуглеводнів. Родовище розташоване на північно-східному крилі складки, причому розломи сегментують структуру на блоки, що впливають на компарменталізацію резервуарів та локалізацію мінералізації.

Крім того, в ширшому регіоні було відзначено сульфідну мінералізація, включаючи Pd та Pt-вмісні руди з низьким вмістом Ni, що вказує на те, що гідротермальні процеси, пов'язані з тектонічною активністю, сприяють рудоутворенню.

При оцінці нафтогазоносності варто дослідити геотермічний ступінь й приплив рідини. Геотермічний ступінь – відстань у метрах, за умови поглиблення на яку температура порід закономірно підвищується на 1 °С. Визначається за формулою:

$$G = \frac{H-h}{T-t} \quad (1.1)$$

де G – геотермічний ступінь, м/°С; H – глибина місця виміру температури, м; h – глибина шару з постійною температурою, м; T – температура на глибині, °С; t – середня річна температура повітря на поверхні, °С.

Геотермічний градієнт Γ характеризує зміну температури в разі зміни глибини на 100 м і визначається за формулою:

$$\Gamma = \frac{(H-h)100}{T-t} \quad (1.2)$$

Таким чином, залежність між геотермічним ступенем та геотермічним градієнтом виражається співвідношенням:

$$\Gamma = \frac{100}{G} \quad (1.3)$$

Приплив рідини у свердловині відбувається під дією різниці між пластовим тиском і тиском на вибої свердловини. Різниця між пластовим тиском і вибійним тиском називається депресією на пласт.

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} \quad (1.4)$$

Лопушанське родовище розташоване в тектонічному каркасі Українських Карпат, зокрема в Покутсько-Буковинському сегменті Карпатського передгір'я.

Воно лежить на автохтоні платформи під Карпатськими насувами, які є частиною складної Альпійсько-Карпатської орогенної системи, утвореної внаслідок північно-східного стискання, ортогонального до Карпат. Це стискання спричинило поступове південно-західне занурення краю Східно-Європейського кратону під Карпати, причому Лопушанська структура пов'язана з глибокими складками в автохтонних мезозойських породах під насувами.

Структурно родовище контролюється системою ступінчастих і поперечних розломів, які сегментують мезозойський фундамент на блоки, та північно-західно орієнтованими складками (брахіантилініями), пов'язаними з Карпатським простяганням. Регіон знаходиться під впливом Альпійсько-Карпатської геодинаміки, включаючи тектоніку екструзії земної кори та зсувні розломи, які сформували структурне положення та деформацію родовища. Ця тектонічна обстановка відображає взаємодію передальпійських рифтових структур з альпійськими компресійними процесами, що формують Українські Карпати та контролюють накопичення вуглеводнів у Лопушні.

Нафтогазовий потенціал родовища пов'язаний з багаторівневими колекторами в альбських, сеноманських, палеогенових та верхньоюрських формаціях на глибині близько 4000 метрів і глибше. Структурні пастки, утворені складчастістю та розломами, у поєднанні з регіональними насувами, що діють як ущільнювачі, сприяють накопиченню вуглеводнів.

1.4 Типи колекторів (порові, тріщинуваті, змішані)

Нафтогазоносність Лопушнянського родовища безпосередньо пов'язана з особливостями типів колекторів, що зустрічаються у верхньоюрських відкладах. Тип колектора визначає основні параметри

ефективності продуктивного горизонту, впливає на вибір методів геофізичної розвідки та технології видобутку вуглеводнів. За результатами геологічних, петрофізичних і геофізичних досліджень, породи-колектори Лопушнянського родовища мають переважно змішану порово-тріщинувату природу.

У структурі порового простору фіксується поєднання міжзернових пор, каверн та відкритих тріщин, які є провідниками і накопичувачами флюїдів. У нижній частині горизонту виділяються мікрозернисті детритові вапняки, де переважає розвинена первинна пористість. Вапняки мають сітчасту текстуру, що є надзвичайно сприятливою для формування колекторських властивостей, завдяки численним дрібним порам, часто пов'язаним у канали, які утворюють єдину дренажну систему [12].

У верхній частині горизонту спостерігаються грудчасті вапняки, які характеризуються між формовим поровим простором. Тут домінує вторинна пористість, зумовлена розчиненням органогенного матеріалу, а також утворенням каверн та тріщин. Такі тріщини, зазвичай, мають диз'юнктивний характер і утворилися під впливом регіонального тектонічного стресу. Частина з них залікована кальцитовим цементом, але значна кількість залишається відкритими, що значно збільшує проникність.

Згідно з мікроскопічними дослідженнями, значна частина тріщин проходить через поровий простір, об'єднуючи окремі макропори в наскрізні канали. Це дозволяє класифікувати такі породи як тріщинувато-кавернозні колектори, які поєднують ознаки трьох типів: порового, тріщинного і кавернозного. Наявність такої структури зумовлює неоднорідність та анізотропію фільтраційних властивостей, що ускладнює геофізичну інтерпретацію.

З геофізичного погляду, колектори зі змішаним типом структури проявляються як низькоомні інтервали з мінливою аномальною характеристикою, що може призводити до їх недооцінки при стандартній інтерпретації ГДС. Саме тому під час розвідки родовища використовували не

тільки гама-каротаж, але й нейтронно-гамма-каротаж, що менш чутливий до тріщинуватості та будови порового простору [8].

У практичному плані, змішані колектори вимагають адаптивних підходів до буріння і розкриття продуктивних горизонтів. Особливу увагу приділяють герметизації стовбура свердловини, стабілізації бурового розчину та прогнозу дебітів за параметрами тріщинуватості. Крім того, гідродинамічні дослідження мають базуватися на моделюванні середовища з урахуванням трьох фазної фільтрації.

Отже, унікальність колекторів Лопушнянського родовища полягає в їх складній структурі та поєднанні кількох типів ємнісного простору, що вимагає комплексного підходу до їх вивчення та освоєння.

1.5 Пористість, проникність, насиченість флюїдами

Колекторські властивості карбонатних порід є ключовими для оцінки потенціалу родовища. За результатами лабораторних досліджень кернового матеріалу з різних свердловин встановлено широкий діапазон значень відкритої пористості - від 0% до 16,4%. Водночас 83% проаналізованих зразків мають K_p вище за 5,7%, що свідчить про хороші ємнісні характеристики більшості порід (Табл. 1.1).

Абсолютна проникність ($K_{пр}$) демонструє експоненційну залежність від пористості, що підтверджено високим коефіцієнтом кореляції ($R = 0,712$). Це означає, що зі зростанням пористості відбувається істотне збільшення здатності порід до пропускання рідин і газів. Ефективна проникність в умовах залишкової водонасиченості також має чітку лінійну залежність від K_p ($R = 0,93$), що дозволяє прогнозувати поведінку флюїдів при експлуатації свердловин [20].

Таблиця 1.1 - Результати лабораторних досліджень пористості та проникності

Свердловина	Глибина інтервалу, м	Кп, %	Кпр, мД	Квз, %	Примітки
№3	4344–4450	5,8–13,2	0,5–6,4	30–72	Пори + тріщини
№4	4302–4336	6,5–14,1	0,8–7,1	25–60	Промисловий приплив нафти
№11	4370–4395	7,0–12,8	1,0–9,5	28–75	Висока тріщинуватість
№32	4240–4250	4,3–9,0	0,3–3,5	40–85	Знижена фільтраційна здатність

Залишкова водонасиченість (Квз) змінюється в широких межах - від 20 до 90%. Високі значення спостерігаються у порід з низькою макропористістю, де вода займає весь мікропоровий простір. В умовах високої тріщинуватості вода локалізується переважно у вузьких капілярних каналах, тоді як основна частина макропор і тріщин насичена нафтою.

Високий ступінь неоднорідності порового простору спричиняє необхідність масових вимірів на одному зразку - по 2–6 визначень - для побудови достовірної петрофізичної моделі. Значну роль відіграє форма та сполученість пор, особливо в кавернозних і тріщинуватих породах[16].

1.6 Вплив глинистості та вторинних змін на якість порід колекторів

У складі карбонатних колекторів Лопушнянського родовища глинистість виражена слабо, але її вплив на якість колекторів не можна

недооцінювати. Глини, навіть у незначній кількості, можуть істотно знижувати проникність, особливо в умовах мікропористих та слаботріщинуватих порід. Це пов'язано з утворенням гідрофільної плівки на поверхнях пор, що підвищує капілярний тиск та ускладнює витіснення вуглеводнів.

Глинисті мінерали у складі цементу або у вигляді ізолюваних прошарків знижують ефективну пористість і є бар'єром для флюїдів. За результатами досліджень вміст глини вище 5% вже вважається критичним. У Лопушнянському родовищі такий рівень не зафіксовано, однак локальні лінзи глинистих утворень все ж можуть траплятися і повинні враховуватись у геофізичних моделях [14] (Табл. 1.2).

Таблиця 1.2 - Вплив глинистості на фільтраційні властивості

Вміст глин, %	Змінена проникність, % від початкової	Коментар
0–2	100%	Практично не впливає
3–5	80–90%	Локальне звуження каналів
6–10	50–70%	Втрата ефективної фільтрації
>10	<40%	Часткова або повна герметизація пор

Вторинні зміни, зокрема цементация, стилілітизация, перекристалізация суттєво впливають на фільтраційні властивості. Цемент може заліковувати тріщини, зменшувати ефективний об'єм пор, змінювати змочуваність поверхонь. Водночас процеси розчинення органічних залишків або гідродинамічного розчинення кальциту можуть сприяти утворенню каверн і підвищувати місткість.

Таким чином, навіть у породах з високою первинною пористістю, вторинні процеси здатні змінити їх як у кращий, так і в гірший бік. Усі ці фактори вимагають обов'язкової корекції при побудові геологічних та гідродинамічних моделей родовища.

2 АНАЛІЗ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Особливості літолого-петрофізичної та геолого-геофізичної характеристик колекторів

Сеноманський горизонт (K₂S), складає пачка пісковиків, які в нижній частині за описом керну і даних ГДС переходять в гравеліти і конгломерати. У розрізах свердловин, що розглядаються, товщина сеноманських відкладів змінюється у межах 12.0-17.2 м.

Колекторами є пісковики і конгломерати.

Пісковики представлені кварцовими та кварцово-польовошпатовими різновидами, з зернистістю від дрібної до грубої, при цьому переважають середньо- та грубозернисті фракції. Вони тонкослюдисті, містять вкраплення глауконіту, невапнисті, мають середню міцність, іноді виявляють крихкість. Цемент переважно глинистого типу.

Згідно з петрофізичними даними, сеноманські пісковики характеризуються переважно середньою та високою пористістю і високою проникністю. Відкрита пористість коливається в межах 7–27%, проникність — від 0,8 до 845×10^{-3} мкм².

У підшві сеноманських відкладів пісковики поступово переходять у гравеліти та конгломерати. Гравеліти складаються з обкатаних і напівобкатаних зерен кварцу діаметром від 1–3 до 5 мм, а також філітів та інших мінералів. Цемент представлений піщано-глинистим і карбонатним типами.

Головною геофізичною особливістю сеноманських пісковиків є підвищена гама-активність — до 10–14 мкР/год — при цьому фіксуються аномально низькі значення природної гамма-активності (НГК), іноді близькі до рівня глинистих порід. За даними електрокаротажу спостерігається знижений опір у продуктивних пластах, а також високі показники електропровідності на кривих індукційного каротажу (ІК), що ускладнює їх розчленування за електричними параметрами. Дані акустичного каротажу

(АК) свідчать про підвищені значення інтервального часу пробігу поздовжньої хвилі ΔT , які іноді досягають 250–260 мкс/м. Відзначається чергування пластів з різною пористістю. Діаметр свердловини залишається близьким до номінального.

В цілому характеристика за даними ГДС нестандартна і має ознаки глинистого розрізу, що необхідно врахувати при виділенні колекторів.

Конгломерати і гравеліти виділяються різким зростанням опорів на кривих електрокаротажу (БМК,БК), зменшенням провідності на ІК, високим значенням $I_{\text{пу}}$ і пониженими значеннями ΔT , збільшеним діаметром на кавернометрії. Крива ПС навпроти колекторів згладжена.

Альбський горизонт (K₁Al) Колекторські різновидності нижньої крейди представлені пісковиками і алевролітами потужністю до 2.5-5.0 м, переважають пропластки малої товщини.

Пісковики пористі, кварцові, олігоміктові, дрібно- і середньозернисті, глинисті, невапнисті, іноді переходять в сильноглинисті і вапнисті, часто з включеннями великої кількості детритового матеріалу, деколи тріщинуваті. Цемент глинистий, глинисто-карбонатний. За даними петрофізики (рис.5.2.) колектори нижньокрейдових відкладів низько- і середньопористі ($K_{\text{п}}=7.5-16.3\%$, $K_{\text{пр}}=0.12-481 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$) [4].

Згідно з результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС), розріз нижньокрейдових відкладів демонструє типову для теригенних піщано-глинистих колекторів геофізичну характеристику. Пісковики, що залягають серед аргілітів, відрізняються підвищеними значеннями питомого опору (ПО) та природної гамма-активності (НГК), з одночасно зниженими (відносно аргілітів) показниками гамма-каротажу (ГК) та інтервального часу пробігу хвилі (ΔT). Криві бокового каротажу з зануреним електродом (БКЗ) мають дво- або тришарову будову: спостерігається підвищення проникності у водоносній частині розрізу та її зниження у продуктивних горизонтах.

Застосування методу БКЗ для визначення опору пластів ускладнюється низкою факторів: незначна товщина проникних прошарків, великі зони

проникнення фільтрату промивної рідини в пласт і висока мінералізація цієї рідини.

На кривих ΔT фіксуються пропуски окремих циклів. Дані кавернометрії свідчать, що колекторам властиві низькі, наближені до номінального значення діаметри свердловини або лише незначні кірки.

Основними труднощами при інтерпретації матеріалів ГДС є тонкошарова будова колекторів та їх висока глинистість [12].

Юрський горизонт (J_3) виповнений потужною товщею карбонатних порід. Колекторами нафти і газу являються карбонати слабозцементовані кальцитом, сидеритом, глинистим або глинисто-карбонатним цементом. Пористість змінюється в широких межах, від ущільнених різноманітностей до високо пористих ($K_p = 19.5\%$) [4].

За характером порового простору колектори класифікуються як порово-тріщинні, порово-кавернозні та порово-тріщинно-кавернозні. Тріщини мають різні орієнтації й розміри — від часток міліметра до 1–2 мм, місцями заповнені кальцитом, ангідритом або глинистим матеріалом. Каверни досягають розміру до 5 мм, переважно неправильної форми, хоча трапляються також ізометричні чи витягнуті.

На основі фізико-літологічних особливостей та даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у розрізі нижнівської світи умовно виділено дві пачки.

Верхню пачку складають карбонатні породи з прошарками аргілітів, що варіюються за ступенем глинистості та піщанистості. Основна вміщуюча порода — щільні, криптокристалічні, міцні вапняки [13].

Пористі різновиди верхньої пачки, за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), вирізняються на фоні вміщуючих порід зниженими значеннями питомого опору, природної гамма-активності (ГК), потенціалу самопроявлення (ПС), а також дещо підвищеними (порівняно з карбонатами) показниками НГК. Крім того, для цих порід характерні підвищені значення інтервального часу пробігу поздовжньої хвилі за результатами акустичного

каротажу (АК). Підошва верхньої пачки складена органогенно-уламковими карбонатами з поровою та тріщинуватою пористістю.

Нижня пачка представлена органогенними вапняками — поровими, високопористими, сітчастими, крейдоподібними, з перешаруваннями доломітів та ангідритів. Ефективний поровий простір у крейдоподібних вапняках формують ізометричні пори та тріщиноподібні мікропорожнини.

Товщина окремих прошарків із подібними геофізичними характеристиками коливається в межах від 0,4 до 2,0 м, а їхня сумарна потужність у межах нижньої пачки становить 20–30 м.

Відповідно, колектори Лопушнянського родовища відзначаються значною різноманітністю літологічного складу, фізичних властивостей, фільтраційно-ємкісних параметрів, геометрії порового простору, а також геолого-геофізичних характеристик.

У теригенній та карбонатній частинах розрізу переважає поровий (міжзерновий, або гранулярний) тип колектора, який часто ускладнюється розвитком мікротріщинуватості. У карбонатних відкладах, крім мікротріщин, спостерігається також кавернозність.

Загалом колектори Лопушнянського нафтового родовища належать до об'єктів складної геологічної будови [14].

2.2 Петрофізичні моделі, покладені в основу виділення колекторів

Інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) в умовах складної геологічної будови потребує заміщення реального середовища породи спрощеною, ідеалізованою моделлю — так званою петрофізичною моделлю, яка містить обмежену кількість параметрів та чинників, що визначають геофізичні характеристики.

Петрофізичне обґрунтування методики інтерпретації здійснювалося на основі лабораторного вивчення кернового матеріалу, відібраного під час розвідки родовища з перспективних продуктивних інтервалів

Лопушнянського нафтового родовища.

Вивчення колекторських властивостей проводилось на керновому матеріалі і по матеріалах ГДС.

Визначалась літологія зразків, їх структурно-текстурні особливості, склад та тип цементу. На основі петрофізичних визначень, для кожного підрахункового об'єкту будувались петрофізичні зв'язки типів “кern-кern” і “кern – геофізика”.

Взаємозв'язки в групі “кern-кern” встановлювались шляхом попарного порівняння таких параметрів: відкритої та ефективної пористості, відкритої пористості й абсолютної проникності, а також залишкової водонасиченості та відкритої пористості.

Графічне зображення зв'язків типу “кern-кern” представлені на рис. 2.1-2.3.- для горизонтів K_2S , K_1Al , J_3 . Ця група зв'язків використовувалась для обґрунтування нижніх меж колектора ($Kп$, $Kнг$), визначення однієї властивості за допомогою іншої, встановлення петрофізичної моделі колекторів.

Крім того, для оцінки фільтраційно-ємкісних властивостей (ФЄВ) колекторів за результатами лабораторних досліджень були побудовані гістограми та інтегральні криві розподілу пористості для порід неогенових, сеноманських, нижньокрейдових і верхньоюрських відкладів (рис. 2.2).

Як видно з доданих графіків, колектори підрахункових об'єктів мають такими характеристики [5]:

- в сеноманських відкладах за результатами дослідження зразків $Kп$ змінюється від 3% до 27.7% ; 90% зразків мають $Kп$ більше 7%;
- в нижньокрейдяних відкладах за результатами дослідження зразків $Kп$ змінюється від 2.4% до 16.9%; 53% зразків мають $Kп$ більше 7.5%;
- в відкладах верхньої юри за результатами досліджень зразків $Kп$ змінюється від 0% до 19.4%; 83% зразків мають $Kп$ більше 5.7%.

Друга група охоплює взаємозв'язки між фізичними параметрами,

отриманими за результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС), та петрофізичними характеристиками, визначеними на керновому матеріалі — зокрема відкритою пористістю (K_p), абсолютною проникністю ($K_{пр}$) і залишковою водонасиченістю ($K_{в.з}$). До цієї групи відносяться такі кореляційні зв'язки:

- залежність відносного опору від пористості порід $R_p = \rho_{вп} / \rho_{в} = f(K_p)$;
- залежність коефіцієнта збільшення опору від водонасиченості $R_H = \rho_p / \rho_{вп} = f(K_{в})$;
- залежність інтервального часу від пористості $\Delta T = f(K_p)$;
- трьохмірні співставлення подвійного різницевого параметру $\Delta I_{пг}$, інтервального часу ΔT і пористості K_p .

Математичний аналіз табличних даних дав змогу визначити петрофізичні залежності в групі «кern–геофізика» для колекторів кожного підрахункового об'єкта (Рис. 2.1-2.3 – для K_{2S} , Рис. 2.4-2.6 – для K_1 , Рис. 2.7-2.10 – для J_3):

для сеноманських відкладів:

$$R_p = 2.8 / K_p^{1.52} \quad r = 0.94 \quad (2.1)$$

$$R_H = 1.8 / K_{в}^{1.59} \quad r = 0.86 \quad (2.2)$$

$$\Delta T = 172 + 3.1 K_p \quad r = 0.89 \quad (2.3)$$

для нижньокрейдових відкладів:

$$R_p = 1.9 / K_p^{1.72} \quad r = 0.8 \quad (2.4)$$

$$R_H = 0.95 / K_{в}^{1.98} \quad r = 0.95 \quad (2.5)$$

$$\Delta T = 171 + 4.7 K_p \quad r = 0.76 \quad (2.6)$$

для юрських відкладів:

$$R_p = 1.1 / K_p^{1.9} \quad r = 0.91 \quad (2.7)$$

$$R_H = 1.25 / K_{в}^{1.5} \quad r = 0.88 \quad (2.8)$$

$$\Delta T = 151 + 2.8 K_p \quad r = 0.88 \quad (2.9)$$

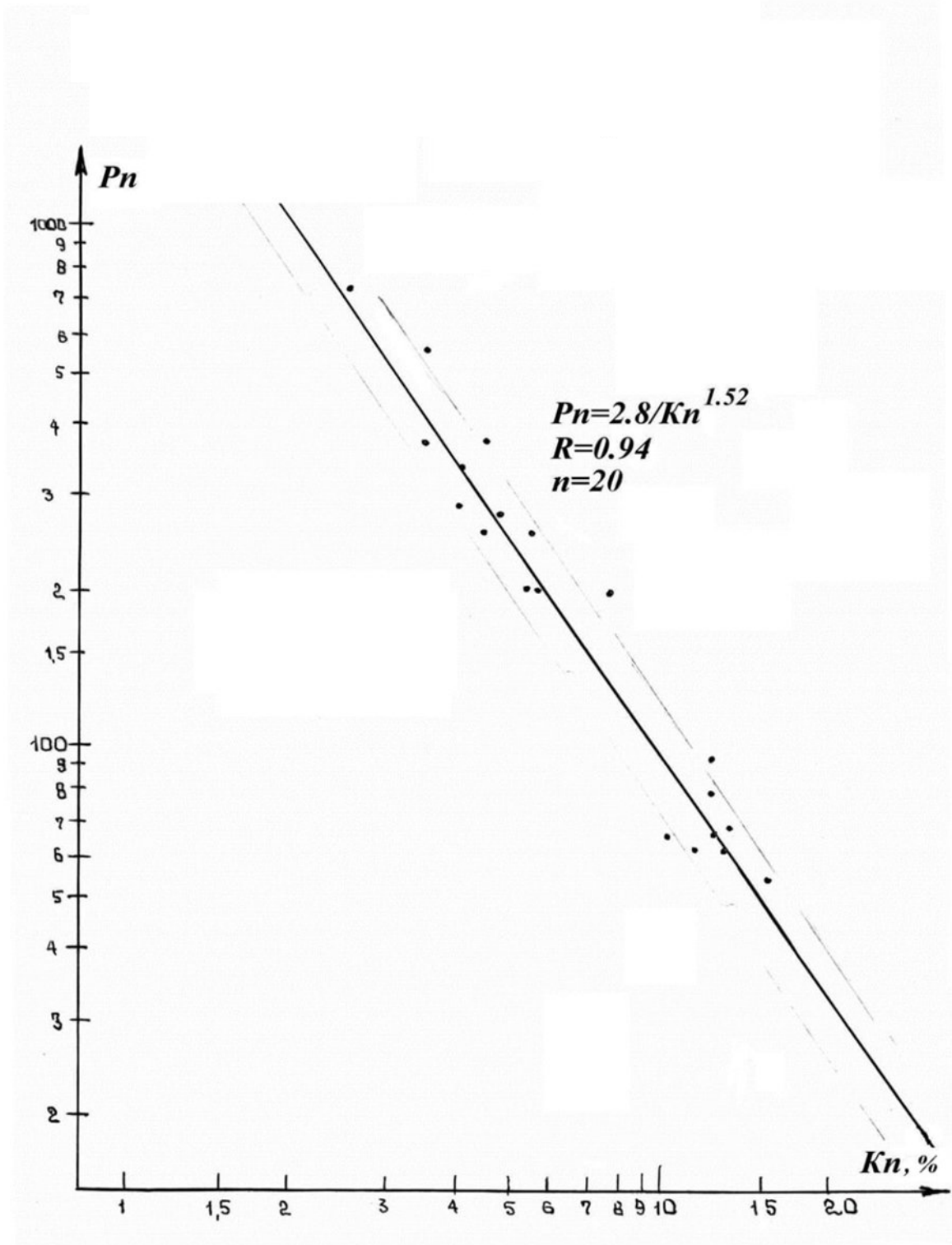


Рисунок 2.1 — Залежність $Pn = f(Kn)$ (відклади сеноману)

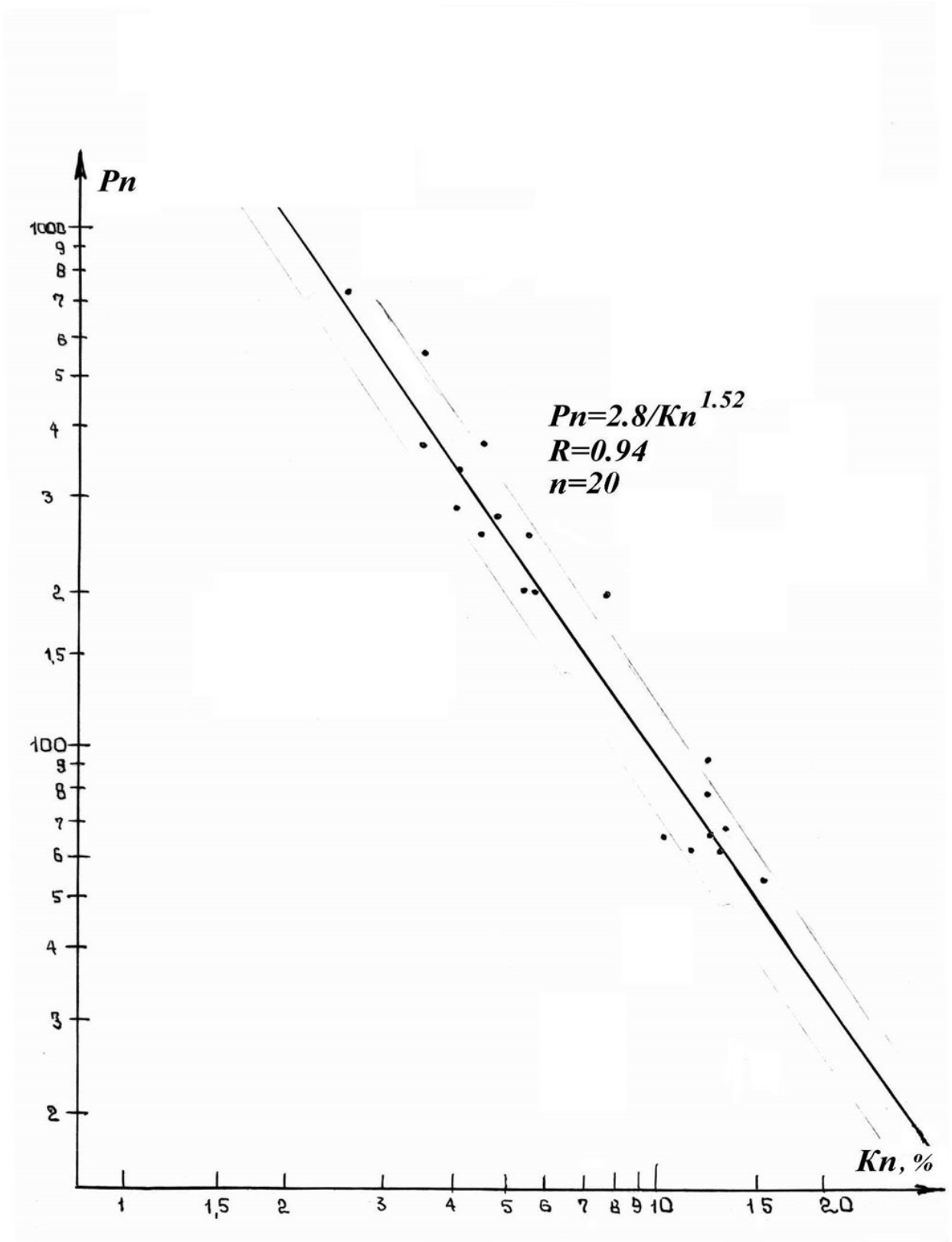
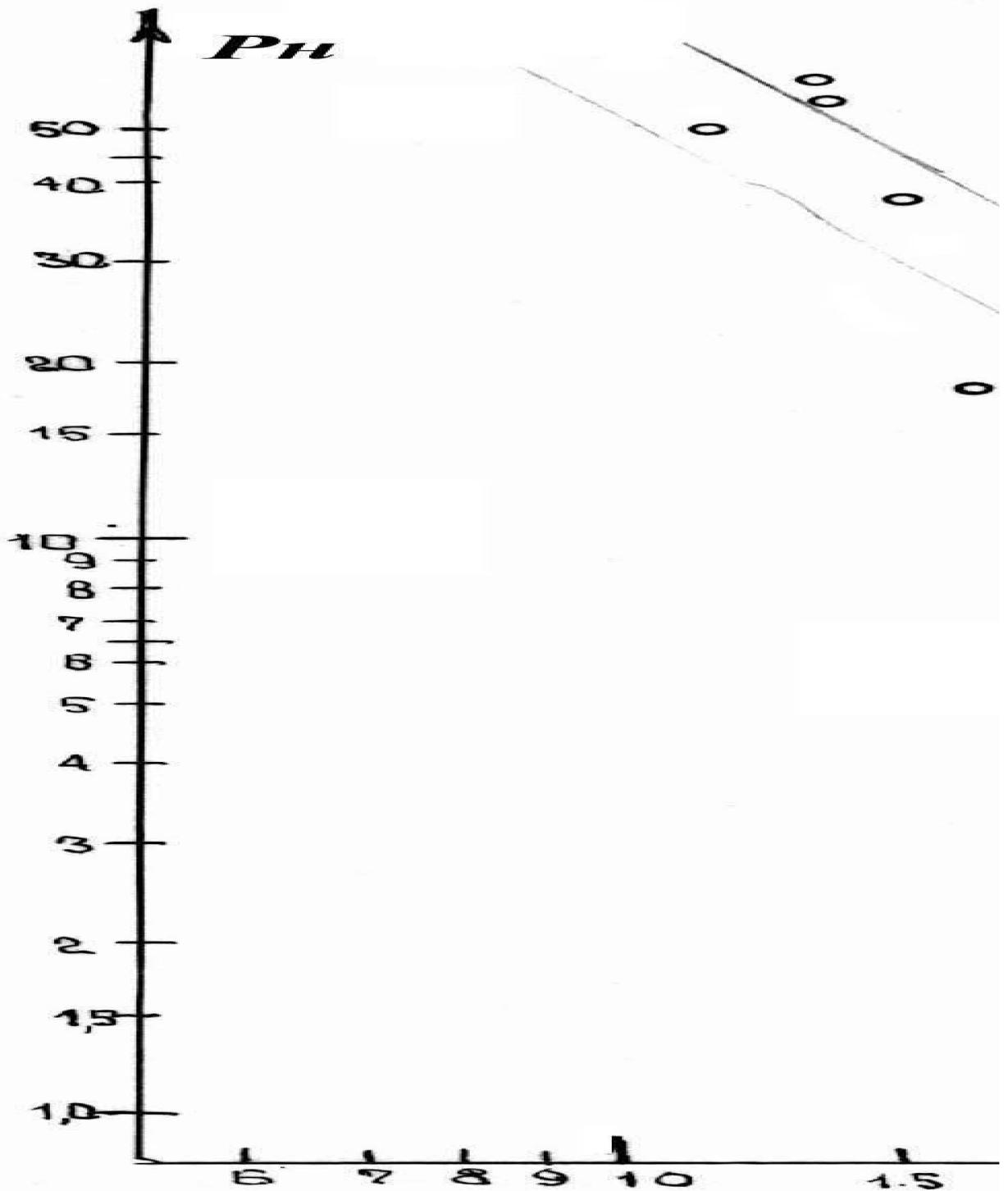


Рисунок 2.2 — Залежність $Pn = f(Kn)$ (відклади сеноману)

с. 5.

Рисунок 2.3 — Залежність $P_n = f(K_v)$ (відклади сеноману)

с. 5

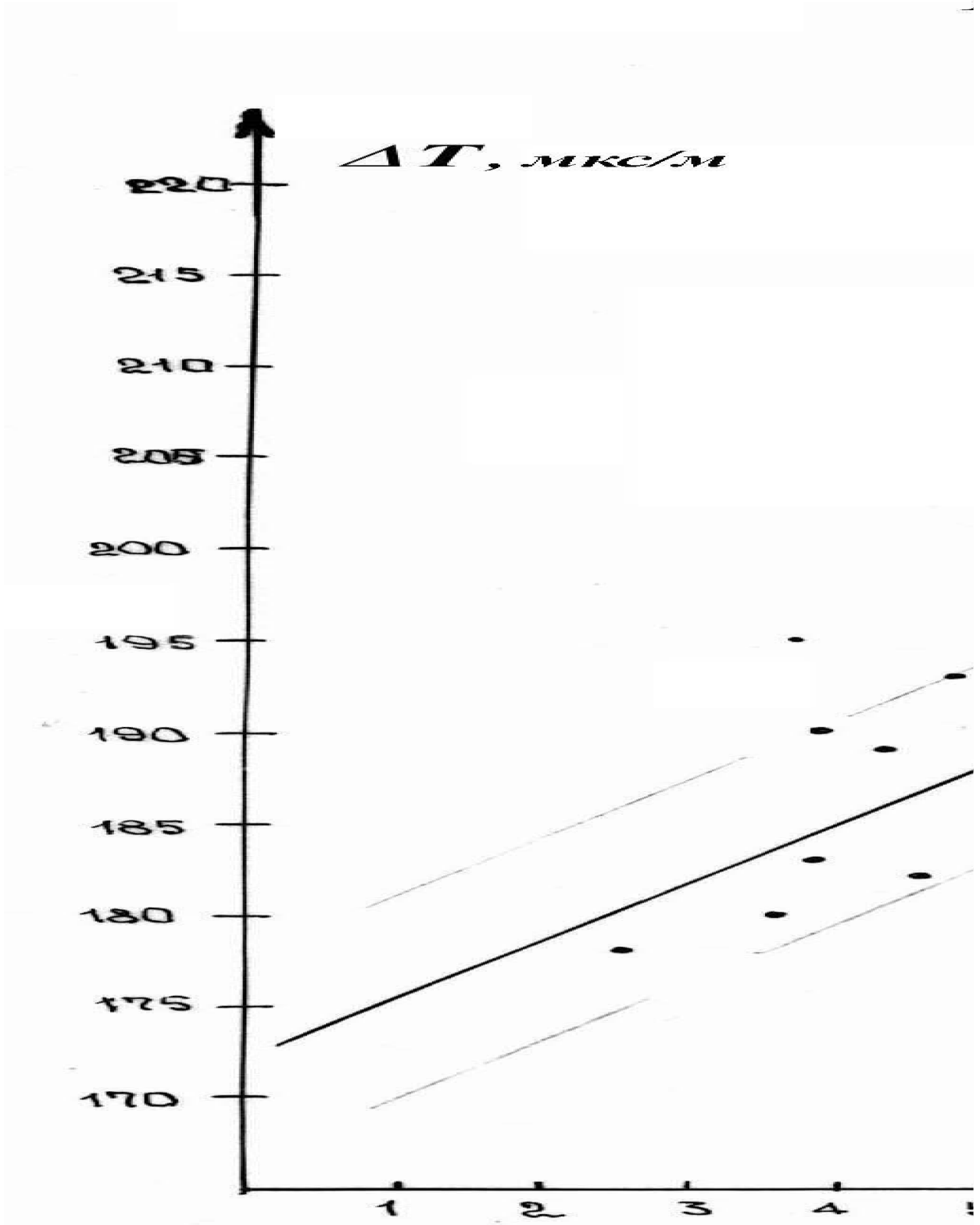


Рисунок 2.4 — Залежність $\Delta T = f(Kn)$ (відклади сеноману)

5.9.

Зіди

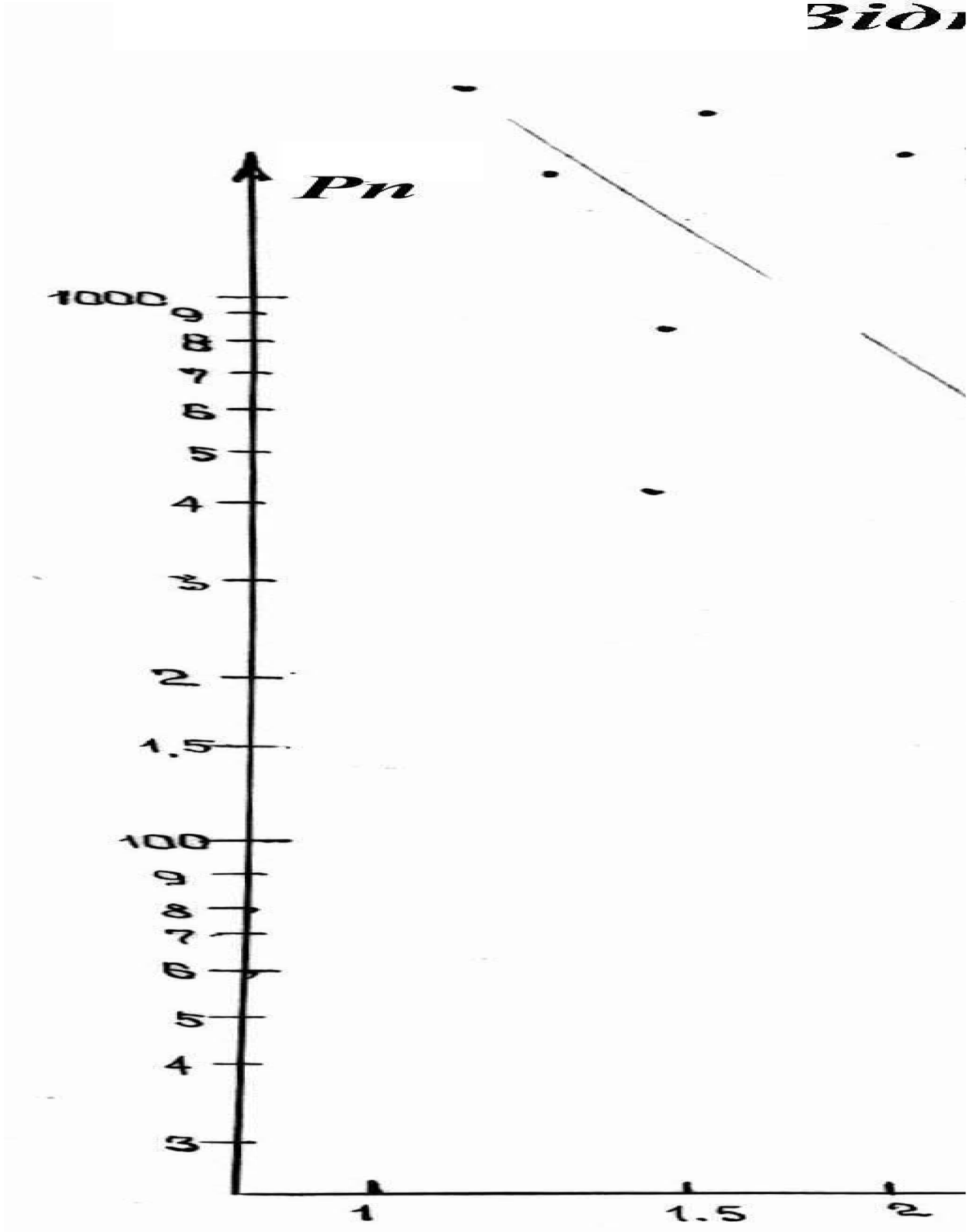
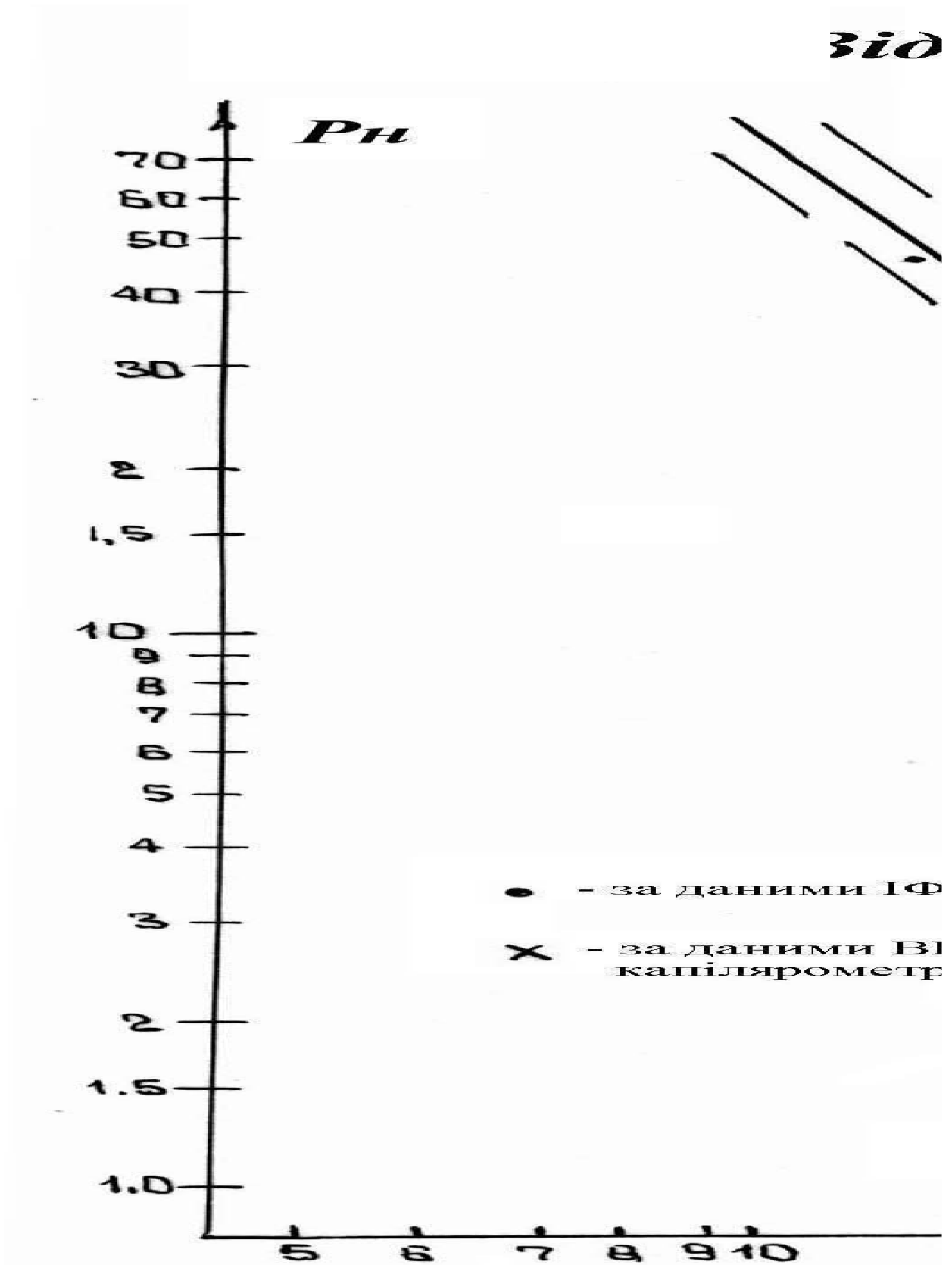


Рисунок 2.5 — Залежність $P_n = f(K_n)$ (відклади нижньої крейди)

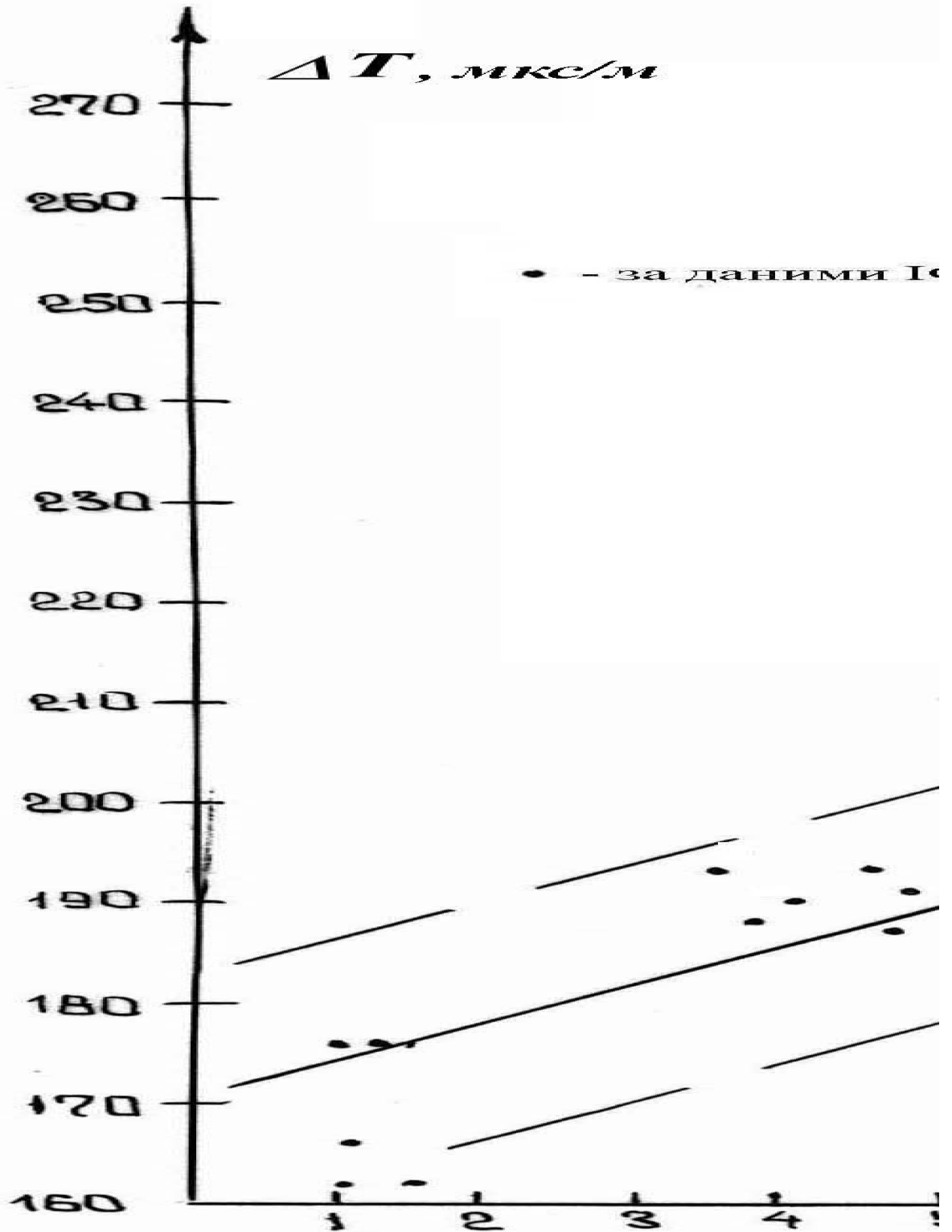
5.

Зід

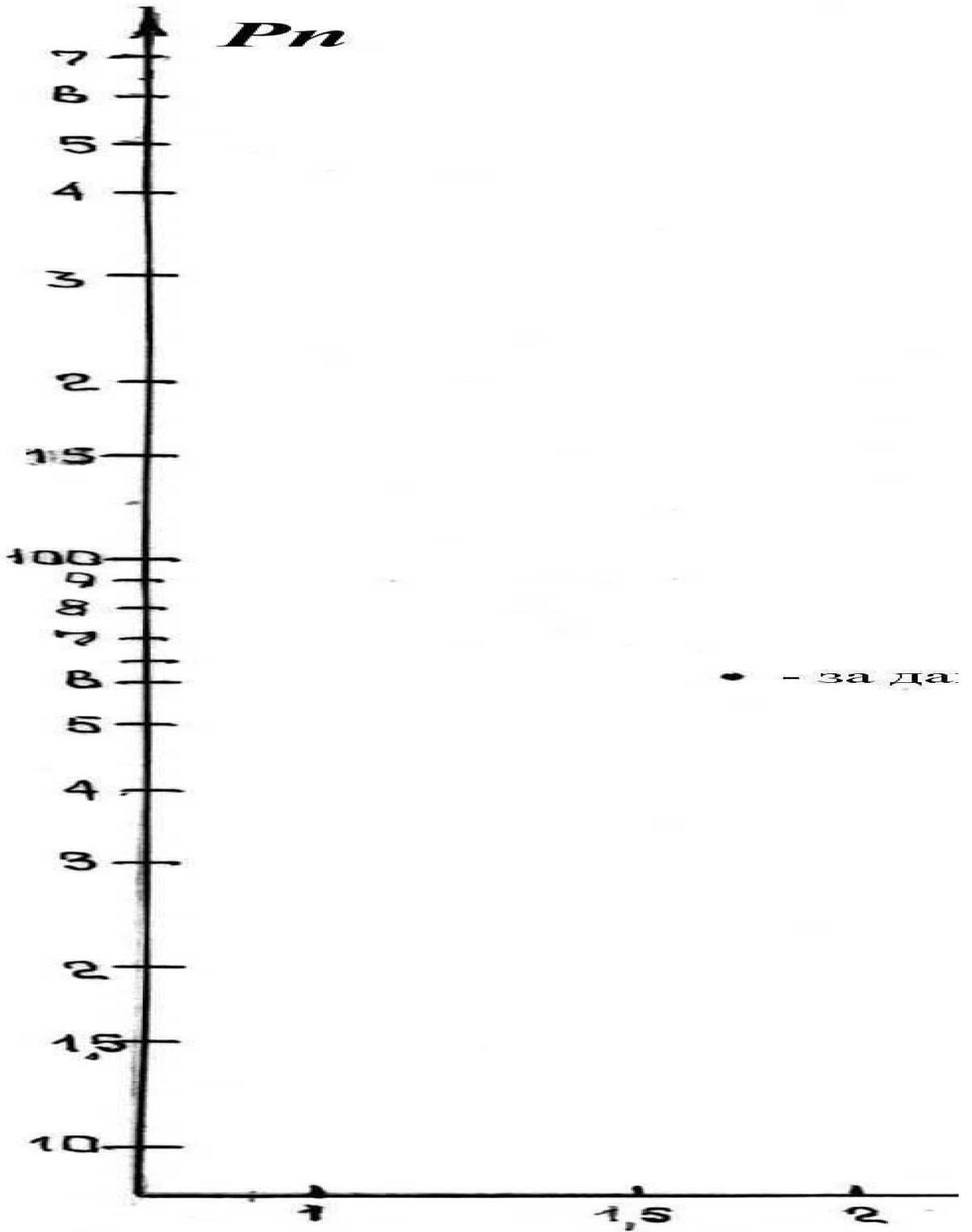
Рисунок 2.6 — Залежність $P_n = f(K_v)$ (відклади нижньої крейди)

5.11

Віс

Рисунок 2.7 — Залежність $P_n = f(K_v)$ (відклади нижньої крейди)

5.1

Рисунок 2.8 — Залежність $P_n = f(K_n)$ (відклади юри)

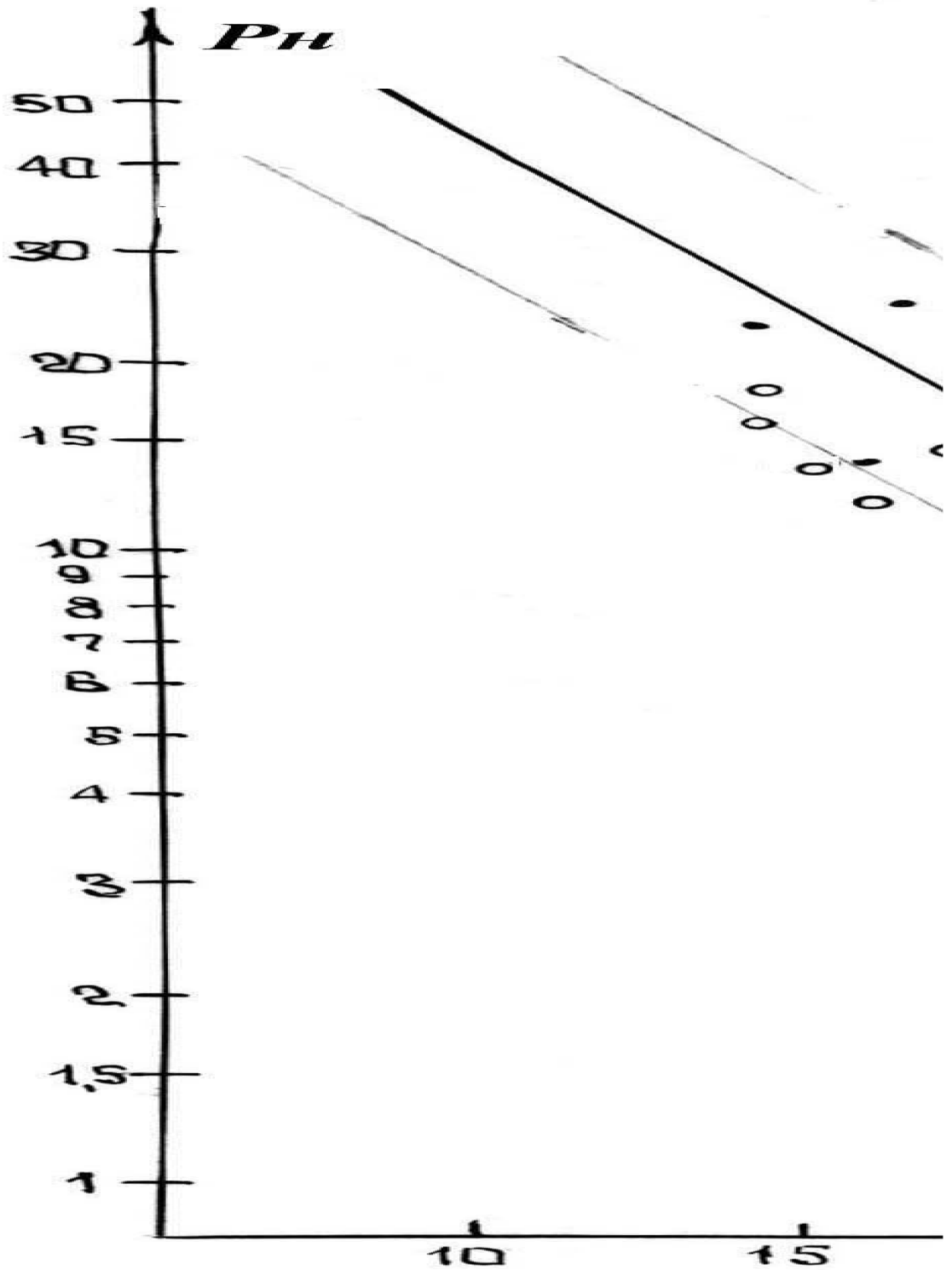
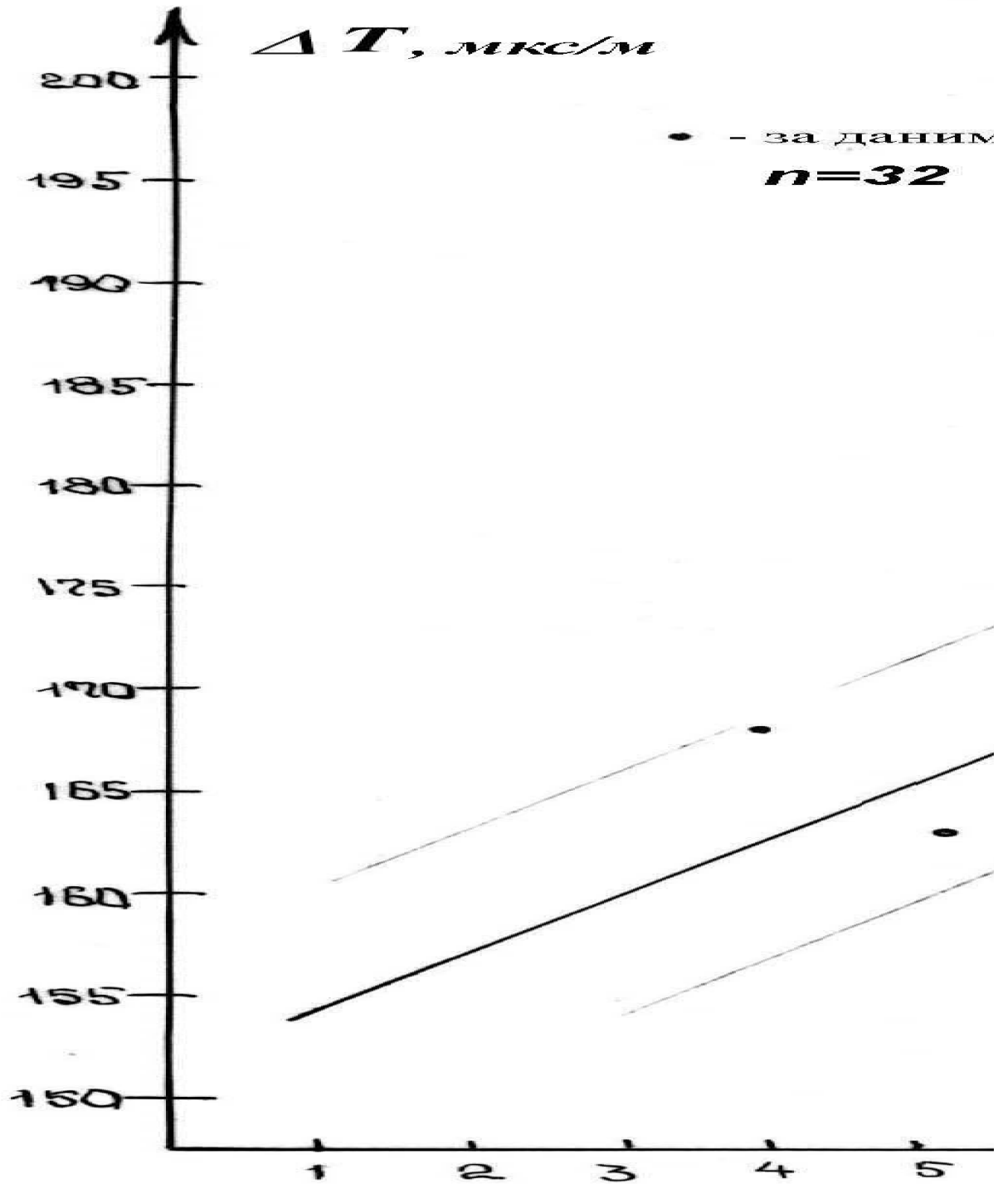
5.1.

Рисунок 2.9 — Залежність $P_n = f(K_v)$ (відклади юри)

5.14.

Рисунок 2.10 — Залежність $\Delta T = f(K_n)$ (відклади юри)

2.3 Комплекс геофізичних методів, що використовувався та його ефективність

Комплекс ГДС у свердловинах Лопушнянського родовища виконувався серійною апаратурою і обладнанням, згідно з діючими нормативами, і включав наступні методи [ДОДАТОК А]:

1. Загальні дослідження по всьому стовбуру свердловини у масштабі глибин 1: 500:
 - стандартний електрокаротаж;
 - радіоактивний каротаж (РК- ГК,НГК);
 - кавернометрія (профілеметрія);
 - термометрія;
 - інклінометрія;
 - газовий каротаж (в окремих свердловинах).
2. Детальні дослідження у перспективних інтервалах, у масштабі глибин 1: 200:
 - бокове каротажне зондування (БКЗ);
 - радіоактивний каротаж (РК –ГК,НГК);
 - боковий каротаж (БК);
 - боковий мікрокаротаж (БМК);
 - індукційний каротаж (ІК);
 - акустичний каротаж (АК);
 - мікрокавернометрія (МДС);
 - імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК);
 - каротаж методом ГГКЩ – в окремих свердловинах в обсязі дослідно-методичних робіт з метою вивчення можливостей методу і розробки методики досліджень.

Нижче наведена коротка характеристика окремих методів:

Стандартний каротаж виконувався із застосуванням градієнт-зонда А2.0М0.5N та потенціал-зонда N6.0М0.5А, при цьому одночасно

реєструвалася крива самовільної поляризації (ПС). Використовувалась апаратура типів Е-1, АБКТ і К-3. Масштаби запису кривих опору становили 5, 25 та 125 Ом·м/см, для кривої ПС — 5 або 12,5 мВ/см залежно від мінералізації пластової води.

Діаграми стандартного каротажу разом із гама-каротажем і кавернометрією застосовувалися для кореляції розрізів свердловин.

Бокове каротажне зондування (БКЗ) виконувалось із застосуванням тієї ж апаратури, що і для стандартного каротажу, із використанням підшвенних градієнт-зондів А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N, а також покрівельного зонда N0.5M2.0A. Одночасно проводилась реєстрація кривої самовільної поляризації (ПС). Діаграми БКЗ фіксувалися в аналоговій формі, а у деяких свердловинах — також у цифровому форматі.

Масштаб запису кривих опору становив 1, 5, 25 та 125 Ом·м/см, для кривих ПС — 5, 10 або 12,5 мВ/см. Швидкість запису даних сягала 2000–2500 метрів на годину.

Криві позірною опору реєструвалися з такою швидкістю, щоб повторні заміри над тонкими прошарками відрізнялися не більше ніж на 5%. На початку і в кінці інтервалу запису проводилася фіксація нульових і стандартних сигналів.

Дослідження бокового каротажного зондування (БКЗ) застосовувалися для визначення опорів пачок пропластків і окремих пластів. Водночас слід відзначити, що ефективність цього методу при виділенні та оцінці параметрів тонких пластів зменшується, особливо в умовах використання солоних бурових розчинів, що характерно для Лопушнянського родовища.

Боковий каротаж (БК) проводився за допомогою апаратури Е-1, АБКТ, К-3 із застосуванням зонда Ae11,6 А0/0.15 1,6 Ae2. Запис кривих здійснювався в логарифмічному масштабі з модулем 6,25 см. Діаграми бокового каротажу використовувалися для визначення ефективних товщин, опорів продуктивних пластів та розрахункових значень коефіцієнта негайної

гідравлічної проникності (Кнг). Швидкість реєстрації кривих сягала до 2500 м/год.

Боковий мікрокаротаж (БМК) виконувався апаратурою МБК, МБКУ із застосуванням зонда Ae10.065 A0/0.07 0.065 Ae2. Масштаб кривої опору становив 2, 10 та 50 Ом·м/см. Швидкість реєстрації кривих була в межах 800–1200 м/год. Криві БМК застосовувалися для визначення меж пластів та виділення тонких ущільнених прошарків.

Індукційний каротаж (ІК) проводився за допомогою апаратури АІК-5 із зондом 7И1.6 та АІК-4 із зондом 8И1.4. Криві провідності реєструвалися в масштабі 25 мСм/м на 1 см. Відмічалась реєстрація як активної, так і реактивної складових сигналу ІК. Дані індукційного каротажу використовувалися для визначення опору пластів та оцінки коефіцієнта водонасиченості (Кв або Кнг) у водоносних низькоомних інтервалах розрізу. Швидкість реєстрації кривих становила до 2000 м/год.

Акустичний каротаж виконували апаратурою типів СПАК-8, ВПАС-4АЛ, АК-АГАТ із зондом В20.4В11.2П. Під час запису фіксували криві інтервального часу проходження поздовжньої хвилі (Δt) у масштабі 25 мкс/м на см, час поширення пружних хвиль від першого (Т1) і другого (Т2) джерел у масштабі 50 мкс/см, а також амплітудні криві (А1 та А2) у масштабі 1 дБ/см. Швидкість реєстрації кривих досягала 1200 м/год. Крива Δt використовувалась для виділення колекторів і розрахунку пористості.

Радіоактивний каротаж (РК) виконувався у модифікації ГК, НГК і ІННК. Реєстрація кривих гама-каротажу (ГК) і нейтронного гама-каротажу (НГК-60, довжина зонда 60см) проводилась апаратурою ДРСТ-3-90, СРК, КУРА-2М. Криві ГК реєструвалися у масштабі 1мкР/год/см, 2мкР/год/см. Криві НГК – 0.2 у.о./см, 0.4у.о./см. При дослідженнях методом НГК використовувалось джерело ^{60}Co (потужністю $6,5-10 \times 10^6$ н/сек, іноді $4,5 \times 10^6$ н/сек) Швидкість реєстрації кривих РК складала 600-1000м/год при постійній часу інтегрального вікна 1.5 сек.

Апаратура радіоактивного каротажу (РК) проходила градування в

лабораторії вимірювальної техніки Івано-Франківської ЕГДС відповідно до методичних інструкцій з повірки та градування радіоактивного каротажного обладнання.

Індукційне нейтронне нуклідне каротаж (ІННК) виконувався апаратурою ІГН-9. Під час досліджень реєструвалися інтегральна крива та диференційні криві з затримками 600, 900, 1200, 1500 і 1800 мкс.

Дані РК використовувались для вирішення завдань [5]:

- літологічного розчленування розрізу;
- визначення вмісту водню (пористості, глинистості, вологоємності порід);
- визначення положення ВНК.

Кавернометрія (ДС) проводилася за допомогою приладів СКП-1, СКО-1, СКПД зі швидкістю 1000–1500 м/год і горизонтальними масштабами 2,5, 5,0 та 10,0 см/см. Варіант профілеметрії кавернометрії виконувався по всьому розрізу свердловини в масштабі 1:500 із горизонтальним масштабом 5,0 см/см.

У межах підрахункових об'єктів крива ДС реєструвалася у масштабі глибин 1:200 та горизонтальному масштабі 2,5 см/см. Дані кавернометрії та профілеметрії використовувались для корекції діаметра свердловини під час інтерпретації геофізичних даних свердловин (ГДС).

Інклінометрія здійснювалася точковими замірами з кроком 25 метрів за допомогою апаратури типу ІТ-200, КІТ і КІТА. Дані інклінометричних вимірювань використовувались для визначення просторового положення свердловини, її відхилення в плані та видовження стовбура.

Термометрія проводилася з метою визначення пластової температури, яка надалі застосовувалася для оцінки опору промивної рідини в стовбурі свердловини. Для цього використовувались термометри ТЕГ-36 та Т-5, а виміри виконувалися в масштабі 0,5 °С на сантиметр.

Прямі методи дослідження включали випробування за допомогою пластовипробувачів на бурильних трубах (ВПТ), відбір проб пластового

флюїду за допомогою приладів на каротажному кабелі (ВПК), а також газокаротажні дослідження. Випробування ВПТ проводилися приладами типу КП-2м та МІГ. Тривалість стоянки на припливі і рівень депресії підбирали залежно від глибини свердловини. Час припливу варіювався від 0,5 до 1,5 години, залежно від пластових тисків, фізико-ефективних властивостей пласта та величини депресії, яка підтримувалась на рівні гідростатичного тиску.

Отримані геофізичні дані, переважно, відповідають технічним вимогам відповідних інструкцій і забезпечують необхідну інформацію для виділення колекторів, визначення їх ефективної товщини, коефіцієнтів пористості та нафтогазонасичення.

3 ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЛЕКСУ ГДС ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЛОПУШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА

3.1 Можливості методів ГДС в геолого-технологічних умовах

Лопушнянського родовища

Основним завданням, що розв'язується за допомогою комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС), є виділення пластів-колекторів у розрізі, а також оцінка їх фізико-ефективних властивостей (ФЄВ) і нафтонасиченості.

Роздільна здатність окремих методів для розв'язання цих завдань у кожній конкретній свердловині оцінювалася на основі аналізу геолого-технологічних і технічних умов проведення досліджень, а також характеру зареєстрованих кривих.

Проте можливості окремих методів ГДС у геолого-технологічних умовах Лопушнянського родовища мають певні обмеження через наявність великих зон проникнення, невелику товщину пластів-колекторів та використання мінералізованих бурових розчинів.

Основними факторами, що обмежують ефективність застосування методів опору (БКЗ, БМК) для визначення пористості у піщовиково-глинистих розрізах палеогену та нижньої крейди, є: тонкошаруватість розрізів; значний вміст глини в колекторах; а також наявність порід з глинисто-карбонатним цементом.

Через ці чинники часто неможливо однозначно встановити зв'язок між характером насиченості колекторів та формою кривих зондування за БКЗ. Проти продуктивних пластів можуть спостерігатися криві як із підвищеним, так і з пониженим проникненням. Крім того, форма кривих БКЗ визначається не лише насиченістю, а й складними процесами, пов'язаними зі змінами вмісту глинистого та карбонатного матеріалу у пластах, а також широким розвитком анізотропії колекторів.

Через зазначені особливості метод бокового каротажного зондування

(БКЗ) має обмежену ефективність при визначенні опорів пластів та оцінці характеру насичення у тонких інтервалах колекторів. Тому БКЗ успішно застосовується для виділення та оцінки питомого опору пластів великої товщини ($h > 4$ м), тоді як для пластів малої товщини ($h < 4$ м) перевага надається методам із фокусуванням струму.

Хоча покази бокового та мікробокового каротажу добре розрізняються, ефективність методу мікробокового каротажу (МБК) для кількісної оцінки пористості також обмежена з огляду на названі фактори.

Подібні складнощі спостерігаються і в карбонатній частині розрізу, де колектори мають різко диференційовані фізичні властивості та складну структуру порового простору. Це ускладнює будову зон проникнення фільтрату промивної рідини у пласт і унеможлиблює застосування методів БКЗ і БМК для визначення пористості.

У таких умовах діаграми бокового каротажу (БК) та мікробокового каротажу (БМК) застосовувалися для літологічного розчленування розрізу, виділення колекторів за наявністю радіального градієнту опорів, уточнення меж пластів, визначення ефективних товщин та оцінки опорів продуктивних пластів.

Діаграми індукційного каротажу (ІК) виявились високоефективними, надаючи достовірну інформацію про опір водоносної частини розрізу. Особливо цінним є застосування ІК для визначення опорів тонких пластів у водоносному інтервалі, де права гілка БКЗ відсутня, а покази БК значно впливаються зоною підвищеного проникнення. Метод ІК використовувався для точного визначення опорів водоносних пластів. В інтервалах продуктивних пластів із понижуючим проникненням опори за ІК приблизно відповідають опорам зони проникнення.

Метод самовільної поляризації (ПС) для визначення пористості ефективний лише для теригенних колекторів із глинистим цементом розсіяного типу, за умови наявності кореляції між пористістю (K_p) і вмістом глини. Основними обмеженнями застосування ПС є сильний вплив

карбонатності на амплітуду ПС та використання осолонених бурових розчинів з питомим опором менше 0,15 Ом·м. Діаграми ПС використовувалися переважно для якісного виділення колекторів.

Акустичний каротаж (АК) дозволяє визначати пористість колекторів відомого мінерального складу з міжгранулярною пористістю. Його покази не залежать від структури порового простору, тріщинуватості чи кавернозності. Вплив тріщинної пористості, зазвичай не більше 0,01–0,02 %, на інтервальний час (ΔT) мінімальний. Тому пористість за АК характеризує саме гранулярну (блокову) пористість породи.

Метод природної гамма-активності (НГК) дає можливість з достатньо високою точністю оцінювати пористість як теригенних, так і карбонатних порід. Покази НГК не залежать від структури порового простору.

Водночас метод гамма-каротажу (ГК) має певні обмеження у визначенні глинистості колекторів через наявність у палеогенових і сеноманських відкладах значної кількості глауконіту.

Стандартні критерії виділення колекторів для продуктивних відкладів Лопушнянського родовища не завжди ефективні через високу неоднорідність розрізу, що зумовлена складним мінеральним складом скелету породи, наявністю колекторів із високою глинистістю, тонкошаруватістю розрізу та складною будовою порового простору.

Тому для виділення та оцінки колекторів із наявного комплексу методів ГДС найбільш ефективним є застосування методів, що базуються на різноглибинних або різночасових сфокусованих дослідженнях ближньої зони пласта. До таких методів належать заміри комплексом методів бокового мікрокаротажу (БМК), бокового каротажу (БК), природної гамма-активності (НГК), акустичного каротажу (АК), а також почасові заміри цими методами. На основі проведеного аналізу геолого-технічних умов і можливостей методів ГДС доцільно розглядати рішення задач виділення колекторів із застосуванням наступних комплексів методів:

Кореляція, літологічне розчленування розрізу, виділення колекторів —

весь комплекс ГДС;

Визначення опорів виділених колекторів:

боковий каротаж (БК), бокове каротажне зондування (БКЗ) для пластів товщиною понад 4 м в продуктивній частині розрізу;

індукційний каротаж (ІК), бокове каротажне зондування (БКЗ) для пластів товщиною понад 4 м у водоносній частині розрізу;

Визначення коефіцієнта пористості у теригенній та карбонатній частинах розрізу — акустичний каротаж (АК), природна гамма-активність (НГК);

Визначення коефіцієнта нафтонасиченості (Кнг) методом опорів;

Уточнення ефективних товщин колекторів із застосуванням:

- ~ малих зондів бокового каротажного зондування (БКЗ),
- ~ гамма-каротажу (ГК),
- ~ потенціалу самовільної поляризації (ПС),
- ~ акустичного каротажу (АК),
- ~ бокового мікрокаротажу (БМК),
- ~ кавернометрії,
- ~ з урахуванням граничних значень коефіцієнтів пористості (Кп), глинистості (Кгл), нафтонасиченості (Кнг). Для нафтонасичених колекторів — $K_p > K_{p.гр.}$, $K_{нг} > K_{нг.гр.}$; для водонасичених — $K_p > K_{p.гр.}$, $K_{нг} < K_{нг.гр.}$.

У цілому використаний комплекс досліджень дає змогу провести кореляцію розрізу, виділити колектори та визначити їх підрахункові параметри.

3.2 Виділення колекторів та визначення ефективних товщин

Розділення порід на колекторні та неколекторні в розрізах родовища здійснювалося за даними ГДС з використанням кількісних і якісних критеріїв, які були обґрунтовані на основі даних керну, результатів

випробовувань і геофізичних характеристик розрізу в інтервалах випробовувань.

Наявність колекторів у кожному конкретному випадку визначається результатами випробовувань, типом колектора та розрізу, властивостями продуктивного резервуара (ПР), тривалістю проходки (інтервалом часу між розбурюванням розрізу та проведенням досліджень) і особливостями геофізичних характеристик свердловинних досліджень (ГДС).

Для виділення колекторів у розрізах нафтогазонасичених горизонтів Лопушнянського родовища використовувались такі методи:

1. **Прямі ознаки**, які базуються на результатах безпосереднього випробовування і гідродинамічних досліджень пластів пристроями на кабелі (ВПК, ГДК), а також на даних термометрії і термодобітометрії;
2. **Прямі якісні ознаки**, що базуються на рухомості флюїду в пласті;
3. **Опосередковані якісні ознаки**, які виявляють присутність, але не рухомість флюїдів у породі;
4. **Опосередковані кількісні критерії**, що базуються на граничних значеннях коефіцієнтів пористості (K_p), проникності ($K_{пр}$), глинистості ($K_{гл}$), нафтонасиченості ($K_{нг}$) і відповідних граничних значеннях геофізичних параметрів: ΔT , $\Delta I_{n\gamma}$, ΔI_{γ} , ρ_p .

Прямою ознакою колектора є факт відбору флюїду з пласта та вимір пластового тиску за допомогою апаратури ВПК і ГДК, незалежно від геофізичних характеристик пласта.

Прямі якісні діагностичні ознаки колектора загальновідомі. До них відносяться:

- Наявність фільтраційних глинистих кірок на стінках свердловини, встановлена за даними кавернометрії (ДС) і мікрокавернометрії (МДС);
- Зміна опорів пластів у радіальному напрямі за даними електричних методів каротажу з різним радіусом дослідження (БКЗ, БМК, БК, ІК);
- Зміна в часі показів питомого опору (ρ_k) (методи БМК, БК, ІК) або індуктивності ($I_{нк}$), що відображають процеси формування або руйнування

зони проникнення.

Згідно з методикою, прямі якісні ознаки колектора застосовувалися незалежно від характеру насичення породи, літологічного складу та структурних особливостей усіх підрахункових об'єктів. Вони встановлювалися на основі комплексного аналізу всіх кривих ГДС з урахуванням результатів випробувань, термометрії та термодобітометрії. Для виділення колекторів порового та порово-тріщинного типів поряд із прямими використовувалися також опосередковані якісні ознаки.

До опосередкованих якісних ознак, що використовувались при виділенні колекторів у продуктивних горизонтах Лопушнянського родовища, відносяться [16]:

- Співвідношення питомих електричних опорів на кривих методу ПО для продуктивних пластів і вміщуючих глин $r_{п}/r_{вм} \geq 1$ і водоносних пластів і глин $r_{п}/r_{вм} \leq 1$. Ознака використовувалась в піщано-глинистих розрізах палеогену і нижньої крейди.
- Зменшення питомого опору на кривих методу ЕК по відношенню до вміщуючих порід $r_{п}/r_{вм} \leq 1$ для продуктивних і водоносних горизонтів – в карбонатній частині розрізу і в пісковиках сеноману.
- Наявність від'ємної аномалії ПС – у всіх підрахункових об'єктах. При застосуванні високомінералізованих розчинів ($r_c \leq 0,2$ Ом) крива ПС згладжується і використання даної ознаки для виділення колекторів стає неефективним.
- Зниження значень природної гамма-активності (ГК) у порівнянні з глинистими прошарками на кривій ГК спостерігається в піщано-глинистих розрізах крейди (за винятком сеноманських пісковиків, які мають підвищену радіоактивність) та в палеогені. В карбонатних відкладах юрського віку значення ГК знаходяться на рівні вміщуючих порід або дещо підвищені.
- Середні значення природної гамма-активності (НГК)

порівняно з глинами і щільними породами характерні для теригенних розрізів палеогену і нижньої крейди, тоді як у карбонатних відкладах юрського віку та сеноманських пісковиках НГК має знижені значення порівняно з вміщуючими щільними породами.

- Показники інтервального часу на кривій акустичного каротажу (АК) збільшуються у порівнянні з ущільненими прошарками і зменшуються порівняно з глинами.

Необхідно відмітити, що окремо всі опосередковані ознаки не являються однозначною ознакою колектора.

Результати виділення колектора за наявністю проникнення фільтрату промивної рідини в пласт у більшості випадків є однозначними в піщано-глинистих розрізах палеогену і сеноману.

Звуження діаметру свердловини на діаграмах кавернометрії свідчить про наявність глинистої кірки на стінках свердловини біля досліджуваного пласта. Це є необхідною, але не достатньою ознакою колектора.

Наявність кірки не є однозначним підтвердженням колектора, оскільки кірка може формуватися:

- проти тонких щільних прошарків, що знаходяться у пласті-колекторі великої товщини;
- проти пластів у привибійній зоні стовбура свердловини.

Товщина глинистої кірки залежить у першу чергу від властивостей промивного розчину. Оскільки при розбурюванні досліджуваних відкладів застосовувався обважнений розчин із водовіддачею не більше $6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, товщина глинистої кірки проти пластів-колекторів здебільшого не перевищувала 1–2 см або іноді кірка взагалі була відсутня [17].

Враховуючи невеликі товщини проникних прошарків та наявність значних зон проникнення, при їх виділенні перевага надавалася порівнянню показів фокусованих зондів БК, БМК, ІК. Проте в глибокозалягаючих відкладах наявність якісних ознак колектора іноді виявляється недостатнім

критерієм для їх виділення.

Ефективність виділення колекторів при повторних замірах зондами ЕК і РК у розрізах, що розглядаються, значною мірою залежить від дотримання оптимальних строків проведення першого (T_1) та наступних (T_n) досліджень.

Сприятливими умовами для виділення колекторів за зміною показів ЕК у часі є:

- проведення першого заміру ЕК не пізніше ніж через 2–5 діб після розкриття пласта;
- проведення другого заміру через 20–30 діб після першого.

За матеріалами повторних замірів (ПЕК) виділяються лише ті проникні пласти, у яких за час між замірами відбувся проник фільтрату промивної рідини, який відрізняється за опором від пластової води, або у яких відбулася зміна нафтогазонасиченості порід у зоні досліджень.

Внаслідок значної глибини залягання продуктивних горизонтів розглядуваного родовища ефективність повторних замірів електрокаротажу (ЕК) для виділення колекторів із низкими фільтраційно-ємнісними властивостями є низькою [12].

Отже, зміна опору пласта в часі в радіальному напрямі не є надійним критерієм виділення колектора, оскільки вона може бути зумовлена процесами дифузії іонів солей у системі “свердловина–пласт” або зміною температури порід у зоні досліджень електричними методами каротажу.

Прямі ознаки проникнення зникають із часом навіть проти високопроникних пластів (зокрема, тріщинуватих), а також у свердловинах, які тривалий час перебувають у бурінні. Це пов’язано з кольматацією колекторів глинистими частинками, гематитом та іншими механічними домішками.

Кальматація пластів із погіршеними колекторськими властивостями проходить повільніше, тому вони довше зберігають ознаки колекторів. У породах із пластовими водами хлоркальцієвого типу, такими як води Лопушнянського родовища, де використовувалися мінералізовані промивні

розчини з додаванням КМЦ, фільтрація з часом припиняється через випадання нерозчинного залишку в порах, що утворюється при взаємодії пластової води з КМЦ. Це призводить до зникнення якісних ознак колекторів [13].

Для виділення колекторів поряд із якісними ознаками застосовували непрямі кількісні критерії. Передумовою їх використання є те, що в досліджуваному розрізі породи-колектори відрізняються від неколекторських порід за значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей і відповідними геофізичними характеристиками.

Межа між колекторами і неколекторами характеризується нижніми граничними значеннями проникності ($K_{пр.гр}$), пористості ($K_{п.гр}$) глинистості ($K_{гл.гр}$), і, відповідно, значеннями геофізичних параметрів, які відображають пористість $\Delta T_{гр}$, $\Delta Ing_{гр}$ і глинистість $\Delta Ig_{гр}$.

На практиці виділення колекторів здійснювалось наступним чином [6]:

За даними комплексу ГДС (зонди БКЗ, ПС, ДС, БМК, ІК, АК, НГК, ГК) виділялись всі пласти і пачки пластів товщиною від 0.4м і більше з прямими і непрямыми якісними ознаками колекторів. При цьому до розряду колекторів відносились лише ті пласти або пропластки у пачці, які характеризувались ознаками колектора, пористість яких перевищувала нижнє граничне значення $K_{п}$ ($K_{пр}$), або значення відповідних йому параметрів $\Delta T > \Delta T_{гр}$, $\Delta Ing < \Delta Ing_{гр}$ (обернений зв'язок між $K_{п}$ і ΔIng), а глинистість не перевищувала граничні значення $K_{гл}$ або $\Delta Ig_{гр}$.

Задача визначення ефективних товщин полягала у визначенні сумарної товщини колекторських прошарків як у продуктивних, так і у водоносних частинах розрізу. Ефективна товщина колекторів обчислювалась як різниця між загальною товщиною пластів або пачок, виділених за опосередкованими та якісними ознаками, та сумарною товщиною ущільнених і глинистих прошарків [17, 18].

Відмітка покрівлі та підосви визначалась по комплексу всіх методів ГДС. Віднесення пласта, або пропластка в виділеній пачці, до колекторів

проводились по перерахованих вище прямих і опосередкованих якісних ознаках, з використанням критеріїв $K_{п.гр.}$, $K_{гл.гр.}$ і граничних значень геофізичних параметрів, що їм відповідають $\Delta T_{гр.}$, $\Delta J_{п\gamma}$ гр., ΔJ_{γ} гр.

Із розгляду виключались прошарки з значеннями пористості $K_{п} < K_{п.гр.}$, $K_{гл} > K_{гл.гр.}$ ($\Delta J_{п\gamma} > \Delta J_{п\gamma гр.}$, $\Delta T < \Delta T_{гр.}$, $\Delta J_{\gamma} > \Delta J_{\gamma гр.}$).

До ефективних товщин відносились ті прошарки, пористість яких перевищувала прийняте для підрахунку значення $K_{п.гр.}$:

для сеноманських відкладів – 7% ;

для нижньокрейдяних відкладів – 7.5%;

для юрських відкладів - 5.7%.

На основі аналізу характеристик ГДС проти виділених прошарків за мінімальну величину товщини було прийнято 0.4м.

Результати виділення ефективних товщин у межах об'єктів наведені в додатку 5.

Згідно петрофізичної моделі продуктивних відкладів Лопушнянського родовища граничні значення основних ФЄВ параметрів пластів складають:

-відклади сеноману (верхня крейда): $K_{п.гр.}=7.0\%$, $\Delta T_{гр.}=195\text{мкс/м}$, $\Delta J_{п\gamma}$ гр.=0.67 у.о., $K_{нггр}=52\%$;

-відклади крейди: $K_{п.гр.}=7.5\%$, $\Delta T_{гр.}=200\text{мкс/м}$, $\Delta J_{п\gamma}$ гр.=0.58у.о., $K_{нггр}=50\%$;

- відклади юри: $K_{п.гр.}=5.7\%$, $\Delta T_{гр.}=165\text{мкс/м}$, $\Delta J_{п\gamma}$ гр.=0.75у.о., $K_{нггр}=49\%$;

Використання граничних значень геофізичних параметрів як кількісних критеріїв забезпечує однозначне виділення пластів-колекторів у крейдових та юрських відкладеннях Лопушнянського родовища [21, 22].

ВИСНОВКИ

Лопушнянське родовище є прикладом антиклінальної пастки, де нафта й газ накопичуються в вершинах складчастих структур. Формування таких пасток тісно пов'язане з насувами та стисненням порід у межах Карпатського прогину. Крім антиклін, тут фіксуються пастки розломного типу, пов'язані з тектонічними дислокаціями, що слугують як шляхами для міграції вуглеводнів, так і бар'єрами, які обмежують їх подальше просування. Також виявлено стратиграфічні пастки, що виникають унаслідок латеральних фаціальних змін у межах флішових товщ, які перешкоджають горизонтальному переміщенню нафти.

Нафтогазоносність Лопушнянського родовища безпосередньо пов'язана з особливостями типів колекторів, що зустрічаються у верхньоюрських відкладах. Тип колектора визначає основні параметри ефективності продуктивного горизонту, впливає на вибір методів геофізичної розвідки та технології видобутку вуглеводнів. За результатами геологічних, петрофізичних і геофізичних досліджень, породи-колектори Лопушнянського родовища мають переважно змішану порово-тріщинувату природу.

У верхній частині горизонту спостерігаються грудчасті вапняки, які характеризуються міжформовим поровим простором. Тут домінує вторинна пористість, зумовлена розчиненням органогенного матеріалу, а також утворенням каверн та тріщин. Такі тріщини, зазвичай, мають диз'юнктивний характер і утворилися під впливом регіонального тектонічного стресу. Частина з них залікована кальцитовим цементом, але значна кількість залишається відкритими, що значно збільшує проникність.

Колекторські властивості карбонатних порід є ключовими для оцінки потенціалу родовища. За результатами лабораторних досліджень кернового матеріалу з різних свердловин встановлено широкий діапазон значень відкритої пористості - від 0% до 16,4%. Водночас 83% проаналізованих

зразків мають K_p вище за 5,7%, що свідчить про хороші емнісні характеристики більшості порід.

В складі карбонатних колекторів Лопушнянського родовища глинистість виражена слабо, але її вплив на якість колекторів не можна недооцінювати. Глини, навіть у незначній кількості, можуть істотно знижувати проникність, особливо в умовах мікропористих та слаботріщинуватих порід. Це пов'язано з утворенням гідрофільної плівки на поверхнях пор, що підвищує капілярний тиск та ускладнює витіснення вуглеводнів.

Згідно петрофізичної моделі продуктивних відкладів Лопушнянського родовища граничні значення основних ФЄВ параметрів пластів складають:

-відклади сеноману (верхня крейда): $K_{п.гр}=7.0\%$, $\Delta T_{гр.}=195\text{мкс/м}$, $\Delta J_{п\gamma}$ гр.=0.67 у.о., $K_{нггр}=52\%$;

-відклади крейди: $K_{п.гр}=7.5\%$, $\Delta T_{гр.}=200\text{мкс/м}$, $\Delta J_{п\gamma}$ гр.=0.58 у.о., $K_{нггр}=50\%$;

- відклади юри: $K_{п.гр}=5.7\%$, $\Delta T_{гр.}=165\text{мкс/м}$, $\Delta J_{п\gamma}$ гр.=0.75 у.о., $K_{нггр}=49\%$;

Використання граничних значень геофізичних параметрів як кількісних критеріїв забезпечує однозначне виділення пластів-колекторів у крейдових та юрських відкладеннях Лопушнянського родовища.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Будова Лопушнянської структури з позиції ерозійних процесів на поверхні мезозойської основи / Х. Заяць, Т. Ізотова, Р. Морошан [та ін.] // Геологія горючих копалин України : Міжнар. наук. конф. : тези доп. Львів: ІГГК. 2001. С. 93–94.
2. Встановлення перспективних об'єктів в нафтогазоносному відношенні в південно-східній частині форланду Українських Карпат та в алохтонній їх частині / П. М. Шеремета, Г. М. Ладиженський, Ю. П. Стародуб [та ін.]: 5 Міжнар. наук.-практ. конф. : матеріали. Київ : УкрДГРІ, 2014. С. 117–122.
3. Галабурда М., Андрійчук М., Корчинський В. Альтернативний погляд на геологічну будову і нафтогазоносність Лопушнянського родовища в Передкарпатті // Геологія і геохімія горючих копалин. 2008. № 1. С. 79–89.
4. Геолого-гравітаційне моделювання структур у піднасуві Буковинських Карпат / Л. С. Мончак, С. Г. Анікеєв, В. П. Степанюк, Г. О. Жученко // Наук. вісник ІФНТУНГ. 2010. № 1(23). С. 33–37.
5. Геолого-економічна оцінка Лопушнянського нафтового родовища у Чернівецькій області / Ю. З. Крупський, Б. І. Деніга, П. Й. Антонів [та ін.]. – Львів : фонди ДП Західукргеологія, 2001.
6. Гарасимчук В. Ю. Гідрогеохімічні особливості Лопушнянського нафтогазового родовища (піднасув Покутсько-Буковинських Карпат) // Геологія і геохімія горючих копалин. 2001. № 3. С. 77–86.
7. Гарасимчук В. Ю., Колодій В. В. Походження і умовини формування підземних вод Лопушнянського нафтового родовища у південно-східній частині Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. 2002. № 3. С. 21–35.
9. Крупський Ю. З. Нові райони пошуків вуглеводнів в піднасувних автохтонних зонах Українських Карпат // Нафта і газ України-2013 : 9

Міжнар. нвук.-практ. конф. : матеріали. Львів : Центр Європи, 2013. С. 28–30.

10. Лопушнянське нафтогазове родовище у форланді Українських Карпат / П. Шеремета, Ю. Стародуб, В. Сірченко, Г. Ладигенський // Геолог України. 2004. № 1(5). С. 48–53.

11. Мончак Л. С., Анікеєв С. Г. Піднасувні підняття в Карпатському регіоні та перспективи їхньої нафтогазоносності // Мін. ресурси України. 2022. № 1. С. 34–42.

12. Осадчий В. Г. Приходько О. А. Грицик І. І. Геотермічний режим та нафтогазоносність Лопушнянського нафтогазоносного району // Геологія і геохімія горючих копалин. 1999. № 2. С. 42–52.

13. Перспективні на поклади вуглеводнів ділянки Покутсько-Буковинських Карпат за гравіметричними матеріалами / Л. С. Мончак, Г. О. Жученко, С. Г. Анікеєв, В. П. Степанюк // Наук. вісник ІФНТУНГ. 2012. № 1(31). С. 3–9.

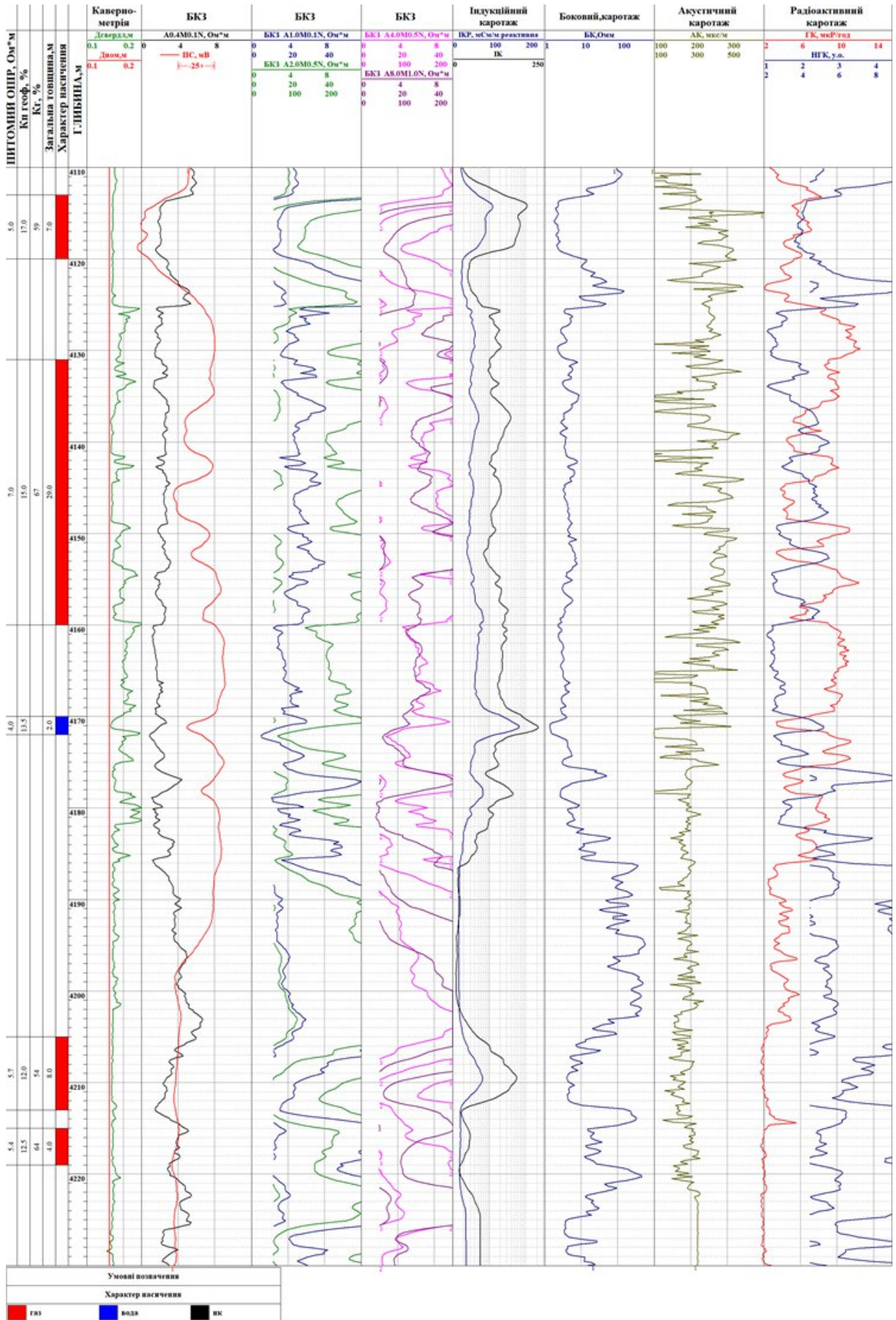
14. Прокопів В. Й., Грицишин В. І. Порометрична і петрофізична характеристика колекторів складної будови в теригенних і карбонатних відкладах Лопушнянського нафтогазоконденсатного родовища. Івано-Франківськ : ЕГДСУ, 2012. 97 с.

15. Прогноз нафтогазоносності Лопушнянського нафтового родовища з використанням методики сейсмолітмологічного аналізу / І. В. Хавензон, Б. В. Пилипишин, О. С. Гневуш [та ін.] // Геодинаміка. 2011. № 2(11). С. 317–319.

16. Сулінін В. О. Дослідження Лопушнянського родовища / Звіт по дослідженню Лопушнянського родовища. – Львів : УкрДГРІ, 1997. С. 34–50.

17. Шеремета П. М., Стародуб Ю. П., Бодлак П. М. Родовище нафти і газу під Карпатським орогеном України // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2004. № 1(10). С. 87–96.

ДОДАТОК А



БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: “Ефективність комплексних геофізичних методів у процесі виділення порід-колекторів Лопушнянського родовища”

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 69 сторінок, 17 рисунків, 2 таблиці та 17 літературних джерел