

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Волочій Мар'ян Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.834
(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Петрофізичне моделювання при встановленні колекторських властивостей
порід продуктивних розрізів Васищівського газоконденсатного родовища
(назва роботи)

Геофізика

(назва освітньої програми)

103 – Науки про Землю

(шифр і назва спеціальності)

М.М. Волочій

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

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

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

Доцент В.В. Федорів

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

Рецензент

Доцент Я.М. Коваль

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

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

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет _____ Природничих наук _____
Кафедра _____ Нафтогазової геофізики _____
Освітній рівень _____ магістр _____
Спеціальність _____ 103 – Науки про Землю _____
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГГ
доцент, Федорів В.В.
« _____ » _____ 2025 року

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

Волочію Мар'яну Миколайовичу

1. Тема роботи Петрофізичне моделювання при встановленні колекторських властивостей порід продуктивних розрізів Васищівського газоконденсатного родовища

керівник роботи _____ Федорів Володимир Васильович, к. геол. наук., доцент _____,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від **“03” грудня 2025 року № 779/7**

2. Строк подання студентом роботи _____ 18.12.2025р. _____

3. Вихідні дані до роботи Геолого-геофізична інформація досліджень порід-колекторів нижньокам'яновугільних відкладів Васищівського газоконденсатного родовища

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) ВСТУП. 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПЕТРОФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ПРИ ВСТАНОВЛЕНІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД. 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВАСИЩІВСЬКОГО РОДОВИЩА. 3 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГДС, ЩО ПРОВОДИВСЯ НА ВАСИЩІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ. 4 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВИЗНАЧЕННІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ. ВИСНОВКИ

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 _____ “03” листопада 2025 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	ВСТУП	03.11.24-10.11.24	
2	1 СУЧАСНИЙ СТАН ПЕТРОФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ПРИ ВСТАНОВЛЕНІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД	10.11.24-20.11.24	
3	2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВАСИЩІВСЬКОГО РОДОВИЩА	20.11.24-25.11.24	
4	3 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГДС, ЩО ПРОВОДИВСЯ НА ВАСИЩІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ	27.11.24-30.11.24	
5	4 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВИЗНАЧЕННІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	01.12.24-13.12.24	
6	ВИСНОВКИ	14.12.24-18.12.24	

Студент

_____ (підпис)

Волочій М.М.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Федорів В.В.

_____ (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота на тему «Петрофізичне моделювання при встановленні колекторських властивостей порід продуктивних розрізів Васищівського газоконденсатного родовища» містить 81 сторінку, 21 рисунок, 17 літературних джерел.

Встановлення колекторських властивостей порід-колекторів нафтогазоконденсатних родовищ на сьогоднішній день є достатньо актуальним. Одним із шляхів вирішення даного питання є побудова петрофізичних моделей для встановлення достовірних значень колекторських властивостей порід продуктивних горизонтів.

У даній магістерській роботі проведено аналіз літературних джерел, що дало змогу розробити сучасний підхід до встановлення колекторських властивостей порід продуктивних горизонтів за результатами геофізичних досліджень. Проведено аналіз геологічної будови Васищівського газоконденсатного родовища та комплексу геофізичних методів дослідження свердловин, що на ньому проводився.

Досліджено петрофізичні властивості та побудовано типові узагальнені петрофізичні моделі для оцінки колекторських властивостей порід-колекторів.

Ключові слова: КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ, ПЛАСТ, СВЕРДЛОВИНА, ПОРИСТІСТЬ, КАРОТАЖ.

ANNOTATION

The master's thesis on “Petrophysical modeling in determining the reservoir properties of productive sections of the Vasyshev gas condensate field” contains 81 pages, 21 figures, and 17 references.

Determining the reservoir properties of reservoir rocks in oil and gas condensate fields is a highly relevant issue today. One way to address this issue is to build petrophysical models to determine reliable values for the reservoir properties of productive horizons.

This master's thesis analyzes literature sources, which made it possible to develop a modern approach to determining the reservoir properties of productive horizons based on the results of geophysical studies. An analysis of the geological structure of the Vasyshev gas condensate field and the complex of geophysical methods used to study the wells there was carried out.

Petrophysical properties were studied and typical generalized petrophysical models were constructed to evaluate the reservoir properties of reservoir rocks.

Keywords: RESERVOIR PROPERTIES, FORMATION, WELL, POROSITY, LOGGING.

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.	8
1 СУЧАСНИЙ СТАН ПЕТРОФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ПРИ ВСТАНОВЛЕНІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД.	10
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВАСИЦІВСЬКОГО РОДОВИЩА.	16
2.1 Загальні відомості про родовище.	16
2.2 Геологічна будова родовища.	18
2.2.1 Стратиграфія.	18
2.2.2 Тектоніка.	28
2.2.3 Газоносність	33
2.2.4 Фізико-літологічна характеристика колекторів.	38
3 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГДС, ЩО ПРОВОДИВСЯ НА ВАСИЦІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ	42
3.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах.	42
3.2 Комплекс, методика та ефективність геофізичних досліджень	44
3.3 Визначення ефективної товщини, коефіцієнтів пористості і газонасиченості пластів-колекторів	49
3.3.1 Визначення ефективної товщини.	49
3.3.2 Визначення коефіцієнту пористості колекторів	51
3.3.3 Визначення коефіцієнта газонасиченості пластів-колекторів.	51
3.3.4 Обґрунтування нижньої границі коефіцієнту пористості	52
4 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВИЗНАЧЕННІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ.	54
4.1 Імовірнісні розподіли та їх властивості	
4.2 Аналіз достовірності отриманих результатів геофізичних досліджень свердловин.	59
ВИСНОВКИ.	78
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	79

Перелік умовних позначень

- ПЕО – питомий електричний опір;
СК – стандартний каротаж;
БКЗ – бокове каротажне зондування;
МК – мікрокаротаж;
ІК – індукційний каротаж;
БМК – боковий мікрокаротаж;
БК – боковий каротаж;
КВ – кавернометрія;
ГК – гамма-каротаж;
НГК – нейтронний-гамма каротаж;
АК – акустичний каротаж;
БАК – багатозондовий акустичний каротаж;
 $K_{n\text{сер}}$ – середнє значення коефіцієнта пористості;
 K_n – коефіцієнт пористості;
 $K_{\text{гли}}$ – коефіцієнт глинистості;
 K_g – коефіцієнт газонасичення;
ГДС – геофізичні дослідження свердловин.

ВСТУП

Актуальність теми. Достовірність встановлення колекторських властивостей порід-колекторів газових та газоконденсатних родовищ у значній мірі залежить від ефективності проведення геофізичних досліджень свердловин, а також побудови петрофізичних моделей для конкретних геологічних розрізів.

Одним із шляхів підвищення достовірності визначення колекторських властивостей порід продуктивних горизонтів Васищівського газоконденсатного родовища є використання методів математично-статистичної обробки геолого-геофізичної інформації.

Мета і завдання. Метою даної роботи є отримання достовірних петрофізичних моделей порід-колекторів нижньокам'яновугільних відкладів Васищівського газоконденсатного родовища для встановлення їх колекторських властивостей.

Для вирішення поставленої мети необхідно зробити аналіз геологічної будови досліджуваного району, комплексу методів геофізичних досліджень свердловин, використовуючи апарат математичного моделювання побудувати петрофізичні моделі для даного родовища та встановити їх достовірність.

Методи дослідження. Статистичний аналіз петрофізичних параметрів при визначенні колекторських властивостей порід-колекторів нижньокам'яновугільних відкладів Васищівського газоконденсатного родовища.

Новизна отриманих результатів. Проводячи статистичний аналіз результатів геофізичних досліджень свердловин серпухівських та візейських відкладів Васищівського газоконденсатного родовища побудовано петрофізичні моделі визначення колекторських властивостей порід-колекторів, які дають можливість більш достовірно оцінити дані параметри.

Побудовано комплексні петрофізичні моделі оцінки колекторських властивостей порід даного родовища.

Структуру та обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку використаних джерел із 17 найменувань. Повний обсяг магістерської роботи – 81 сторінки друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 21 рисунком.

1 СУЧАСНИЙ СТАН ПЕТРОФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ПРИ ВСТАНОВЛЕНІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД

Петрофізика – наукова дисципліна, яка вивчає фізичні та фізико-хімічні властивості гірських порід (г.п.) та закономірності їх змін, що проявляються при взаємодії з фізичними полями різної природи [1-3]. Поняття «петрофізики» було введено німецьким геофізиком Ф. Фрьоліхом в 1953 році як прикладного розділу наук про Землю. Петрофізика знаходиться на стику таких наук, як геологія (петрологія, літологія, гідрогеологія, інженерна геологія та ін.), геофізика (глибинна, регіональна, розвідувальна, свердловинна) і фізика речовини [1-3].

Петрофізика передбачає вивчення [3]:

- фізичних величин (проникність, електропровідність, радіоактивність та ін.);
- фізичних та фізико-хімічних процесів, що відбуваються в г.п., під час яких проявляються їх фізичні та фізико-хімічні властивості;
- варіаційні ряди значень петрофізичних величин і характеристик цих рядів (граничні, середні, медіанні і модальні значення) для типів і груп порід;
- зв'язків петрофізичних величин між собою та з іншими величинами;
- причин і законів зміни фізичних величин г.п. по розрізу свердловин;
- локальних і регіональних площинних змін петрофізичних величин, пов'язаних з особливостями геологічної будови тіл або територій, процесами магматизму, седиментації, діяльністю підземних вод, покладами корисних копалин;

Основними розділами петрофізики є [1-3]:

- дослідження природи кожного з численних фізичних властивостей гірських порід, залежності їх від факторів різної природи;
- побудова фізичної моделі середовища як безпосередньо через виміряні властивості, так і за даними фізико-математичної

інтерпретації результатів різних геофізичних методів;

- побудова фізико-геологічних моделей середовища в ході геологічного тлумачення геофізичних матеріалів.

Для просторового моделювання родовищ, проектування контролю за розробкою покладів нафти, газу та інших корисних копалин, необхідно знати багато кількісних параметрів, таких, наприклад, як: ефективна і динамічна пористість, $K_{пр}$, нафто-, газонасиченість (K_n , K_g), компонентний склад (піщанистість, глинистість, карбонатність та ін.), параметри, які характеризують морфологію (структуру) ємнісного простору, гранулометричний склад та ін. Ці параметри називаються петрофізичними [1]. Іншими прикладами петрофізичних характеристик є питомий електричний опір, об'ємна густина, ємність катіонного обміну, діелектрична проникність, індекс вільного флюїду та час релаксації при ядерно-магнітному резонансі, кінематичні та динамічні параметри акустичних сигналів, довжини сповільнення та міграції нейтронів, час життя та інші ядерно-фізичні характеристики [5].

Речовина, що формує колектор, який вміщує поклади вуглеводнів у земних надрах, повинна утворювати просторову сітку з'єднаних між собою пустот, яка здатна акумулювати флюїди та забезпечувати їх рух у межах покладу. Таким чином, пористість порід-колекторів, проникність та нафтогазонасичення є найбільш істотними петрофізичними властивостями, які визначають накопичення та фільтрацію флюїдів [4, 5].

Достовірні відомості про вищезгадані властивості покладу вуглеводнів та, додатково, наявність інформації про властивості пластових флюїдів, необхідні для ефективної розробки, контролю за розробкою і прогнозування промислових характеристик нафтогазового родовища [4, 5].

Сучасне значення, особливості та напрямки розвитку петрофізики тісно пов'язані з розвитком геоінформаційних технологій та геофізики в цілому. Розвиток мікроелектроніки та мікропроцесів, велика ємність магнітних та оптичних носіїв інформації практично зняли технічні обмеження для

обробки величезних цифрових масивів геолого-геофізичної інформації. Така обробка сьогодні може виконуватися в процесі свердловинних вимірів у реальному часі [4, 5].

Одночасно розвиток технічних засобів не послабив, навпаки, - загострив науково-методичні проблеми, пов'язані з подоланням недоліків інтерпретаційно-метрологічного забезпечення та петрофізичного обґрунтування окремих методів [1-3].

Виникнення сучасної петрофізики обумовлено розвитком комп'ютерних технологій комплексної інтерпретації даних ГДС, що дало потужний стимул до розвитку теорії методів ГДС, вдосконаленню їх інтерпретаційних та петрофізичних моделей, методологічного забезпечення та переходом від петрофізичного моделювання колекторів до петрофізичного моделювання геологічних розрізів та осадових басейнів у цілому [1, 3].

У наш час петрофізичне забезпечення є основою для побудови тривимірної геолого-геофізичної моделі; воно необхідне на всіх етапах розвідки, дорозвідки, підрахунку запасів та ефективної розробки нафтових і газових родовищ [1-3].

У вітчизняній термінології петрофізичними називаються параметри, що отримані виключно за результатами дослідження керна матеріалу. У «західній» термінології - за результатами дослідження керну, ГДС і польових геофізичних досліджень (в основному 3D сейсмозвідки) [6]. За останні роки ця тенденція набуває все ширшого застосування й у вітчизняній геофізиці. Таким чином, у даній роботі петрофізичними будуть називатися параметри, отримані, як за керном, так і за ГДС та польовими геофізичними дослідженнями [6].

Петрофізична інформація поділяється [1, 3]:

- на пряму (дані буріння, результати випробувань свердловин, результати лабораторних досліджень керну тощо);
- дистанційну (ГДС, польова геофізика);

- апріорну (заздалегідь відому, яка береться з довідкових літературних джерел) [6].

Пряма інформація пов'язана з бурінням глибоких свердловин, має високу собівартість і носить дискретний характер, у зв'язку із чим вона зазвичай використовується в якості еталонної (базової), на основі якої оцінюють вірогідність визначення підрахункових параметрів. В інтервалах розкриття нафтогазонасичених або можливо нафтогазоперспективних горизонтів у пошуково-оціночних і розвідувальних свердловинах проводиться суцільний відбір керну. У цих інтервалах керновий матеріал є джерелом для одержання інформації про літологію та стратиграфію розрізу, характер зміни його фільтраційно-ємнісних характеристик, і є опорною інформацією (петрофізичною основою) для інтерпретації даних ГДС [6].

Петрофізичні дослідження керну ведуться по п'яти основних напрямках, що включають вивчення [6]:

- літологічних характеристик гірських порід (макро- і мікроопис, гранулометрія та ін.);
- фільтраційно-ємнісних характеристик, що визначають кількісні показники гірських порід як колекторів газу й нафти (K_p , $K_{пр}$, газо-, водо- і нафтонасиченість тощо);
- фізичних характеристик, порівняних з характеристиками, досліджуваними методами ГДС (електричний опір, природна радіоактивність тощо);
- динамічних характеристик порід-колекторів (коефіцієнт витіснення нафти водою, або газом, відносна фазова проникність тощо);
- технологічних характеристик (ефективності перфорації, впливу промивних та інших рідин на фільтраційні властивості тощо).

При вивченні газових (газоконденсатних) родовищ петрофізичні дослідження ведуться, головним чином, за першими трьома напрямками. Роботи із четвертого напрямку реалізуються при розвідці газонафтових (нафтогазових) родовищ для обґрунтування коефіцієнту вилучення нафти й

проектування розробки. Дослідження, пов'язані з вивченням технологічних характеристик, ведуться в обмеженому обсязі [6].

З метою отримання більш повної інформації про деякий інтервал розрізу, не освітлений керновим матеріалом, проводиться відбір зразків зі стінок свердловини. Інтервал відбору встановлюється за даними ГДС [3].

У результаті визначення основних фільтраційно-ємнісних характеристик досліджуваній розріз документується петрофізичною інформацією. Спільне використання її з даними ГДС дозволяє реалізувати надійну прив'язку керну до розрізу для побудови петрофізичних зв'язків, які є засобом для отримання петрофізичної інформації [1, 3].

Колекція зразків порід, що використовується для створення петрофізичної основи інтерпретації ГДС (петрофізична модель), повинна відповідати таким вимогам: включати зразки всіх основних літотипів відкладів, що досліджуються, - колекторів і неколекторів; число зразків повинно відповідати вимогам математичної статистики; переважна більшість зразків повинна належати інтервалам суцільного відбору керну з необхідною частотою його відбору не менше 5 на 1 м розрізу [1, 3].

Геологічну інтерпретацію проводять на основі петрофізичних зв'язків типу «кern - kern», «кern - ГДС», «ГДС - ГДС», «ГДС - геофізика» [1, 3].

Зв'язки типу “кern - kern” отримують шляхом порівняння вимірних в лабораторії геофізичних параметрів (тобто параметрів, що отримують на першій стадії інтерпретації даних каротажу), наприклад, питомого електричного опору водонасиченого зразка чи питомої радіоактивності породи, і петрофізичних параметрів, наприклад, коефіцієнта пористості чи об'ємної глинистості ($K_{гн}$). При побудові петрофізичних зв'язків типу “кern - kern” об'єм вибірки повинен складати не менше 30 зразків керну, рівномірно розподілених в інтервалі зміни параметрів, що корелюються [1, 3].

Зв'язки типу “кern - ГДС” отримують, коли колекторські характеристики вимірюють на зразках керну, а геофізичні характеристики визначають за даними ГДС, зареєстрованими навпроти цих інтервалів

виносу керну [1, 3].

Зв'язки типу “ГДС - ГДС” отримують шляхом порівняння між собою геофізичних та петрофізичних параметрів, визначених за результатами інтерпретації даних різних методів ГДС [1, 3].

Зв'язки типу “ГДС - геофізика” отримують у результаті порівняння розрахованих за каротажем петрофізичних параметрів з геофізичними параметрами польової геофізики (наприклад співставлення K_n за ГДС з атрибутами хвильового поля сейсмозв'язки) [1, 3].

Таким чином, відповідно до вихідних даних, залежності між тими або іншими параметрами можна розділити на: лабораторні; побудовані за параметрами, визначеними в свердловинних умовах; отримані в результаті порівняння параметрів різних груп (найпоширеніші) [1, 3].

Отже, дані ГДС - потужне джерело петрофізичної та геологічної інформації широкого спектру, отримання якої можливе при умові застосування повного комплексу ГДС та професійного, грамотного тлумачення отриманих даних.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВАСИЩІВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Загальні відомості про родовище

Васищівське родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Чугуївського та Харківського районів Харківської області (Рис.2.1), а в географічному – на околиці південно-західної Середньо-Руської височини [7, 8].

Територія родовища знаходиться в густонаселеному районі. Найближчими населеними пунктами є Тернова, Введенка, Стара Покровка [7, 8].

Поряд з родовищем розташовані села Васищево, Лизогубівка, Есхар, Новопокровська та інші. Найбільш крупним населеним пунктом, що знаходиться на відстані 12,5 км на схід від меж ліцензійної ділянки, є місто Чугуїв (м. Харків - 17,5 км) [7, 8].

На захід від Васищівського родовища на відстані близько 6 км розташоване Безлюдівське нафтогазоконденсатне родовище. Через площу робіт проходить газопровід Шебелинка-Харків [7, 8].

Район робіт за характером рельєфу являє собою еродоване плато, розчленоване сіткою річкових долин, ярів і балок. Максимальні абсолютні відмітки рельєфу приурочені до водорозділів і досягають 190 м, мінімальні спостерігаються в долинах річок і становлять 90 м [7, 8].

Гідрографічну сітку району робіт складає річка Уда з притоком р. Роганка (річка Уда є правою притокою річки Сіверський Донець). Руслу річок хвилясті, дно піщане, замулене. Заплава здебільшого заболочена, місцями лугова [7, 8].

Ландшафт місцевості лісостеповий. Для даного району характерні ліси змішаного типу: кленово-дубові і хвойні [7, 8].

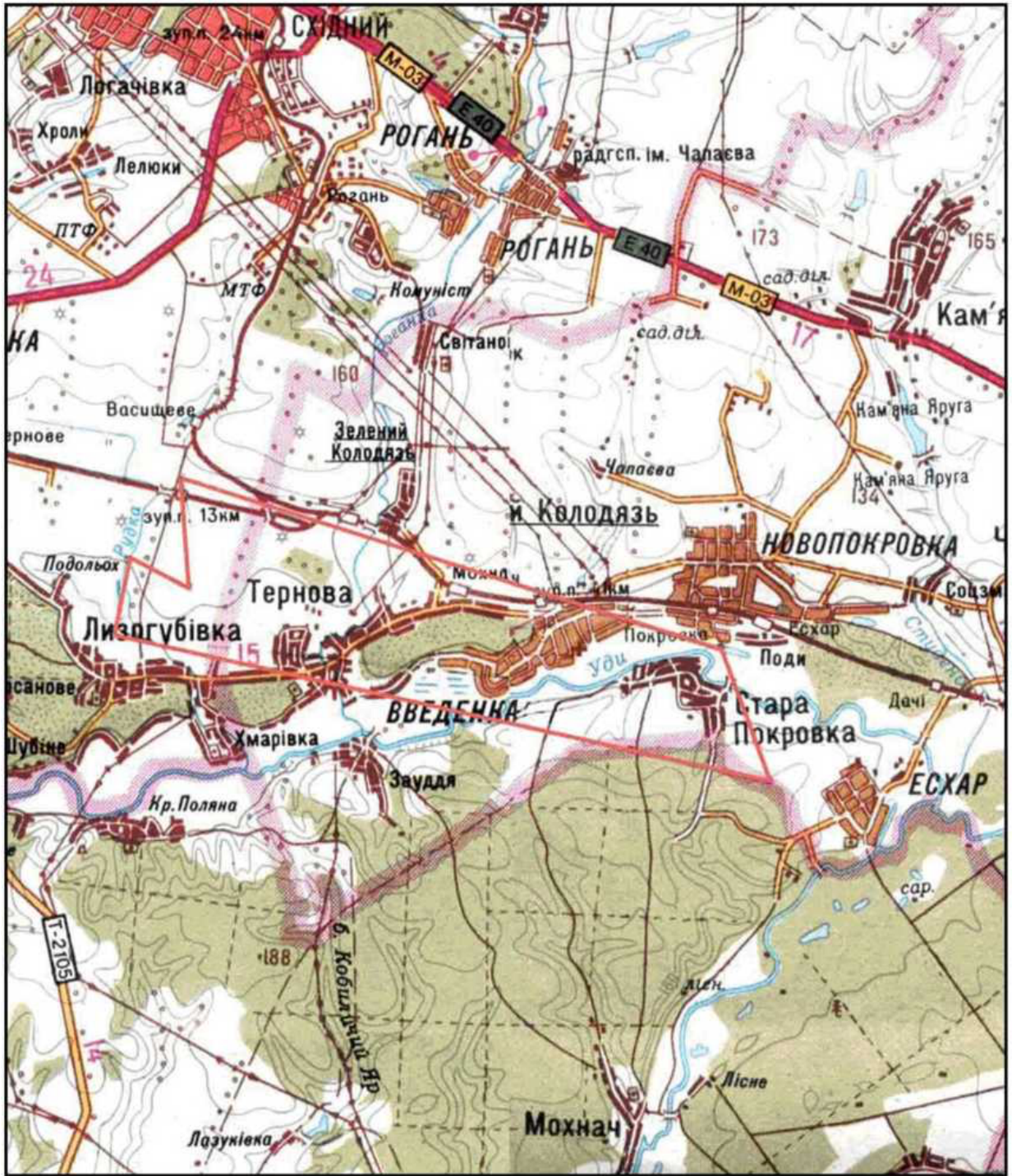


Рисунок 2.1 – Оглядова карта району робіт

2.2 Геологічна будова родовища

2.2.1 Стратиграфія

В геологічній будові Васищівського родовища приймають участь породи докембрійського кристалічного фундаменту, палеозойські, мезозойські та кайнозойські відклади [7, 8, 9] (Рис. 2.2, 2.3).

Докембрій (РЄ)

В нижній частині розрізу зустрінуті амфіболіти плагіоклазові, гнейси біотит-епідотові, граніти [7, 8, 9].

Граніти, плагіограніти сірі, різних відтінків крупнокристалічні і дрібнокристалічні, міцні, тріщинуваті, складені з кварцу, польового шпату з підпорядкованою кількістю кольорових мінералів: біотиту, мусковіту, рогової обманки та ін.

Верхня частина розрізу представлена гранітогнейсами сірими, темно-сірими, місцями з зеленкуватим відтінком, з середньо- і крупнокристалічними зернами кварцу до 0,5 см, міцними, тріщинуватими.

Розкрита потужність порід кристалічного фундаменту складає 342 м.

Палеозойська ератема (PZ)

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільні відклади представлені нижнім, середнім та верхнім відділами [7, 8].

Нижній відділ (С₁) – представлений візейським та серпухівським ярусами.

Візейський ярус (С_{1v})

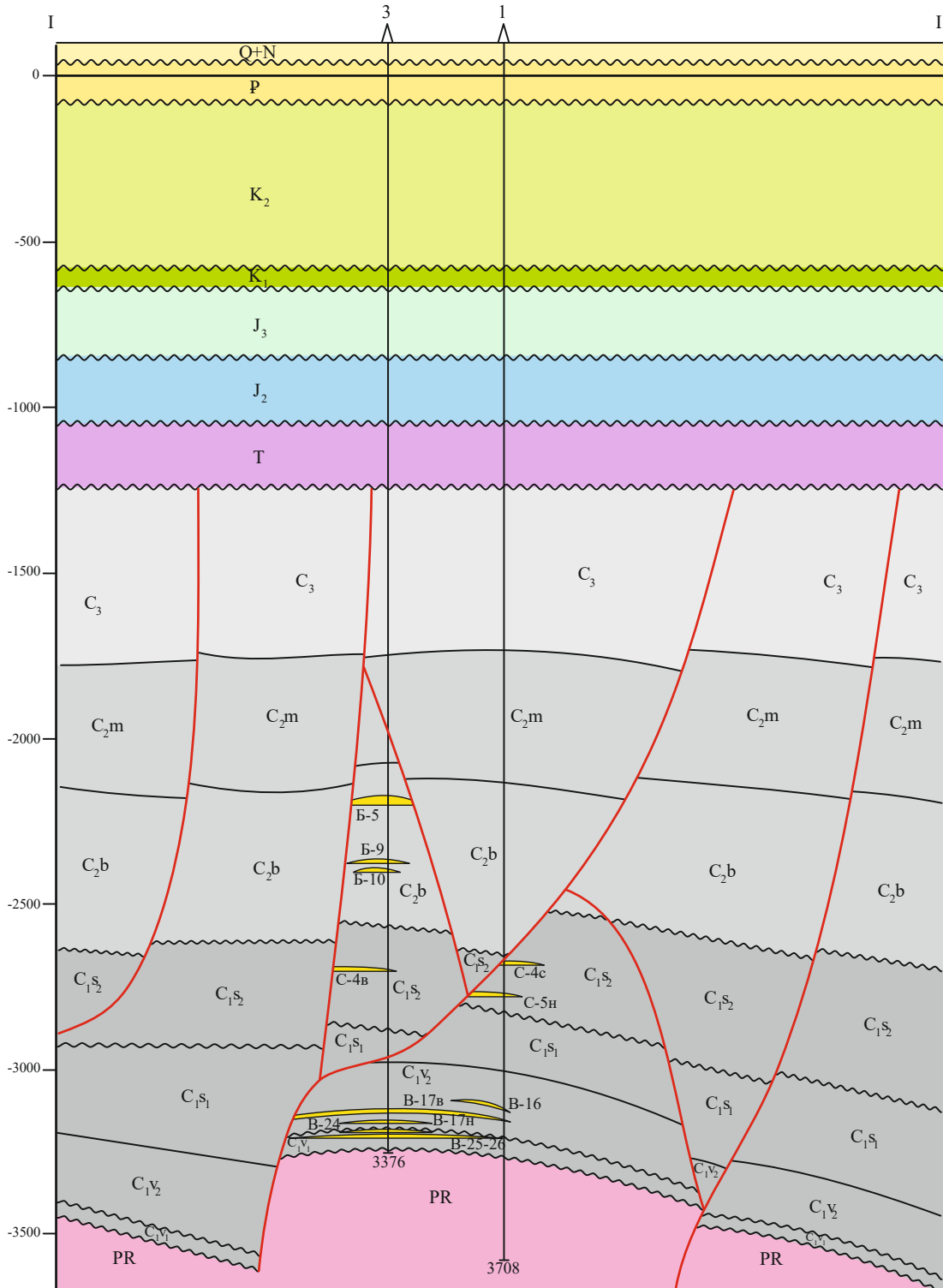
Відклади візейського ярусу розкриті в обсязі двох під'ярусів – нижнього та верхнього.

Нижньовізейський під'ярус (С_{1v1})

Відклади під'ярусу в розрізі свердловин виділені в об'ємі XIII м. ф. г. Літологічно розріз представлений перешаруванням пісковиків і аргілітів.

ГЕОЛОГІЧНИЙ ПРОФІЛЬ

по лінії I-I
 продуктивної частини
 Масштаб: горизонтальний 1:10000
 вертикальний 1:1 0000

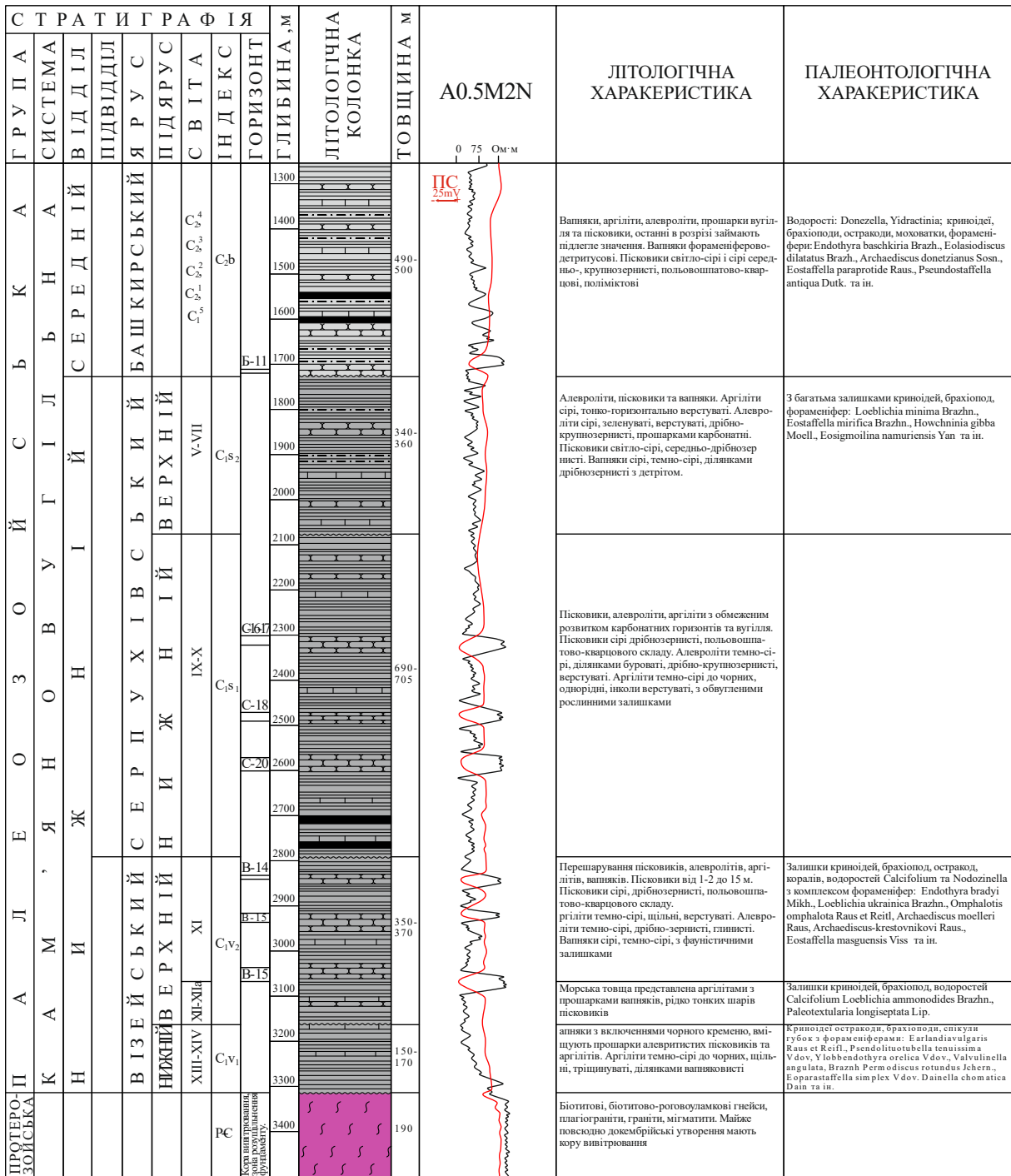


УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- / - тектонічне порушення
- ~ - стратиграфічні межі
- ~ - стратиграфічні неузгодження

Рисунок 2.2 – Геологічний профіль по лінії I-I

ЗВЕДЕНИЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИЙ РОЗРІЗ
продуктивної частини
Масштаб: 1:5000



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ










-  Пісковик
-  Алевроліт
-  Глини, Аргіліти
-  Доліміти
-  Вапняк
-  Породи фундаменту
-  Стратиграфічна неузгодженість
-  Вугілля
-  Гнейси

Рисунок 2.3 – Зведений геолого-геофізичний розріз продуктивної частини

Пісковики сірі, світло-сірі, темно-сірі з буруватим відтінком, дрібно-, середньозернисті. За складом: кварцові, олігоміктові (кварц, польовий шпат, слюда) з кварцово-гідрослюдистим цементом, контактово-порового, ділянками базального типу, міцні, тріщинуваті з численними включеннями обвугленого рослинного детриту і включеннями халькопіриту [7, 8, 9].

Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкошаруваті, алевритисті, з включеннями середньозернистого піску, обвуглених рослинних решток, вкрапленнями халькопіриту, з дзеркалами ковзання [7, 8].

Потужність нижньовізейських відкладів складає 28-33,8 м.

Породи згруповані в літологічні пачки В-26-25, В-24, які вміщують в собі продуктивний газонасичений горизонт В-25-26.

Верхньовізейський під'ярус (C_{IV2})

Відклади верхньовізейського під'ярусу виділяються в об'ємі нерозділених XII і XI м.ф.г. За своїми літолого-фаціальними особливостями підрозділяються на 3 товщі: нижню – переважно теригенну, середню – карбонатну і верхню – переважно аргілітову. Нижня товща складена перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з рідкими тонкими прошарками карбонатів [7, 8, 9].

Аргіліти темно-сірі до чорних, місцями зеленувато-сірі з буруватим відтінком, алевритисті, щільні, слабослюдисті, горизонтально-шаруваті, по нашаруванню спостерігається обвуглений рослинний детрит [7, 8].

Алевроліти темно-сірі, аргілітисті, міцні, кварцові, слабослюдисті, часом вапнисті, з вуглистим детритом і піритом [7, 8].

Пісковики сірі, темно-сірі з коричневим відтінком, дрібнозернисті, міцні, прошарками дуже міцні (окварцовані), кварцові, олігоміктові, з дрібними стилітовими швами, заповнені чорною вуглистою речовиною з полімінеральним цементом [7, 8].

Вапняки сірі, темно-сірі, глинисті, міцні, масивні з раковистим зломом, з уламками і стулками черепашок та включеннями халькопіриту [7, 8].

Породи нижньої товщі групуються в літологічні пачки В-18 та В-17 (за

стратиграфічною розбивкою Б.І. Кельбаса) до складу яких входять газонасичені продуктивні горизонти В-17н і В-17в [7, 8].

Середня товща складена перешаруванням пластів вапняків з аргілітами в підпорядкованій кількості, в нижній частині зустрінуті пропластки пісковиків [7, 8].

Вапняки сірі, темно-сірі, з буруватим відтінком, мікрозернисті значно перекристалізовані з грудками та псевдоолітами, прошарками і домішками кварцу алевритової і піщаної розмірності, з органічним детритом (криноїдеї, моховатки, остракоди, гастроподи, голки морських їжаків, фораменіфери), з включеннями піриту, залишками темно-бурої органічної речовини [7, 8].

Аргіліти темно-сірі до чорних, горизонтально-шаруваті, алевритисті, з ознаками карбонатності, з великою кількістю піритизованих фауністичних решток [7, 8].

Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, вапнисті, міцнозцементовані, тріщинуваті, тріщини різнонаправлені [7, 8].

До складу середньої товщі входить газонасичений продуктивний пласт В-16 [7, 8].

Верхня товща складена переважно аргілітами з тонкими прошарками вапняків [7, 8].

Аргіліти темно-сірі до чорних, горизонтальношаруваті, вапнисті, піритизовані, з дрібноалевритовими домішками, вуглефікованим рослинним детритом, тонкими тріщинами відкритими і заповненими перекристалізованим кальцитом [7, 8].

Вапняки темно-сірі, прихованокристалічні, глинисті з численними органічними рештками [7, 8].

Породи верхньої товщі групуються в літологічні пачки В-15, В-14.

Потужність під'ярусу – 203-206 м.

Серпухівський ярус (C1s)

Відклади ярусу на родовищі виділяються в об'ємі двох під'ярусів -

нижнього і верхнього, які значно відрізняються за літологічним складом, і між якими встановлена регіональна стратиграфічна незгідність [7, 8].

Нижньосерпухівський під'ярус (C_{1S1})

Відклади нижньосерпухівського під'ярусу розглядаються в об'ємі X-IX мікрофауністичних горизонтів. Літологічно вони представлені глинистою товщею складеною аргілітами з тонкими прошарками алевролітів, пісковиків і вапняків (літологічні пачки С-23-16) і теригенною, яка являє собою чергування аргілітів, алевролітів з малопотужними пластами пісковиків і ще більш рідкими тонкими пропластками вапняків (літологічні пачки С-9-8, С-7-6) [7, 8, 9].

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, прошарками слабослюдисті, горизонтально шаруваті, з включеннями темно-бурого сидериту, рослинного детриту і вкрапленнями піриту [7, 8].

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібно-, середньозернисті, кварцові, олігоміктові, з полімінеральним переважно глинистим цементом [7, 8, 9].

Вапняки темно-сірі, глинисті, доломітизовані, органічно-детритові, тріщинуваті, по тріщинах і прожилках спостерігаються бітумінозні плівки [7, 8].

Потужність відкладів під'ярусу - 180 м.

Верхньосерпухівський під'ярус (C_{1S2})

Відклади верхньосерпухівського під'ярусу залягають на розмитій поверхні порід нижньосерпухівського під'ярусу, виділяються в об'ємі VIII, VII-V м.ф.г [7, 8, 9].

В нижній частині розрізу відклади під'ярусу представлені пластами пісковиків з прошарками аргілітів, а у верхній частині розрізу перешаруванням глинистих пісковиків, алевролітів, аргілітів з тонкими пропластками глинистих вапняків. Порооди згруповані в літологічні пачки С-5, С-4 та С-2-3 [7, 8, 9].

Пісковики сірі, світло-сірі з коричневим відтінком, грубозернисті з включеннями гальки і гравію по нашаруванню та дрібнозернисті,

міцнозцементовані, поліміктові, кварцові, тріщинуваті, з полімінеральним цементом [7, 8].

Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, тонкошаруваті до листуватих, з вуглистим детритом і включеннями піриту, спостерігаються дзеркала ковзання [7, 8].

Алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, міцнозцементовані, хвилясто-шаруваті, з вуглистим рослинним детритом по нашаруванню, слюдисті [7, 8].

Вапняки темно-сірі, сірі, приховано кристалічні, міцні, доломітисті, тріщинуваті, по тріщинках і прожилках відмічається пірит і бітумінозні плівки, часом тріщини виповнені мінералізованим фосфором. З органічних решток виявлені брахіоподи, остракоди, корали, водорості і комплекс фораменіфер: *Earlandia vulgaris* (Raus.et Reitl.), *Earlandia elegans* (Raus.et Reitl.), *Archaesphaera* sp., *Parathurammia* sp., *Tuberitina* sp., *Plectogyra* sp., *Paleotextularia* sp., *Endotheranopsas compressa* (Raus.et Reitl.), *Climacammina postprisca* Brazhn.et Vinn, *Climacammina* sp., *Tetrataxis* sp., *Tetrataxis* aff. *regularis* Brazhn, *Tetrataxis submuedia* Brazhn, *Valvulinella* sp., *Howchinia gibba* (Moell.), *Howchinia* sp., *Archaediscus moelleri* Raus, *Archaediscus krestovnikovi* Raus, *Neoarchaediscus paraovoides* (Brazhn), *Eosigmoilina explicata* Gan.f.evoluta, *Eosigmoilina rugosa* Brazhn, *Betpacodiscus corguspiroides* Brazhn.et. Vdov, *Endothyra pseudobradyi* Brazhn, *Eostaffella mirifica* Brazhn, *Eostaffella ex.ikensis* Viss, *Eostaffella* sp., *Eostaffella pseudostruvei* ((Raus.et Bel.), *Pseudoendothyra* sp., *Mediocris mediocris* var. *breviscula* (Gan.) [7, 8].

До складу верхньосерпухівських відкладів входять газонасичені продуктивні горизонти С-5н, С-4с, С-4в (графічний додаток 4).

Потужність під'ярусу складає 312 м.

Середній відділ (С₂) –представлений башкирським та московським ярусами. Відклади середнього відділу керном не охарактеризовані. Породи башкирського ярусу з стратиграфічною незгідністю залягають на відкладах серпухівського ярусу [7, 8].

Башкирський ярус (С_{2b})

Відклади башкирського ярусу представлені нижнім і верхнім під'ярусами.

Нижньобашкирський під'ярус (C2b1)

Відклади під'ярусу виділені в об'ємі світ C₂¹ і C₁⁵. Відклади маркуються реперними вапняками: в подошві E₁ і в покрівлі G₁. В літологічному відношенні розріз складений карбонатно-глинистими відкладами з більш рідкими алевролітами і пісковиками [7, 8, 9].

Вапняки сірі до темно-сірих, переважно пелітоморфні глинисті з прошарками вапняків тонкозернистих доломітизованих, частково перекристалізованих, з органічним детритом, який представлений брахіоподами, криноїдеями, спікулами губок, моховаток, уривками водоростей, тріщинуваті, тріщини різнонаправлені, заповнені кальцитом і органічною речовиною [7, 8].

Аргіліти темно-сірі, горизонтально-шаруваті, алевритисті, з піритизованими рослинними рештками, прошарками вапнисті [7, 8].

Алевроліти світло-сірі, крупнозернисті, піщані, поліміктові, міцноцементовані, цемент карбонатно-глинистий порового типу [7, 8].

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, поліміктові, олігоміктові, кварцові, з полімінеральним цементом, з перевагою каолініту над карбонатом і гідрослюдою [7, 8].

Породи групуються в літологічні пачки Б-10- Б-14. До складу нижньобашкирських відкладів входить газонасичений продуктивний горизонт Б-10.

Потужність нижньобашкирських відкладів 186-187 м.

Верхньобашкирський під'ярус (C2b2)

В складі під'ярусу виділені відклади аналогів світ C₂², C₂³, C₂⁴, в подошві відкладів виділяється реперний вапняк G₁, в покрівлі – K₁. Літологічно відклади представлені переважно теригенними породами – перешаруванням пісковиків, алевролітів з аргілітами і рідкими малопотужними пластами вапняків [7, 8, 9].

Аргіліти темно-сірі до чорних, прошарками сірі з зеленуватим відтінком, алевритисті, вапнисті, міцні, з тонкою горизонтальною шаруватістю, з обвугленим рослинним детритом і дзеркалами ковзання [7, 8].

Алевроліти сірі, світло-сірі, зустрічаються прошарки з зеленуватим відтінком, горизонтально-шаруваті, поліміктові, олігоміктові, з рідким обвугленим детритом, карбонатним цементом [7, 8].

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, поліміктові, олігоміктові, кварцові, з полімінеральним цементом, з перевагою каолініту над карбонатом і гідрослюдою [7, 8].

Вапняки сірі, світло-сірі, іноді з жовтуватим відтінком, кристалічно-зернисті, прошарками глинисті, пелітоморфні, детритові, з залишками бурої органічної речовини, включеннями піриту і органогенних решток (уламки остракод, брахіоподи, членики кріноїдей, спікули губок, уривки водоростей) [7, 8].

Породи згруповані в літологічні пачки Б-9-Б-1. До складу верхньобашкирських відкладів входять газонасичені продуктивні горизонти Б-9 і Б-5 [7, 8, 9].

Загальна потужність верхньобашкирських відкладів складає 307-324 м.

Московський ярус (С_{2т})

Відклади ярусу виділяються в об'ємі аналогів світ С₂⁵, С₂⁶, С₂⁷ і нижньої частини С₃¹. Літологічно складені перешаруванням алевролітів, пісковиків, аргілітів з прошарками вугілля, вапняків. Реперні вапняки N₂ (в покрівлі) і K₁ (в підосві) маркують відклади ярусу [7, 8, 9].

Алевроліти темно-сірі, сірі, з зеленуватим відтінком, польовошпатово-слюдиисто-кварцові, часто піщані, невапнисті, горизонтально-шаруваті, міцно- і слабозцементовані [7, 8].

Пісковики світло-сірі, іноді зеленувато-сірі, полі-, мезоолігоміктові, слюдиисто-польовошпатово-кварцові, глинисті, дрібно-середньозернисті, міцно- і середньозцементовані, невапнисті [7, 8].

Аргіліти темно-сірі до чорних, зустрічаються прошарки зеленувато-

сірих, алевритисті, слюдисті, невапнисті, щільні, уламкові, перем'яті з включенням вуглистої речовини і тонкими прошарками вугілля [7, 8].

Вапняки сірі, світло-сірі, приховано кристалічні органогенно-детритові, часто доломітизовані [7, 8].

Породи згруповані в літологічні пачки М-7–М-1.

Загальна товщина московських відкладів – 411 м.

Мезозойська ератема (МЗ)

Тріасова система (Т)

Тріасові відклади залягають з стратиграфічною незгідністю на розмитій поверхні верхньокам'яновугільних відкладів і за літологічними особливостями розділяються на чотири товщі: піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну і глинисту [7, 8].

Загальна потужність тріасових відкладів 200 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади представлені середнім і верхнім відділами.

Середній відділ (J₂) – відклади середнього відділу виділені в об'ємі байоського, батського та келовейського ярусів [7, 8].

Крейдова система (К)

Відклади крейдової системи представлені нижнім і верхнім відділами.

Нижній відділ (К₁) – породи нижнього відділу трансгресивно залягають на розмитій поверхні кімериджського ярусу і складені перешаруванням кварц-польовошпатових сірих пісковиків з пісками та пластами сірих та світло-сірих глин [7, 8].

Потужність порід відділу складає 60-64 м.

Верхній відділ (К₂) – відклади верхнього відділу представлені сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським та маастрихським ярусами [7, 8].

Сеноманські відклади представляють собою піски, пісковики світло-сірі, зеленувато-сірі, дрібно-середньозернисті, карбонатні, кварцово-глауконітові з жовнами фосфоритів і глинами сірими, блакитно-сірими,

щільними [7, 8].

Турон-маастріхтськими відкладами є мергелево-крейдова товща.

Мергелі блакитно-сірі, щільні, крейда переважно біла.

Потужність верхньокрейдяних відкладів сягає 498-500 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Породи кайнозойської ератеми зі стратиграфічною незгідністю залягають на відкладах маастріхтського ярусу верхньої крейди і представлені палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами [7, 8].

Палеогенова система (P)

До складу системи входять еоценовий (P₂) і олігоценний (P₃) відділи. Палеоценові відклади (P₁) на даній території відсутні [7, 8].

Еоценовий відділ літологічно складений мергелями київської світи. Мергелі сірі, зеленувато-сірі, піщані, в'язкі [7, 8, 9].

Олігоценні відклади літологічно складені чергуванням пісків сірих, зеленувато-сірих та глин темно-сірих [7, 8, 9].

Загальна потужність палеогенових відкладів становить 138-144 м.

Неогенова+Четвертинна системи (N+Q)

Відклади представлені переважно алювіальними пісками сірими, різнозернистими, з прошарками глин темно-сірих, цегельно-червоних, піщаних, супісками, лесовидними суглинками та ґрунтово-рослинними верствами [7, 8, 9].

Потужність даних відкладів – 48-62 м.

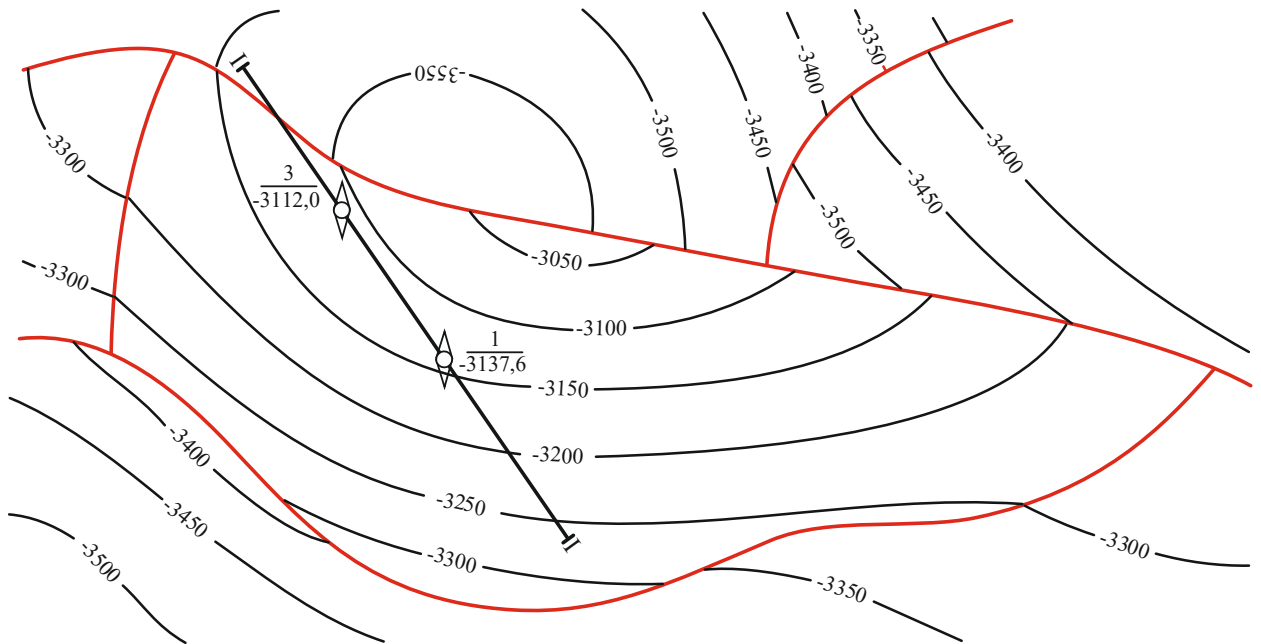
2.2.2 Тектоніка

В тектонічному відношенні Васищівська структура розташована в центральній частині північного борту ДДз, а в регіональному плані відноситься до південного схилу Воронезького кристалічного масиву [10, 11] (Рис. 2.4).

СТРУКТУРНА КАРТА

покрівлі горизонту В-17

Масштаб: 1:10000



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- 3250 - ізогіпси покрівлі горизонту В-17
- тектонічні порушення
- ◇ - пошукові свердловини

Рисунок 2.4 – Структурна карта покрівлі горизонту В-17

Безпосередньо на північному сході дана ділянка межує з Чугуївським виступом фундаменту [10, 11].

На структурній карті поверхні кристалічного фундаменту район робіт представляє собою монокліналь субширотного простягання, яка поступово заглиблюється в бік центральної частини грабену (межі глибин складають 3,25-3,75 км) [8, 10, 11].

За основу до опрацювання геологічної моделі Васищівського родовища нами взяті структурні карти по відбиваючих горизонтах прослідкованих в нижньо- та середньокам'яновугільних відкладах: V_{B3-n} (C_{1V1}), V_{B2}^1 (C_{1V2}), V_{B1}^1 (C_{1S2}) та V_{B2}^1 (C_{2b}) [8, 10, 11].

Сейсмічні побудови були виконані ДГП «Укргеофізика» СУГРЕ у 2011 році в результаті детальних сейсморозвідувальних досліджень МСГТ на Васищівській площі.

На структурному плані відбиваючого горизонту V_{B3-n} (C_{1V1}) Васищівська площа є напівантиклінальною структурою субширотного напрямку, розвинута вздовж незгідного скиду, північні крила якої зрізані тектонічним порушенням, а південні видовжені і поступово переходять в монокліналь. Площа складається з трьох структурних елементів: західного тектонічного блоку, Васищівської напівантиклінальної складки та Введенського слабовираженого елемента [8, 10, 11].

По відбиваючому горизонту V_{B2}^1 (C_{1V2}), який відноситься до верхньовізейських відкладів, геологічна будова Васищівської площі майже не змінюється, лише амплітуда північного зворотного скиду зменшується в апікальній частині площі до 400 м.

Структурні побудови по відбиваючому горизонту V_{B1}^1 (C_{1S2}) суттєво відрізняються від вищезгаданих. Західний блок і Васищівська складка об'єднані між собою через відсутність західного порушення. Амплітуда зворотного скиду в апікальній частині зменшується до 50 м. В межах північного крила Васищівської структури з'являється ще один незгідний

скид, який трасується субпаралельно основному і на рівні нижньосерпухівських відкладів примикає до нього. Цей незгідний скид відсікає свердловину 1 від власне Васищівської складки в окремий тектонічний блок, обмежений на півночі незгідним, а на півдні мало амплітудним (приблизно 15 м) згідним скидом. Характер залягання пластів у блоці моноклінальний.

На структурному плані по відбиваючому горизонту Vb_2^1 (C_2b), який приурочений до верхньої частини верхньобашкирських відкладів свердловини 1 та 3 розташовані в єдиному тектонічному блоці, який обмежений північним та південним незгідними скидами. Згідний південний скид, який простежувався на попередніх структурних планах зникає внаслідок примикання до південного зворотного скиду на рівні нижньобашкирських відкладів. Амплітуда північного незгідного скиду в апікальній частині Васищівської складки складає 30 м.

На основі вищеописаних структурних побудов та з урахуванням результатів буріння свердловин 1 та 3 нами побудовані структурні карти, які характеризують геологічну будову Васищівської структури в візейських, серпухівських та башкирських відкладах, а також геологічний розріз I-I по лінії свердловин 3, 1.

По покрівлі горизонту В-17, який залягає у верхньовізейських відкладах (графічний додаток 3) на основі комплексної обробки матеріалів по свердловинах 1 та 2 та результатів деталізаційних сейсмічних робіт. Васищівська структура являє собою геміантиклінальну складку, північне крило якої зрізано незгідним скидом амплітудою 470 м в склепінній частині. На заході та півдні структура обмежена згідними скидами амплітудами відповідно 50 та 90 м. Висота складки в межах ізолінії -3300 м складає 250 м, розміри структури в межах екрануючих порушень – 1,7х5,250 км.

Більш складну структурну форму має Васищівська структура у верхньосерпухівських відкладах по покрівлі горизонту С-5. Це пов'язано з появою ще одного незгідного порушення, яке відгалужується від північного

екрануючого скиду і на структурному плані по покрівлі горизонту С-5 трасується південніше субпаралельно ньому. Це порушення розкрито свердловиною 3 в нижньосерпухівських відкладах на глибині 3069 м.

При зіставленні розрізів свердловини 1 та 3 визначено, що його амплітуда складає 90 м. Південний незгідний скид відсікає свердловину 1 в окремий тектонічний блок, який на півдні екранується згідним скидом амплітудою 15 м. Розміри цього блоку в межах екрануючих скидів складають 0,8x2,9 км. Висота складки близько 100 м.

На рівні верхньосерпухівських відкладів від південного незгідного скиду відгалужується субмеридіанальне згідне порушення амплітудою 40 м, яке не було передбачено сейсморозвідкою. Воно зафіксовано в свердловині 3 у відкладах московського ярусу на глибині 2115 м. На структурному плані верхньосерпухівських відкладів цей скид поділяє Васищівську геміантикліналь на два окремі тектонічні блоки – західний та східний. Західний блок, в якому розташована свердловина 3, має розміри 0,9x3,6 км, його висота в межах ізогіпси -2850 м – 75 м. Розміри східного блоку складають 0,7 x 2,75 км, висота в межах ізолінії -2800 м – 50 м.

Південний незгідний скид трасується і по вищезалігаючих відкладах. Він зафіксований в свердловині 1 у верхньосерпухівських відкладах на глибині 2784 м. Амплітуда скиду, яка визначена шляхом зіставлення розрізів свердловин 1 та 3, складає 130м.

На структурному плані, який побудований по покрівлі реперного вапняку Н₁, який залягає в верхньобашкирських відкладах і приурочений до покрівлі горизонту Б-5. Васищівська структура має вигляд геміантиклінальної складки обмеженої двома незгідними скидами. Південний згідний скид зникає внаслідок примикання до північного незгідного на рівні нижньобашкирських відкладів.

Субмеридіанальний згідний скид амплітудою 40 м ділить Васищівську геміантикліналь на два тектонічні блоки – західний, в якому знаходиться свердловина 3 та східний зі свердловиною 1. Розміри західного тектонічного

блоку 1,175x3,5 км, висота 100 м, східного – 0,95x2,9 км, висота – 70 м.

Структурні побудови, виконані для Васищівського родовища за матеріалами польових геофізичних досліджень відповідають даним, отриманим за результатами пошукового буріння. Вони є достатньо обґрунтованими для побудови геологічних моделей та геолого-економічної оцінки газоконденсатних покладів Васищівського родовища.

2.2.3 Газоносність

Васищівське газоконденсатне родовище розташоване в центральній частині нафтогазоносного району Північного борту і відноситься до Юліївсько-Коробочкинської зони нафтогазонакопичення. Загальний поверх нафтогазоносності Північного борту охоплює відклади від середньокам'яновугільних до розущільнених порід кристалічного фундаменту включно. Основні запаси вуглеводнів даного нафтогазоносного району пов'язані з відкладами серпухівського і візейського ярусів, а також з розущільненими утвореннями фундаменту.

Васищівське родовище відкрито у 2004 році свердловиною 1, при випробуванні якої при дострілі інтервалу 3270-3278 м (горизонт В-17) отримали промисловий приплив газу дебітом 10,12 тис. м³/добу через штуцер діаметром 5 мм.

На час підрахунку запасів на родовищі за результатами інтерпретації матеріалів буріння пошукових свердловин 1 та 3 встановлені поклади вуглеводнів у башкирських, серпухівських, візейських та протерозойських відкладах. Поклади пов'язані з теригенними колекторами гранулярно-порового типу.

Для більш достовірного обґрунтування геологічних моделей покладів побудовані геологічні розрізи продуктивних частин відкладів. Лінії профілів, по яких побудовані геологічні розрізи нанесені на структурні карти по відповідним відкладам.

Відклади башкирського ярусу не відносяться до регіонально нафтогазоносних. Промислові припливи газу отримані лише на Коробочкинському родовищі з відкладів продуктивного горизонту Б-1. На Васищівському родовищі продуктивність башкирських відкладів встановлена лише за даними ГДС, поклади вуглеводнів виявлені в продуктивних горизонтах Б-5, Б-9 та Б-10.

Поклад горизонту Б-5

У горизонті Б-5 згідно з результатами інтерпретації ГДС газонасичені колектори розкриті свердловиною 3 в інтервалі 2301,4-2322,4 м. Нижче в інтервалі 2322,4-2332,8 м розкриті водонасичені пласти. Таким чином в свердловині 3 встановлений газо-водяний контакт (ГВК) для покладу горизонту Б-5 на абсолютній відмітці -2206,7 м. У свердловині 1 в інтервалі глибин 2377,8-2407,6 м розкриті 3 водоносні пласти, які належать до продуктивного горизонту Б-5.

Випробування покладу не проводилось.

Поклад горизонту масивний у склепінневій пастці, тектонічно екранований.

Поклад горизонту Б-9

В межах продуктивності розкритий свердловиною 3, де за даними ГДС виділений газонасичений пласт в інтервалі 2493,6-2496,0 м. Нижня границя визначеної продуктивності (НГВП) покладу прийнята по підшві цього пласта. В свердловині 1 колектор горизонту заміщений щільними різновидами.

Випробування покладу не проводилось.

Поклад пластовий у склепінневій пастці, тектонічно екранований.

Поклад горизонту Б-10

Газонасичений за даними ГДС пласт розкритий в свердловині 3 в інтервалі 2525,2-2528,6 м. В свердловині 1 горизонт Б-10 ущільнений. По підшві газонасиченого пласта на абсолютній відмітці -2412,9 м прийнята НГВП для покладу горизонту Б-10.

Випробування покладу не проводилось.

Поклад пластовий у склепінневій пастці, тектонічно екранований.

Значні запаси вуглеводнів Юліївсько-Коробочкинської зони нафтогазонакопичення пов'язані з відкладами серпухівського ярусу. Так на Безлюдівському та Денисівському родовищах, які знаходяться поряд з Васищівським, промислові поклади газу і конденсату приурочені до верхньосерпухівських відкладів (продуктивні горизонти С-4 і С-5). На Васищівському родовищі встановлена газонасиченість продуктивних горизонтів С-4в, С-4с та С-5н, причому поклад горизонту С-5н є промисловим. Характеристика серпухівських покладів Васищівського родовища та результати їх випробування наведені в таблицях 4.3; 7.1 та на рисунку 7.2, а геологічна будова показана на геологічних розрізах продуктивної частини серпухівських відкладів (графічні додатки 8, 9, 10).

Поклад горизонту С-4в

У межах продуктивності розкритий свердловиною 3, де за даними ГДС виділений газонасичений пласт в інтервалі 2815,4-2822,0 м (абсолютні відмітки -2699,5-2706,1 м). В розрізі свердловини 1 відклади продуктивного горизонту С-4в відсутні внаслідок випадіння по порушенню. НГВП покладу прийнята на абсолютній відмітці -2706,1 м, яка відповідає підшві насиченого за даними ГДС пласта.

Випробування покладу не проводилось.

Поклад пластовий у склепінневій пастці, тектонічно екранований.

Поклад горизонту С-4с

Газонасичені за даними ГДС пласти розкриті свердловиною 1 в інтервалах 2792,0-2794,4 м та 2799,8-2806,0 м. В свердловині 3 колектор продуктивного горизонту С-4с, який залягає в інтервалі 2838,0-2847,4 м за даними ГДС водонасичений. НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині 1 і відповідає відмітці -2691,0 м.

Поклад випробуваний в процесі буріння в свердловині 1. З інтервалу 2778,0-2869,0 м, який охоплює продуктивні горизонти С-4с та С-5в отримано

приплив пластової води розрахунковим дебітом 628 м³/добу. Вода поступає з горизонту С-5в, колектори якого водонасичені за даними ГДС.

Поклад горизонту С-4с пластовий у склепінневій пастці, тектонічно екранований.

За результатами інтерпретації матеріалів ГДС газонасичені пласти виділені в свердловині 1 в інтервалі 2900,0-2905,4 м. На 0,6 м нижче в інтервалі 2906,0-2909,2 м залягає водонасичений за даними ГДС пласт. Таким чином у свердловині 1 встановлено УГВК покладу (абсолютна відмітка -2789,7 м), який відповідає підшві газонасиченого за даними ГДС пласта.

На Васищівському родовищі газоконденсатні поклади встановлені у відкладах В-16, В-17в, В-17н, В-24 та В-25-26 продуктивних горизонтів. У будові покладу продуктивного горизонту В-25-26 беруть участь також утворення кори вивітрювання.

Поклад горизонту В-16

Газонасичений за даними ГДС пласт розкритий свердловиною 1 в інтервалі 3244,4-3250,8 м. В свердловині 3 утворення продуктивного горизонту В-16 ущільнені. НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого за даними ГДС пласта в свердловині 1 на абсолютній відмітці -3133,4 м.

В процесі буріння свердловини 1 продуктивний горизонт В-16 було випробувано в інтервалі 3217,0-3252,0 м. За 64 хвилини відкритого періоду приросту рівня рідини в трубах і тиску не отримано. Притоку пластових флюїдів не одержано. При випробуванні інтервалу 3213-3285 м, який охоплює продуктивні горизонти В-16 та В-17в за 64 хвилини відкритого періоду отриманий приріст рівня рідини 185 м в бурильних трубах. Буровий розчин сильно розгазований. Після інтерпретації кривої притоку і відповідних розрахунків визначено дебіт газу – 19,0 тис. м³/добу.

Поклад горизонту пластовий у склепінневій пастці, тектонічно та літологічно екранований.

Поклад горизонту В-17в

За результатами інтерпретації матеріалів ГДС газонасичені пласти виділені в свердловинах 1 та 3 в інтервалах 3269,8-3277,6 м та 3243,6-3252,8 м відповідно. НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого за даними ГДС пласта в свердловині 1 на абсолютній відмітці -3160,1 м.

За допомогою ВПТ в процесі буріння свердловини 1 з горизонту В-17в в інтервалі 3213-3285 м (В-16-В-17в) одержаний приплив газу розрахунковим дебітом 19,0 тис. м³/добу.

При випробуванні даного горизонту в експлуатаційній колоні свердловини 1 при повторній перфорації в інтервалі 3270,0-3278,0 м через штуцер діаметром 5 мм одержано приплив газу 10,12 тис.м³/добу, конденсату 0,05 м³/добу та води 0,45 м³/добу.

Поклад горизонту В-17н

Газонасичений за даними ГДС пласт розкритий в свердловині 3 в інтервалі 3276,6-3284,8 м. В свердловині 1 утворення горизонту заміщені щільними різновидами. НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого за даними ГДС пласта в свердловині 3 на абсолютній відмітці -3167,7 м.

При випробуванні в експлуатаційній колоні свердловини 3 спільно з горизонтом В-17в (інтервали 3277,0-3285,0 м та 3244,0-3253,0 м) отримали приплив газоконденсатної суміші. При дослідженні об'єкту розрахунковий дебіт сепарованого газу через штуцер діаметром 5,16 мм склав 10,7 тис.м³/добу, дебіт стабільного конденсату – 1,3 м³/добу. Пластовий тиск на глибині 3264,5 м становив 27,24 МПа.

Поклад горизонту В-24

В межах продуктивності розкритий в свердловині 3 в інтервалі 3309,6-3312,2 м. В свердловині 1 колектор горизонту ущільнений. НГВП прийнято по підшві газонасиченого за даними ГДС пласта на абсолютній відмітці – 3195,1 м.

Поклад горизонту В-24 не випробовувався.

Поклад горизонту В-25-26

За результатами інтерпретації матеріалів ГДС газонасичені пласти виділені в свердловині 3 в інтервалах 3317,0-3323,0 м, 3323,8-3327,4 м, 3328,0-3334,6 м. Нижче в інтервалі 3334,6-3337,2 м пласти за даними ГДС водонасичені. Таким чином в свердловині 3 встановлений ГВК покладу, абсолютна відмітка якого (-3217,5 м) відповідає абсолютній відмітці підосви газонасиченого за даними ГДС пласта. Свердловина 1 розкрила поклад горизонту В-25-26 в умовах водонасичення (інтервал 3339,0-3400,0 м).

З колекторів продуктивного горизонту В-25-26 при випробуванні в процесі буріння (інтервал 3341,0-3369,0 м) був отриманий приплив пластової води з розрахунковим дебітом 688 м³/добу, а при дослідженні в колоні верхньої частини покладу в інтервалі 3339,0-3342,0 м отримано слабкий приплив пластової води (дебіт невизначений).

Поклад горизонту пластовий в склепінневій пастці.

2.2.4 Фізико-літологічна характеристика колекторів

По свердловині 1 керном охарактеризований інтервал від 2857 м (серпухівські (літологічний горизонт С-5) відклади) до 3700 м (верхня частина PR), загалом 24 інтервали.

По свердловині 3 керном охарактеризований інтервал від 2705 м (серпухівські (літологічний горизонт С-2) відклади) до 3336,2 м (верхня частина PR), загалом 5 інтервалів.

З продуктивних газonosних горизонтів Васищівського родовища керном охарактеризовані лише С-4в, В-17в, В-24, В-25-26, загалом це 9 інтервалів. Породи-колектори винесені лише з 8 інтервалів. Керн відбирався з застосуванням обладнання «Надра-1». Винос керна задовільний і коливався в середньому в глинистих розрізах від 60% до 90%, в піщано- алевролітових - від 12% до 70%, іноді 100% а розуцільнених породах фундаменту коливається в межах 10-30%.

Завдяки присутності в кернах пластів вапняків та тонкодисперсних

морських аргілітів вони добре ув'язуються з кривими ГДС. Неспівпадіння глибин виносу керн з глибинами по каротажу не перевищувало 1,3-3,5 м.

З порід-колекторів горизонту Б-5 керн не винесений. За результатами інтерпретації ГДС в розрізах свердловин налічується від одного (свердловина 3) до трьох пластів пісковиків перемежованих ущільненими прошарками (свердловина 1). Сумарна товщина пісковиків горизонту коливається від 23,4 м у свердловині 1 до 31,4 м у свердловині 3, пористість коливається в межах від 11,5% до 22%.

З порід-колекторів горизонту Б-9 керн не винесений. За даними ГДС товщина пісковіку в свердловині 3 становить 2,4 м. Літологічно пласт не однорідний, в свердловині 1 зустрінуті щільні різновиди пісковіку.

Пористість пісковиків становить 15,3%.

З порід-колекторів горизонту Б-10 керн не винесений. За результатами інтерпретації матеріалів ГДС пористість пісковиків горизонту становить 20%, потужність 3,4 м в свердловині 3. В розрізі свердловини 1 піщаний колектор літологічно заміщений.

Пісковики продуктивного горизонту С-4в підняті з одного інтервалу у свердловині

Пісковики різної зернистості (від дрібно- до крупнозернистих), поліміктові, з полі мінеральним цементом. Структура псамітова, текстура від слабоорієнтованої до неясношаруватої. Мінеральний склад: кварц (25-50%), польовий шпат, плагіоклази, мусковіт, уламки порід. Середньо- і сильноцементовані. Глинистий цемент, з'єднання конформно-регенераційного типу. Акцесорні мінерали: турмалін, анатаз, епідот та інші. Діагенетичне перетворення порід проявлене слабо, більшість нестійких мінералів збережена. Вуглеводні визначені у формі численних прожилок та мікростилолітів буро-чорного забарвлення.

Генетично це алювіальні і дельтові, авандельтові накопичення. Висока поліміктність породи обумовлена активною динамікою осадконагромадження та близьким джерелом зносу теригенного матеріалу.

За даними ГДС пласт літологічно неоднорідний, в нижній частині прошарок щільних глинистих пісковиків, вище по розрізу пісковики з хорошими колекторськими властивостями (пористість 12,8%). Товщина пласта колектора 6,6 м.

За лабораторними даними відкрита пористість пісковиків становить 9,34-11,75%, в основному 10,5%, проникність $-1,41 - 8,3 \times 10^{-15}$ мДарсі.

З порід-колекторів горизонту С-4с керн не винесений. За даними ГДС пісковики горизонту мають пористість від 7,5% у свердловині 1 до 17,3% у свердловині 3. У розрізах свердловин вони представлені двома пластами (в розрізі свердловини 1 прошарки розділені непроникним пропластком) з сумарною товщиною від 8,4 до 9,4 м.

З порід колекторів горизонту С-5н керн не винесений. За даними ГДС пористість пласта коливається від 9 до 11,31%. Літологія горизонту мінлива. У розрізі горизонту присутні один, два піщані пласти, до яких в свердловині 1 долучається прошарок алевроліту. Сумарна товщина пласта коливається від 2,8 до 6,2 м.

З порід колекторів горизонту В-16 керн не винесений. За даними ГДС у розрізі горизонту присутній єдиний піщаний пласт, пористість якого становить 8,8%. Товщина пласта 6,4 м. Літологічно пласт не витриманий в свердловині заміщується непроникними породами.

Пісковики продуктивного горизонту В-17в підняті з трьох інтервалів у свердловинах 1 і 3.

Пісковики світло-сірі з світло-коричневим відтінком, кварцові, дрібнозернисті, міцноцементовані, місцями тріщинуваті, тріщини різнонаправлені з включеннями обвуглених залишків рослин. Трапляються слабовапнисті пісковики. Цемент регенераційно-кварцовий. Структура псамітова. Текстура кварцовидна. Мінеральний склад: кварц 98-100%, одиничні релікти польового шпату. Кварцові зерна добре відсортовані за розміром, форма зерен округла. Зустрінуті одиничні вкраплення кристалів анкериту. Акцесорні мінерали: турмалін та чорні руди. За генезисом це

відклади прибережної частини мілководного морського шельфу.

За даними ГДС у розрізі горизонту присутній єдиний піщаний пласт, пористість якого коливається від 8,4% у свердловині 3 до 9,8% у свердловині 1 відповідно зі зміною товщини пласта від 7,2 м до 6,4 м.

За лабораторними даними відкрита пористість пісковиків становить 9,7-11,15%, проникність переважно – 22,32 мДарсі, карбонатність – 0,1 -0,2%.

З порід-колекторів горизонту В-17н керн не винесений. За даними ГДС. у розрізі свердловини 3 горизонт представлений одним пластом товщиною 8,2 м, пористістю 8,6%. В свердловині 1 пласт літологічно заміщений.

Породи відібрані в інтервалі продуктивного горизонту В-24 підняті з одного інтервалу в свердловині 1 та характеризують ущільнену частину пласта (інтервал 3328-3335 м). Алевропісковики – кварцити, сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, дуже міцні, тріщинуваті, тріщини заповнені кальцитом, прослідковується хвилясте нашарування. За лабораторними даними відкрита пористість пісковиків становить 4,13%, проникність – 4,39 мДарсі.

За даними ГДС пористість єдиного пласта колектора в свердловині 3 становить 8,6%, товщина пласта 2,8 м.

3 АНАЛІЗ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГДС, ЩО ПРОВОДИВСЯ НА ВАСИЩІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ

3.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах

Васищівське родовище вивчено двома пошуковими свердловинами (св. №№1, 3) глибиною від 3710 м до 3384 м.

Свердловини бурились на промивальній рідині питомої ваги $1.16 \div 1.32$ г/см³ з мінералізацією, яка відповідає питомому опору $0.034 \div 0.42$ Омм. В'язкість промивальної рідини складає 20-30. Для покращення якості промивальної рідини, а також для упередження ускладнень в процесі буріння свердловин, застосовувалися добавки деяких хімічних реагентів.

На Васищівському родовищі пластова вода була отримана при стаціонарному випробуванні із одного об'єкту візейського віку при випробуванні інтервалу 3339-3342 м (св. №1). Згідно аналізів відібраних проб (2 проби 07.11.2003 р.) загальна мінералізація складає $125 \div 142$ г/л, але по аналізу вона представлена сумішшю пластових вод московського та нижньовізейського віку. Тому за основу бралась мінералізація пластових вод, отриманих при стаціонарному випробуванні на сусідній Безлюдівській площі. Мінералізація пластової води змінюється в межах 164.5 г/л \div 206.5 г/л і характеризується середнім значенням 180.5 г/л, яке співпадає із середнім значенням мінералізації по інших, сусідніх, площах.

Геотермічний градієнт по свердловинах на Васищівській площі не проводився, тому геотермічна характеристика була взята по сусідній Безлюдівській площі. Геотермічна характеристика Безлюдівського родовища вивчалась по замірах термоградієнтів, які проводились в св. №№ 2, 3, 6, 612. (Рис. 3.1).

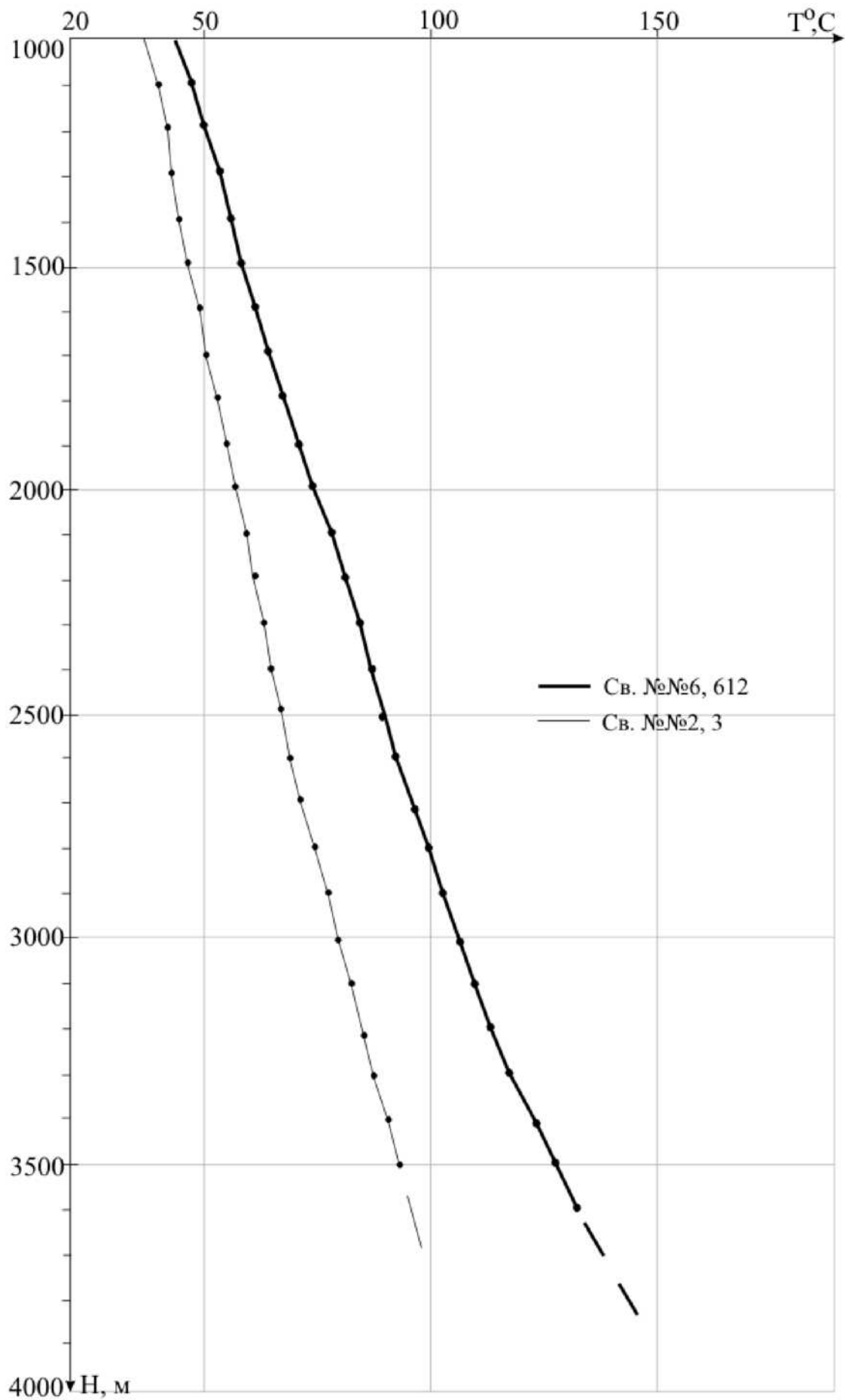


Рисунок 3.1 – Графік зміни температури з глибиною

Безлюдівське родовище характеризується різкою зональною зміною геотермічного градієнту. В блоці продуктивних свердловин №№6, 1, 612 геотермічний градієнт складає 3.2°C на 100 м, а в законтурному блоці (св. №№2, 3) – 2.65°C на 100 м, який співпадає з геотермічним градієнтом сусіднього Юліївського родовища, де геотермічна характеристика вивчалась в багатьох свердловинах. Різниця в абсолютних значеннях температури в них на одних і тих же відмітках продуктивного та за контурного блоків складає 25-32°C.

У свердловині №1 при випробуванні проводився замір температури максимальним термометром, і на глибині 3400 м вона складає 114°C, що підтверджує заміри термоградієнта геофізичними приладами.

Факт різкої зміни зональної зміни геотермічної характеристики родовища вперше зафіксовано в північній прибортовій зоні ДДз і потребує більш глибокого вивчення, але, однозначно, можна констатувати той факт, що на Васищівському родовищі вона пов'язана з продуктивністю.

Значення температури порід використовувалися при визначенні питомого опору пластових вод в пластових умовах.

3.2 Комплекс, методика та ефективність геофізичних досліджень

Вивчення розрізів свердловин Васищівського родовища проводилось цифровим комплексом геофізичних методів у масштабі 1:500 і 1:200.

У пошукових свердловинах виконані такі геофізичні методи:

1. У масштабі 1:500: стандартний каротаж, кавернометрія, профілеметрія, ГК, ННК, термометрія, ОЦК АКЦ, інклінометрія [12, 13].

2. У масштабі 1:200: БКЗ, боковий каротаж, кавернометрія, ГК, ННК, боковий мікрокаротаж, акустичний каротаж, індукційний каротаж, термодобітометрія [12, 13, 14] (Рис. 3.2).

ВАСИЩІВСЬКЕ РОДОВИЩЕ КОМПЛЕКС ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН Масштаб 1:200

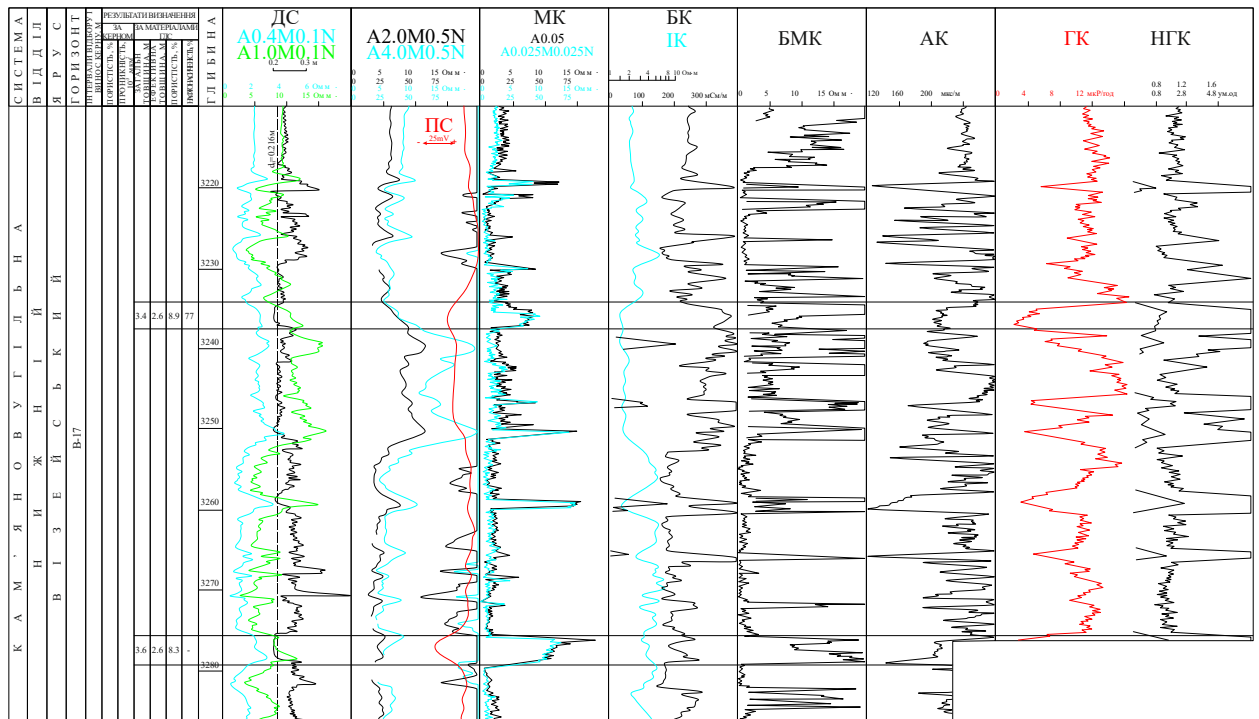


Рисунок 3.2 – Комплекс методів геофізичних досліджень свердловин

Дослідження пошукового масштабу (масштаб глибин 1:500) виконувалися по всьому стволу свердловин, деталізаційний (масштаб 1:200) в інтервалі перспективних відкладів (C_{2b} , C_{1s} і C_{1v}). Поточково проводились заміри інклінометрії [12, 13, 14].

Для уточнення характеру насичення, колекторських властивостей в пошуковій свердловині №1 широко застосовувалось випробування у відкритому стволі за допомогою випробувача пластів на трубах (ВПТ) [12, 13, 14].

Розкриття пластів-колекторів проводилось перфораторами імпортного виробництва OWEN, INNICOR.

Геофізичні дослідження проводились серійною свердловинною апаратурою.

Стандартний каротаж виконано в обох свердловинах градієнт-зондом А2.0М0.5N і потенціал-зондом N6.0М0.5А у масштабі 2.5 Ом·м/см. По кривих стандартного каротажу проводилось розчленування і кореляція розрізу по площі, виділялися колектори, уточнялись стратиграфічні границі [12, 13, 14].

Крива ПС записана в масштабі 12.5-25.0 mV/см, але вона являється не досить інформативною в зв'язку з промисловими завадами та застосуванням калій-полімерних розчинів [12, 13, 14].

Бокове каротажне зондування виконано зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.2N, А8.0М1.0N [12, 13, 14].

Масштаб запису залежить від електричного опору порід і промивальної рідини і коливається від 0.5 до 2.5 Ом·м/см [12, 13, 14].

Метод БКЗ застосовувався для визначення питомого опору промивальної рідини, опору досліджуваних пластів і параметрів зон проникнення, а в комплексі з іншими методами для виділення колекторів [12, 13, 14].

Боковий каротаж. Діаграми бокового каротажу зареєстровані апаратурою ЕК-НС, АБКТ та МК-АГАТ в логарифмічному масштабі запису з

декадою 6.25 см. Вони, в комплексі з іншими методами, використовувались для літологічного розчленування розрізів свердловин, уточнення границь пластів і визначення питомого опору порід [12, 13, 14].

Індукційний каротаж виконувався апаратурою АИК-5 в масштабах 25 мС/см. По діаграмах індукційного каротажу визначали опори низькоомних і тонких пластів, уточняли границі контактів [12, 13, 14].

Кавернометрія та профілеметрія проведені апаратурою СКПД-3 у масштабі діаметрів 1:5 і 1:2.5 [12, 13].

Діаграми кавернометрії використовувались для:

- контролю технічного стану ствола свердловини в процесі буріння;
- кількісної інтерпретації методів ГДС (БКЗ, ННК та ін.);
- виділення колекторів та уточнення їх ефективної товщини;
- розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон.

Боковий мікрокаротаж проведений апаратурою МБК-У, МК-УЦ. Масштаб опору вибирався той же, що при записі БК з декадою 6.25 см [12, 13, 14].

Швидкість реєстрації кривих бокового мікрокаротажу не перевищувала 1000 м/год. Як правило, реєстрація МБК проводилась одночасно з мікрокавернометрією, по якій виділялись наявність і діаметри глинистої корки та мікрокаротажем [12, 13, 14].

Мікрокаротаж зареєстрований апаратурою МК-УЦ та МК-АГАТ зондами А0.025М0.025N і А0.05М у масштабах: 0.5 Ом·м/см, 1.0 Ом·м/см, 2.5 Ом·м/см [12, 13, 14].

МК проводився з метою виділення колекторів при наявності позитивних приростів і визначення ефективної товщини насичених флюїдом порід [12, 13, 14].

Гама-каротаж і нейтронний каротаж по теплових нейтронах (ГК, ННКт) виконані апаратурою СРК та СНК-70 [12, 13, 15].

ННКт записувався двома зондами (малий і великий). Масштаб запису

малого зонда $0,2 \div 0,4$ ум.од./см [12, 13, 15].

Швидкість реєстрації діаграм вибиралась з розрахунку $V\tau=1200$ м/год [12, 13, 15].

Дані ГК, ННКт використовувалися для вирішення різноманітних задач при комплексній інтерпретації геофізичних матеріалів: літологічне розчленування розрізів, кореляції, виділення ефективних товщин, визначення колекторських властивостей (пористості та глинистості) [12, 13, 15].

Акустичний каротаж (АК) проведений апаратурою АКВ та СПАК-8. Апаратура забезпечує одночасну реєстрацію часу пробігу (T_1 і T_2) і амплітуди (A_1 і A_2) поздовжніх хвиль, інтервального часу (масштаб запису 20 мкс/м в 1 см) і логарифму відношення амплітуд $\lg \frac{A_1}{A_2} = \alpha$. Масштаб запису: $\alpha=2$ дб/м [12, 13].

Дані методу АК використовувалися для літологічного розчленування розрізу і визначення коефіцієнтів пористості і ефективних товщин порід [12, 13].

Термометрія проведена з метою – заміру температури промивальної рідини в свердловині при БКЗ; визначення висоти підняття цементу (ВЦК).

Масштаб запису температури $0,25 \div 0,5^\circ\text{C}$ на 1 см [12, 13].

Акустична цементометрія записана апаратурою АКВ, яка дозволяє одночасно реєструвати параметри Ак і ТП для оцінки якості зчеплення цементного каменю з колоною [12, 13].

Інклінометрія виконана з метою виявлення координат кожної точки в тривимірному просторі. Дані інклінометрії оброблені на ЕОМ програмами «INCL», «PRO», «PRF» та «Опіум». Результати обробки використовувались для структурних побудов [12, 13].

У газовому середовищі виконувались заміри: термометрії, термодобітометрії, вологометрії, манометрії, резистивіметрії, шумометрії, локатор перфораційних отворів, ГК, механічної добітометрії (спінер) апаратурою PLT-9, КСАТ [12, 13].

Повторні заміри ГК виконувались з метою виділення пластів-колекторів, які працюють водою та точної прив'язки до глибини пласта [12, 13].

Свердловини Васищівського родовища досліджені повним комплексом геофізичних методів [12, 13].

Якість матеріалів геофізичних досліджень визначалась у відповідності з «Технічною інструкцією по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах» М.1969 р. і М.1985 р.

3.3 Визначення ефективної товщини, коефіцієнтів пористості і газонасиченості пластів-колекторів

3.3.1 Визначення ефективної товщини

Задача визначення ефективної товщини зводиться до кількісного визначення товщини пластів і прошарків, які мають характеристику колектора.

В процесі аналізу геолого-геофізичних матеріалів встановлено, що визначення ефективних товщин не може бути обгрунтовано використанням одного із геофізичних параметрів або визначенням тільки якісних ознак колектора геофізичних методів. Тому виділення ефективних товщин проводилось по наявності загальноприйнятих якісних ознак колектора на геофізичних методах і по порівнянню K_p виділеного колектора з граничними значеннями K_p для даних відкладів.

Нижче приводяться основні ознаки і особливості геофізичних методів, по яких проводиться виділення колекторів:

1. БКЗ. Для продуктивних і водоносних пластів характерні тришарові криві БКЗ. Водоносні пласти характеризуються підвищуючим проникненням, а продуктивні – понижуючим проникненням фільтрату промивальної рідини в пласт.

2. На діаграмах кавернометрії пласти-колектори відмічаються

номінальним або зменшеним (за рахунок глинистої кірки) діаметром свердловини.

3. Наявність позитивного прирощення на діаграмах мікрозондів. Як відомо, ефективність мікрокаротажу знаходиться в прямій залежності від наявності на стінці свердловини глинистої кірки. Застосування глинисто-крейдянної та висококальцієвої промивальної рідини не сприяє її утворенню. Конструктивні недоліки апаратури зменшують ефективність методу. Але в комплексі з другими методами криві МК дають додаткову інформацію.

4. Низькі значення природньої гама-активності по методу ГК. На діаграмах ГК колектори представлені чистими і слабоглинистими кварцовими пісковиками і відмічаються мінімальними значеннями.

5. Проти колекторів значення ННК середні. Глини відмічаються низькими значеннями, а щільні і ущільнені прошарки – підвищеними.

6. На кривій акустичного каротажу пласти-колектори відмічаються в більшості випадків. Середніми значеннями інтервального часу, що відрізняє їх від щільних порід, які характеризуються різким зниженням інтервального часу.

7. По даних МБК колектори виділяються підвищеними значеннями відносно глинистих різновидів і зниженими відносно ущільнених порід. Мікробоковий каротаж дозволяє, в комплексі з другими методами, особливо з БК, виділити колектори і виключити щільні прошарки.

Кінцеве рішення про віднесення пласта до колектора приймалося після комплексного аналізу якісних ознак і чисельних значень параметрів з залученням граничного значення Кп.

З метою визначення мінералогічного складу порід у відкладах візейського ярусу виконувались функціональні перетворення кривих ННКт і АК (ΔT) в програмі «Опіум». Вирішення цієї задачі базується на використанні різного впливу мінерального складу порід на покази АК (ΔT) і ННКт. Для виявлення такого факту нормалізована на моделі пористості крива ННКт (великий або малий зонд) виноситься на одне поле і у одному й

тому ж масштабі з нормалізованою кривою інтервального часу. Зіставляються криві на пластах відомої літології. Наявність інших літологічних різновидів виявляється розбіжністю кривих. Практично зручніше виконувати цю операцію на пластах вапняків.

3.3.2 Визначення коефіцієнту пористості колекторів

На практиці широкого вжитку набули методики визначення пористості по даних ГДС, які базуються на використанні статистичних зв'язків між коефіцієнтом пористості (визначеним на керні) і геофізичними параметрами (знятими з відповідної діаграми).

Результати порівняння пористості наведені в таблиці 3.1 для порід серпухівського та візейського ярусів. Як видно із таблиці серпухівські і візейські пластопересічення мають досить тісний зв'язок.

Таблиця 3.1 – Порівняльна характеристика пористості, визначеної на керновому матеріалі та за даними ГДС

№ П/П	№ св.	Інтервал пласта	$K_{п}^{ГДС}$	$K_{п}^{керн\ min-max}$	$K_{п}^{керн\ сер}$	Відхилення
Серпухівські відклади						
1	1	2846.8-2858.0	18.3	15.3-21.0	18.22	+0.08
2	3	2708.0-2711.0	12.7	9.13-14.27	12.26	+0.44
3	3	2815.4-2822.0	12.8	9.34-12.44	10.9	+1.1
Візейські відклади						
1	1	3269.8-3277.6	9.8	4.9-9.7	8.1	+1.7
2	1	3333.6-3335.0	6.0	4.13	4.13	+1.87
3	1	3339.0-3342.0	9.5	9.49-10.09	9.79	-0.29
4	1	3344.6-3358.0	12.5	12.03-12.46	12.27	+0.23
5	3	3243.6-3252.8	8.4		8.3	+0.1

3.3.3 Визначення коефіцієнта газонасиченості пластів-колекторів

Запаси газу Васицівського родовища зосереджені в піщано-алевролітових пластах серпухівського і візейського ярусів нижнього карбону, а також виявлений поклад в башкирських відкладах.

Коефіцієнт нафтогазонасиченості ($K_{нг}$) порід визначається по параметру насичення:

$$P_n = f(K_{нг}) = \frac{\rho_n}{\rho_{ен}}, \quad (3.3)$$

де ρ_n – опір пласта, що визначається за комплексом зондів БКЗ з використанням індукційного та бокового каротажів; $\rho_{ен}$ – опір цього ж пласта при 100% насиченості пластовою водою, який розраховується за даними коефіцієнту пористості і опору пластової води за уніфікованою залежністю:

$$P_n = f(K_n) = \frac{\rho_{ен}}{\rho_в}. \quad (3.4)$$

Опір пластової води для кожного інтервалу глибини визначався по результатах аналізів пластової води, піднятої при випробуванні і за даними геотермометрії.

У зв'язку з тим, що взірців керну Васищівського родовища не достатньо для повного вивчення зв'язків $P_n=f(K_n)$ і $P_n=f(K_{нг})$ використовувались залежності, виведені для Юліївського родовища для аналогічних відкладів.

3.3.4 Обґрунтування нижньої границі коефіцієнту пористості

Обґрунтування граничного значення пористості колекторів серпухівського ярусу виявилось неможливим по причині малої кількості випробувань в колоні. Тому, для більш представницької вибірки були взяті результати випробування по сусідньому Безлюдівському родовищу.

Як видно із таблиці, мінімальне значення пористості, при якому було отримано приплив води в свердловині №1-Васищівська – 10.5%, що підтверджується результатами ТДМ при дослідно-промисловій експлуатації

інтервалу 2902-2904 м. Тому для колекторів серпухівського ярусу умовно можна прийняти значення пористості – 10.5%, яке корелюється із значеннями критичної пористості по сусідніх площах.

Вагомо обґрунтувати граничне значення пористості візейського ярусу виявилось також неможливим по причині малої кількості випробувань в колоні, а особливо «сухих» пластів.

Так мінімальне значення пористості, при якому отримано приплив газу (свердловина № 612, інтервал 3463.4- 3470.2 м, $Q_r=30$ т.м³/д) становить 7.5% при ефективній товщині 3.8 м.

На основі вищесказаного граничне значення пористості для візейських відкладів приймаємо – 7%, що відповідає граничному значенню, отриманому на сусідніх родовищах північної прибортової зони ДДз, але потребує уточнення в експлуатаційних свердловинах.

4 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГДС ПРИ ВИЗНАЧЕННІ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

4.1 Імовірнісні розподіли та їх властивості

Випадок є одним з найбільш загадкових явищ на світі, він раптово виникає і так само раптово зникає, – настільки раптово, що не дозволяє нам проникнути в свою сутність. Тільки в ХХ столітті математики навчилися оперувати з ймовірністю.

Знамениті італійські математики Кардано, Пачолі і Тарталья, а слідом за ними Паскаль, Ферма, Гюйгенс в XVII столітті розробляють все більше і більше способів підрахунку ймовірностей в різних завданнях. Їх винахідливість була воістину дивовижною! Використовуючи обмежену і, на наш погляд, примітивну мову, вони змогли пояснити глибокі явища. Істотний рух вперед сталося в той момент, коли прозорливі уми раптом усвідомили, що дуже схожі імовірнісні закони виникають в різних, на перший погляд, завданнях.

Перший, самий природний крок імовірнісних міркувань полягає в наступному: якщо ви маєте деяку змінну, яка приймає значення випадковим чином, то вам хотілося б знати, з якими ймовірностями ця змінна приймає певні значення. Сукупність цих ймовірностей якраз і задає розподіл ймовірностей.

Розглянемо імовірнісні закони, які найбільш часто виникають на практиці статистичного аналізу результатів геофізичних досліджень свердловин, а саме – нормальний та логнормальний розподіли.

Нормальний розподіл ймовірностей особливо часто використовується в статистиці. Нормальний розподіл дає хорошу модель для реальних явищ, в яких:

- 1) є сильна тенденція даних групуватися навколо центру;
- 2) позитивні і негативні відхилення від центру різноймовірні;

3) частота відхилень швидко падає, коли відхилення від центру стають великими.

Механізм, що лежить в основі нормального розподілу, що пояснюється за допомогою так званої *центральної граничної теореми*, можна образно описати наступним чином. Уявіть, що у вас є частинки квіткового пилку, які ви випадковим чином кинули в стакан води. Розглядаючи окрему частинку під мікроскопом, ви побачите чудове явище – частка рухається. Звичайно, це відбувається, тому що перерозміщуються молекули води і передають свій рух частинок зваженої пилку.

Але як саме відбувається рух? Ось більш цікаве питання.

Є нескінченне число незалежних дій на окрему частку пилку у вигляді ударів молекул води, які змушують частинку рухатися по вельми дивній траєкторії. Під мікроскопом цей рух нагадує багатократну і хаотично зламану лінію. Ці зломи неможливо передбачити, в них немає ніякої закономірності, що якраз і відповідає хаотичним ударам молекул об частинку. Зважена частинка, випробувавши удар молекули води в випадковий момент часу, міняє напрямок свого руху, далі деякий час рухається за інерцією, потім знову потрапляє під удар наступної молекули і т. д. Виникає дивний більярд в склянці води.

Оскільки рух молекул має випадковий напрям і швидкість, то величина і напрямок зломів траєкторії також абсолютно випадкові і непередбачені. Це дивовижне явище, зване броунівським рухом, відкрите в XIX столітті, змушує нас замислитися.

Математики в XX столітті присвятили цій теорії кращі сторінки, а перший крок був зроблений 300 років тому, коли був відкритий для найпростіших варіант центральної граничної теореми.

У теорії ймовірності центральна гранична теорема, спочатку відома в формулюванні Муавра і Лапласа ще в XVII столітті як розвиток знаменитого закону великих чисел Я. Бернуллі (1654-1705), в даний час надзвичайно розвинулася і досягла своїх висот в сучасному принципі інваріантності, у

створенні якого істотну роль зіграла російська математична школа. Саме в цьому принципі знаходить своє суворе математичне пояснення рух броунівської частинки.

Ідея полягає в тому, що при підсумовуванні *великого числа* незалежних величин у певних розумних умовах отримують саме нормально розподілені величини. І це відбувається незалежно, тобто інваріантно, від розподілу вихідних величин. Іншими словами, якщо на деяку змінну впливає багато чинників, ці впливи незалежні, відносно малі і складаються один з іншим, то одержувана в результаті величина має нормальний розподіл.

Формально щільність нормального розподілу записується так:

$$\varphi(x; a, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}}, \quad (4.1)$$

де a і σ^2 – параметри закону, що інтерпретуються відповідно як середнє значення і дисперсія даної випадкової величини (з огляду на особливу роль нормального розподілу ми будемо використовувати спеціальну символіку для позначення його функції щільності і функції розподілу). Візуально графік нормальної щільності – це знаменита купольноподібна крива.

Відповідна функція розподілу нормальної випадкової величини $\xi(a, \sigma^2)$ позначається $\Phi(x; a, \sigma^2)$ і задається співвідношенням:

$$\Phi(x; a, \sigma^2) = P\{\xi(a, \sigma^2) < x\} = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(t-a)^2}{2\sigma^2}} dt. \quad (4.2)$$

Нормальний закон з параметрами $a=0$ і $\sigma^2=1$ називається *стандартним*. Обернена функція стандартного нормального розподілу, яка застосована до величини z , $0 < z < 1$, називається пробіт-перетворенням z , або просто пробітом z .

Основні характеристики нормального закону:

середнє, мода, медіана: $E\xi = x_{\text{mod}} = x_{\text{med}} = a$;

дисперсія: $D\xi = \sigma^2$;

асиметрія: $\beta_1 = 0$;

ексцес: $\beta_2 = 0$.

Центральні моменти порядку $k \geq 2$:

$$\begin{cases} 0 & \text{при } k = 2m - 1, \\ 1 \cdot 3 \cdot \dots \cdot (2m - 1) \sigma^{2m} & \text{при } k = 2m, \\ & m = 3, 4, \dots \end{cases}$$

З формул видно, що нормальний розподіл описується двома параметрами:

a – mean – середнє;

σ – standard deviation – стандартне відхилення.

Іноді стандартне відхилення називають середньоквадратичним відхиленням.

Наведемо деякі корисні факти щодо нормального розподілу. Середнє значення визначає міру розміщення щільності. Щільність нормального розподілу симетрична відносно середнього. Середнє нормального розподілу збігається з медіаною і модою.

При збільшенні дисперсії щільність нормального розподілу розпливається або розтікається уздовж осі OX , при зменшенні дисперсії вона, навпаки, стискується, концентруючись навколо однієї точки – точки максимального значення, що збігається із середнім значенням. У граничному випадку нульової дисперсії випадкової величини вироджується і приймає єдине значення, рівне середньому.

Корисно знати правила 2- і 3-сігма, або 2- і 3-стандартних відхилень, які пов'язані з нормальним розподілом і використовуються в різноманітних додатках. Сенс цих правил дуже простий.

Якщо від точки середнього або, що те ж саме, від точки максимуму щільності нормального розподілу відкласти вправо і вліво відповідно два і три стандартних відхилення (2- і 3-сігма), то площа під графіком нормальної

щільності, розрахована на цьому проміжку, буде відповідно дорівнює 95,45% і 99,73% всієї площі під графіком.

Іншими словами, це можна виразити таким чином: 95,45% і 99,73% всіх незалежних спостережень з нормальної сукупності.

Логнормальний розподіл. Випадкова величина h називається логарифмічно нормальною, або логнормальною, якщо її натуральний логарифм $(\ln h)$ підпорядкований нормальному закону розподілу.

Отже, якщо величина x має нормальний розподіл, то величина $y=e^x$ має логнормальний розподіл.

Якщо ви підставите нормальну величину в степінь експоненти, то легко зрозумієте, що логнормальна величина визначається у результаті багаторазових множень незалежних величин, так само як нормальна випадкова величина є результатом багаторазового сумування.

Щільність логнормального розподілу має вигляд:

$$f_{\eta}(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma x}} e^{-\frac{(\ln x - \ln a)^2}{2\sigma^2}}. \quad (4.3)$$

Основні характеристики логарифмічно нормального розподілу:

$$\text{середнє: } E\eta = ae^{\frac{1}{2}\sigma^2};$$

$$\text{мода: } x_{\text{mod}} = ae^{-\sigma^2};$$

$$\text{медіана: } x_{\text{med}} = a;$$

$$\text{дисперсія: } D\eta = (E\eta)^2(e^{\sigma^2} - 1) = a^2 e^{\sigma^2} (e^{\sigma^2} - 1);$$

$$\text{асиметрія: } \beta_1 = (e^{\sigma^2} - 1)^{\frac{1}{2}} (e^{\sigma^2} + 2);$$

$$\text{ексцес: } \beta_2 = (e^{\sigma^2} - 1) (e^{3\sigma^2} + e^{2\sigma^2} + e^{\sigma^2} + 6).$$

4.2 Аналіз достовірності отриманих результатів геофізичних досліджень свердловин

З метою аналізу достовірності використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні колекторських властивостей порід-колекторів Васищівського газоконденсатного родовища було використано статистичних підхід. Нами було визначено основні описові статистичні значення петрофізичних параметрів серпухівських та візейських відкладів даного родовища, які приведені у таблиці 4.1.

Для встановлення якому закону розподілу підпорядковуються дані вибірки петрофізичних параметрів було використано критерій Колмогорова-Смірнова (Табл. 4.1). Використовуючи критичне значення Колмогорова-Смірнова для наших вибірок встановлено їх приналежність до нормального або логнормального законів розподілу. У результаті аналізу отриманих даних побудовано гістограми розподілу петрофізичних параметрів серпухівських та візейських відкладів Васищівського газоконденсатного родовища. Результати статистичного аналізу наведено на рисунках 4.1-4.2.

Для встановлення достовірності побудови петрофізичних моделей проводилось визначення критерію Фішера. Критерій Фішера застосовується для перевірки рівності дисперсій двох вибірок. Його відносять до критеріїв розсіювання.

У регресійному аналізі критерій Фішера дозволяє оцінювати значимість лінійних регресійних моделей. Зокрема, він використовується в крокової регресії для перевірки доцільності включення або виключення незалежних змінних (ознак) у регресійну модель.

Таблиця 4.1 – Основні описові статистичні значення петрофізичних параметрів серпухівських та візейських відкладів

Параметр	N спост.	Середнє	Медіана	Min	Max	Дисперсія	Коеф. Вар.	К-С-статист.	Закон розподілу
Серпухівські відклади (критичне значення Колгоморова-Смірнова – 0,2198)									
$K_{гл}, \%$	31	3,5000	3,4000	2,0000	5,2000	0,723	24,29972	0,1733	<i>Нормальний</i>
								0,1939	<i>Логнормальний</i>
ΔI_{γ}	31	0,0987	0,1000	0,0000	0,2200	0,003	59,51841	0,1657	<i>Нормальний</i>
								0,3078	<i>Логнормальний</i>
$\Delta T, \text{мкс/м}$	31	211,4194	210,0000	204,0000	220,0000	21,585	2,19751	0,2129	<i>Нормальний</i>
								0,2296	<i>Логнормальний</i>
$\rho_{п}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	31	47,3871	45,0000	10,0000	200,0000	1263,712	75,01773	0,2645	<i>Нормальний</i>
								0,1507	<i>Логнормальний</i>
$\rho_{п}$	31	98,7613	103,5000	57,0000	132,1000	359,710	19,20391	0,1359	<i>Нормальний</i>
								0,1693	<i>Логнормальний</i>
$\rho_{п}$	31	42,6355	37,5000	7,3000	200,5000	1311,929	84,95403	0,2049	<i>Нормальний</i>
								0,1608	<i>Логнормальний</i>
$K_{п}^{\text{прин}}, \%$	31	10,6710	10,3000	9,2000	13,6000	1,079	9,73643	0,1698	<i>Нормальний</i>
								0,1835	<i>Логнормальний</i>
$K_{нг}, \%$	31	0,8713	0,8900	0,6900	0,9500	0,004	7,34149	0,2279	<i>Нормальний</i>
								0,2150	<i>Логнормальний</i>
Візейські відклади (критичне значення Колгоморова-Смірнова – 0,2163)									
$K_{гл}, \%$	32	4,0125	3,6500	2,4000	7,9000	1,6753	32,25776	0,2533	<i>Нормальний</i>
								0,2003	<i>Логнормальний</i>
ΔI_{γ}	32	0,1959	0,1900	0,0000	0,4900	0,0236	78,45610	0,1412	<i>Нормальний</i>
								0,4121	<i>Логнормальний</i>
$\Delta T, \text{мкс/м}$	32	225,2500	221,0000	202,0000	273,0000	340,4516	8,19149	0,1734	<i>Нормальний</i>
								0,2265	<i>Логнормальний</i>
$\rho_{п}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	32	17,1437	17,1500	1,0000	38,6000	99,8116	58,27531	0,0988	<i>Нормальний</i>
								0,1668	<i>Логнормальний</i>
$\rho_{п}$	32	67,4094	69,8000	15,8000	133,3000	954,3506	45,82829	0,1410	<i>Нормальний</i>
								0,1790	<i>Логнормальний</i>
$\rho_{п}$	32	19,5625	18,5500	1,8000	54,3000	164,5792	65,57875	0,1624	<i>Нормальний</i>
								0,1132	<i>Логнормальний</i>
$K_{п}^{\text{прин}}, \%$	32	11,6000	10,2500	7,6000	20,7000	12,9400	31,01053	0,2057	<i>Нормальний</i>
								0,1763	<i>Логнормальний</i>
$K_{нг}, \%$	32	83,8125	85,0000	72,0000	97,0000	36,1573	7,17446	0,1095	<i>Нормальний</i>
								0,1219	<i>Логнормальний</i>

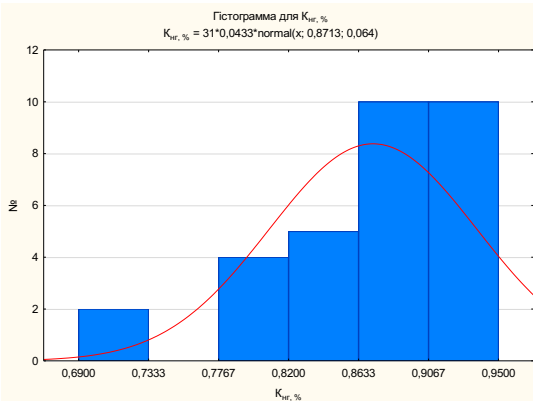
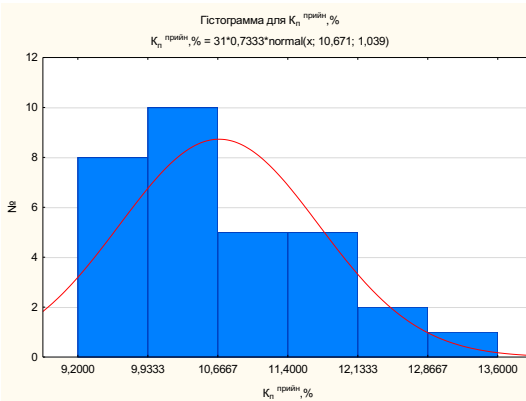
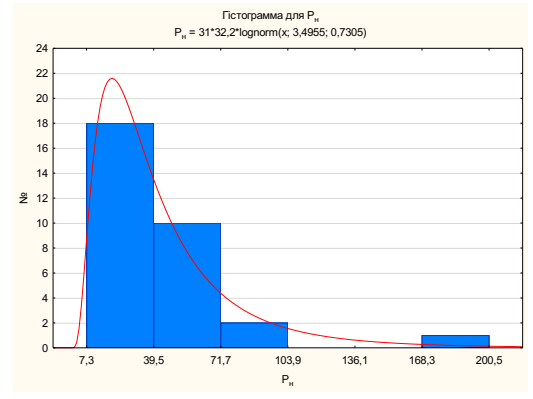
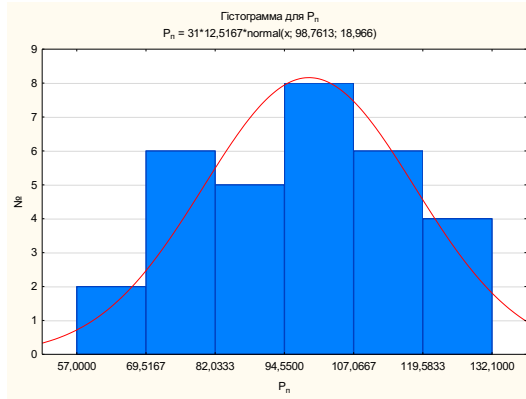
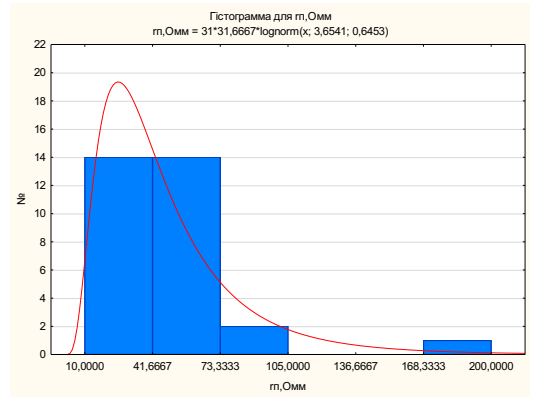
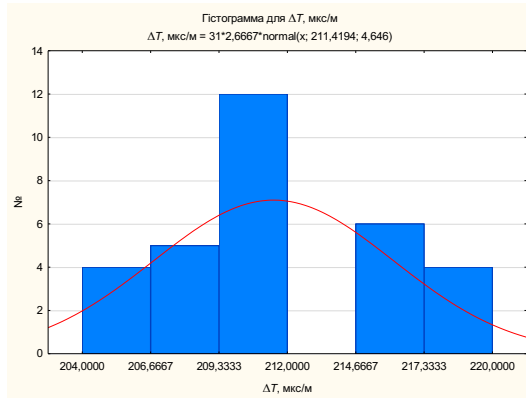
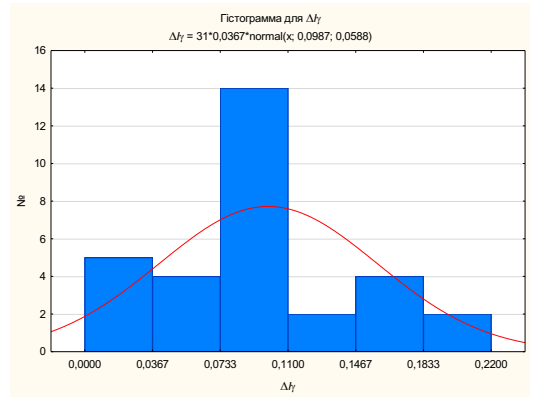
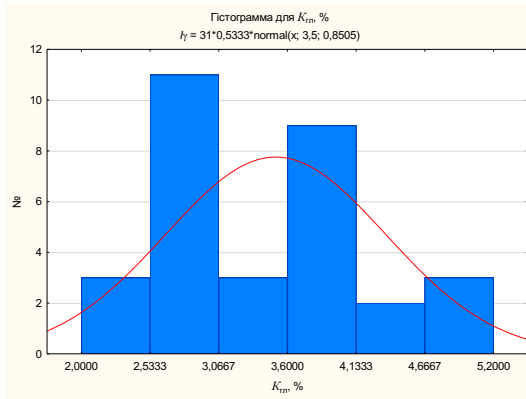


Рисунок 4.1 – Гістограми розподілу петрофізичних параметрів для серпухівських відкладів

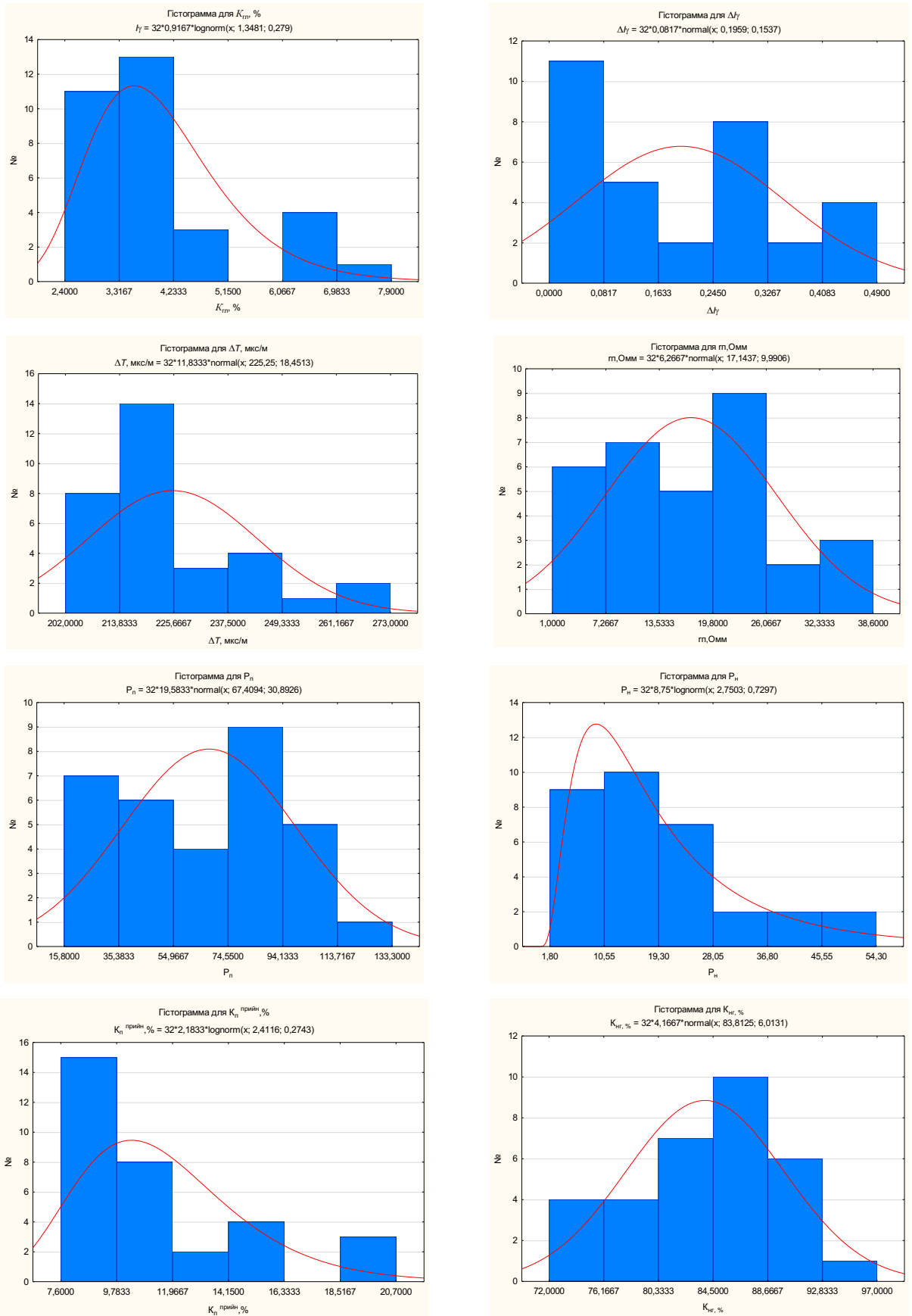


Рисунок 4.2 – Гістограми розподілу петрофізичних параметрів для візейських відкладів

У дисперсійному аналізі критерій Фішера дозволяє оцінювати значимість факторів і їх взаємодії. Критерій Фішера заснований на додаткових припущеннях про незалежність і нормальності вибірок даних. Перед його застосуванням рекомендується виконати перевірку нормальності.

Таблиця 4.2 – Результати визначення критерію Фішера

Параметр	$K_{гл}, \%$	ΔI_{γ}	$\Delta T,$ мкс/м	$\rho_{п},$ Ом·м	$P_{п}$	$P_{н}$	$K_{п}^{прин},$ %	$K_{нг}, \%$
Серпухівські відклади								
$K_{гл}, \%$	–	1,69	29,84	747,12	747,12	497,37	113,76	13,49
ΔI_{γ}	1,69	–	53,58	122,13	215,22	3891,65	12,74	111,25
$\Delta T,$ мкс/м	29,84	53,58	–	58,53	1,77	60,81	1,99	7,48
$\rho_{п},$ Ом·м	747,12	122,13	58,53	–	3,5	1,62	11,686	2,2
$P_{п}$	497,37	215,22	1,77	3,5	–	3,64	1,83	14,1
$P_{н}$	113,76	3891,65	60,81	1,62	3,64	–	5,35	1,67
$K_{п}, \%$	13,49	12,74	1,99	11,686	1,83	5,35	–	13,81
$K_{нг}, \%$	176,87	111,25	7,48	2,2	14,1	1,67	13,81	–
Візейські відклади								
$K_{гл}, \%$	–	1,89	23,22	59,57	569,65	98,23	17,72	21,58
ΔI_{γ}	1,89	–	146,78	223,69	384,93	964,44	47,577	530,05
$\Delta T,$ мкс/м	23,22	146,78	–	3,41	1,80	2,06	1,31	9,41
$\rho_{п},$ Ом·м	59,57	223,69	3,41	–	9,56	1,64	7,71	2,76
$P_{п}$	569,65	384,93	1,80	9,56	–	5,79	1,75	6,39
$P_{н}$	98,23	964,44	2,06	1,64	5,79	–	5,71	1,55
$K_{п}, \%$	17,72	47,577	1,31	7,71	1,75	5,71	–	2,79
$K_{нг}, \%$	21,58	530,05	9,41	2,76	6,39	1,55	3,79	–

У результаті проведеного аналізу необхідно відмітити, що для серпухівських відкладів значимість лінійних регресій достатня для наступних моделей – $K_{гл}=f(\Delta I_{\gamma})$, $\Delta T=f(P_{п})$, $P_{н}=f(\rho_{п})$, $P_{п}=f(K_{п})$, $P_{н}=f(K_{нг})$; дещо менша для – $\Delta T=f(K_{п})$, $\rho_{п}=f(K_{нг})$. Відповідно для візейських відкладів достатня значимість лінійних регресій – $K_{гл}=f(\Delta I_{\gamma})$, $\Delta T=f(K_{п})$, $P_{н}=f(\rho_{п})$, $P_{п}=f(K_{п})$, $P_{н}=f(K_{нг})$; дещо менша для – $\Delta T=f(P_{п})$, $\rho_{п}=f(K_{нг})$.

Наступним етапом аналізу було встановлено кореляційні відношення між вищезгаданими петрофізичними параметрами, результати яких приведені у таблиці 4.3.

Отримані результати визначення кореляційного відношення між петрофізичними параметрами серпухівських та візейських відкладів підтверджуються вище встановленим критерієм Фішера.

Таблиця 4.3 – Кореляційні відношення між петрофізичними параметрами

Параметр	Середнє	Ст.відх.	$K_{гд}, \%$	ΔI_{γ}	$\Delta T, \text{мкс/м}$	$\rho_{пн}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	$P_{пн}$	$P_{пн}$	$K_{пн}^{\text{прійн}}, \%$	$K_{пг}, \%$
Серпухівські відклади										
$K_{гд}, \%$	3,5000	0,8504	1,0000	0,7451	0,2800	0,0316	0,1044	-0,0282	-0,1286	0,1936
ΔI_{γ}	0,0987	0,0587	0,7451	1,0000	0,2902	0,1598	0,2218	0,0447	-0,2605	0,2434
$\Delta T, \text{мкс/м}$	211,4194	4,6459	0,2800	0,2902	1,0000	0,3077	-0,8548	0,4563	0,8478	0,5780
$\rho_{пн}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	47,3871	35,5487	0,0316	0,1598	0,3077	1,0000	-0,2425	0,9665	0,2263	0,7839
$P_{пн}$	98,7613	18,9660	0,1044	0,2218	-0,8548	-0,2425	1,0000	-0,4442	-0,9840	-0,4564
$P_{пн}$	42,6355	36,2205	-0,0282	0,0447	0,4563	0,9665	-0,4442	1,0000	0,4404	0,9043
$K_{пн}^{\text{прійн}}, \%$	10,6710	1,0389	-0,1286	-0,2605	0,8478	0,2263	-0,9840	0,4404	1,0000	0,4479
$K_{пг}, \%$	0,8713	0,0639	0,1936	0,2434	0,5780	0,7839	-0,4564	0,9043	0,4479	1,0000
Візейські відклади										
$K_{гд}, \%$	4,0125	1,2943	1,0000	0,7175	0,0267	0,0545	0,3899	-0,0955	-0,3380	-0,4166
ΔI_{γ}	0,1959	0,1537	0,7175	1,0000	0,4581	-0,1511	0,1947	-0,1873	-0,0343	-0,2960
$\Delta T, \text{мкс/м}$	225,2500	18,4513	0,0267	0,4581	1,0000	-0,4222	-0,7196	0,0875	0,8122	0,2996
$\rho_{пн}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	17,1437	9,9905	0,0545	-0,1511	-0,4222	1,0000	0,2458	0,7304	-0,3931	0,7051
$P_{пн}$	67,4094	30,8925	0,3899	0,1947	-0,7196	0,2458	1,0000	-0,4031	-0,9129	-0,6021
$P_{пн}$	19,5625	12,8288	-0,0955	-0,1873	0,0875	0,7304	-0,4031	1,0000	0,1977	0,978
$K_{пн}^{\text{прійн}}, \%$	11,6000	3,5972	-0,3380	-0,0343	0,8122	-0,3931	-0,9129	0,1977	1,0000	0,4982
$K_{пг}, \%$	83,8125	6,0130	-0,4166	-0,2960	0,2996	0,7051	-0,6021	0,978	0,4982	1,0000

Використовуючи вище зроблений статистичний аналіз петрофізичних параметрів дав змогу побудувати основні петрофізичні моделі для визначення колекторських властивостей порід-колекторів серпухівських та візейських відкладів Васицівського газоконденсатного родовища (Рис 4.3–4.15).

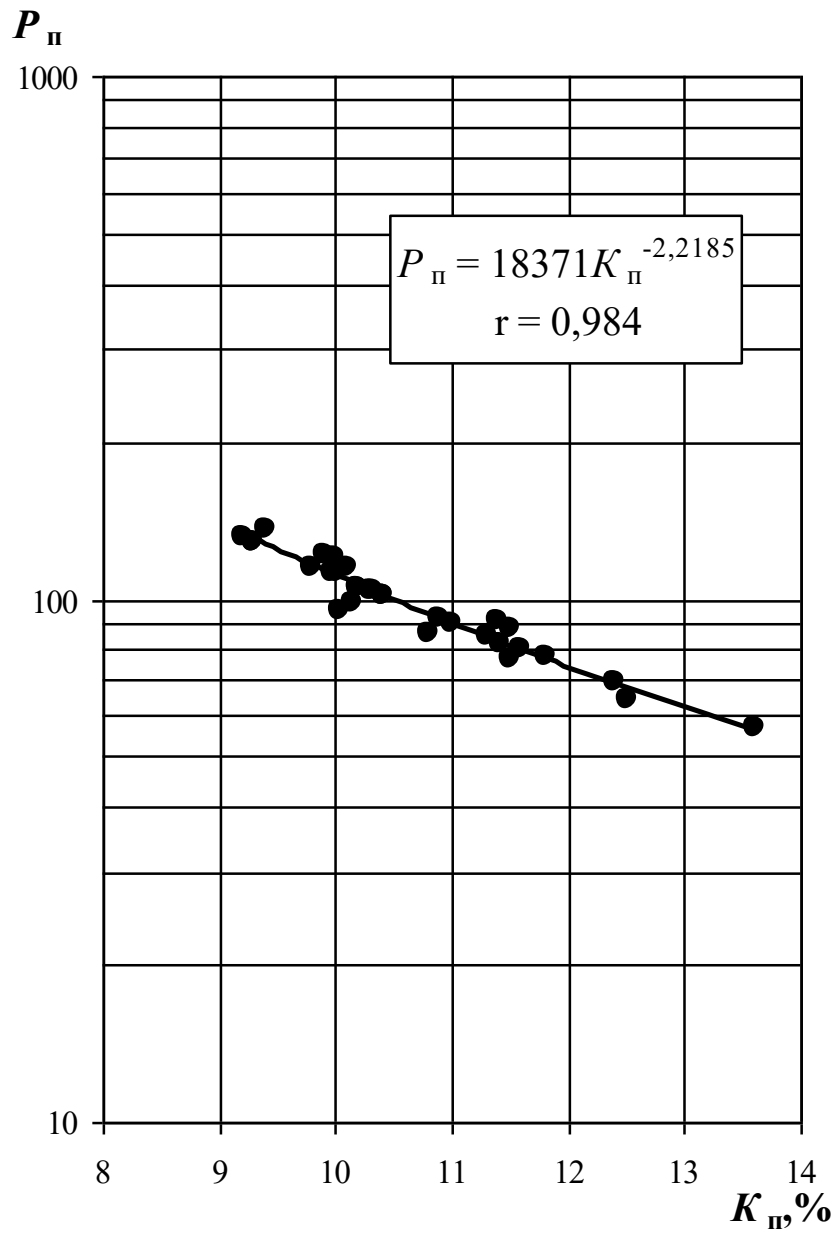


Рисунок 4.3 – Залежність $P_{II}=f(K_{II})$ для порід-колекторів серпуківського ярусу

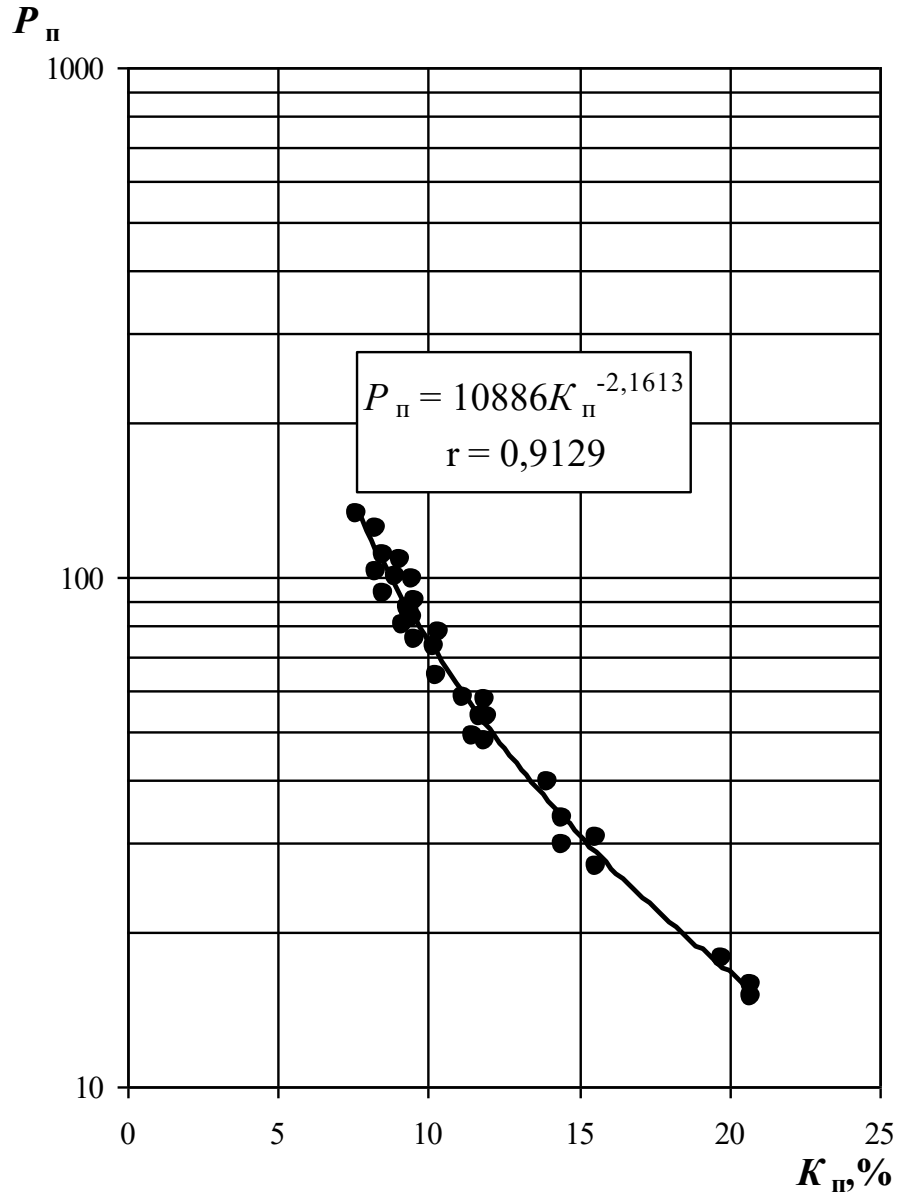


Рисунок 4.4 – Залежність $P_{II}=f(K_{II})$ для порід-колекторів візейського ярусу

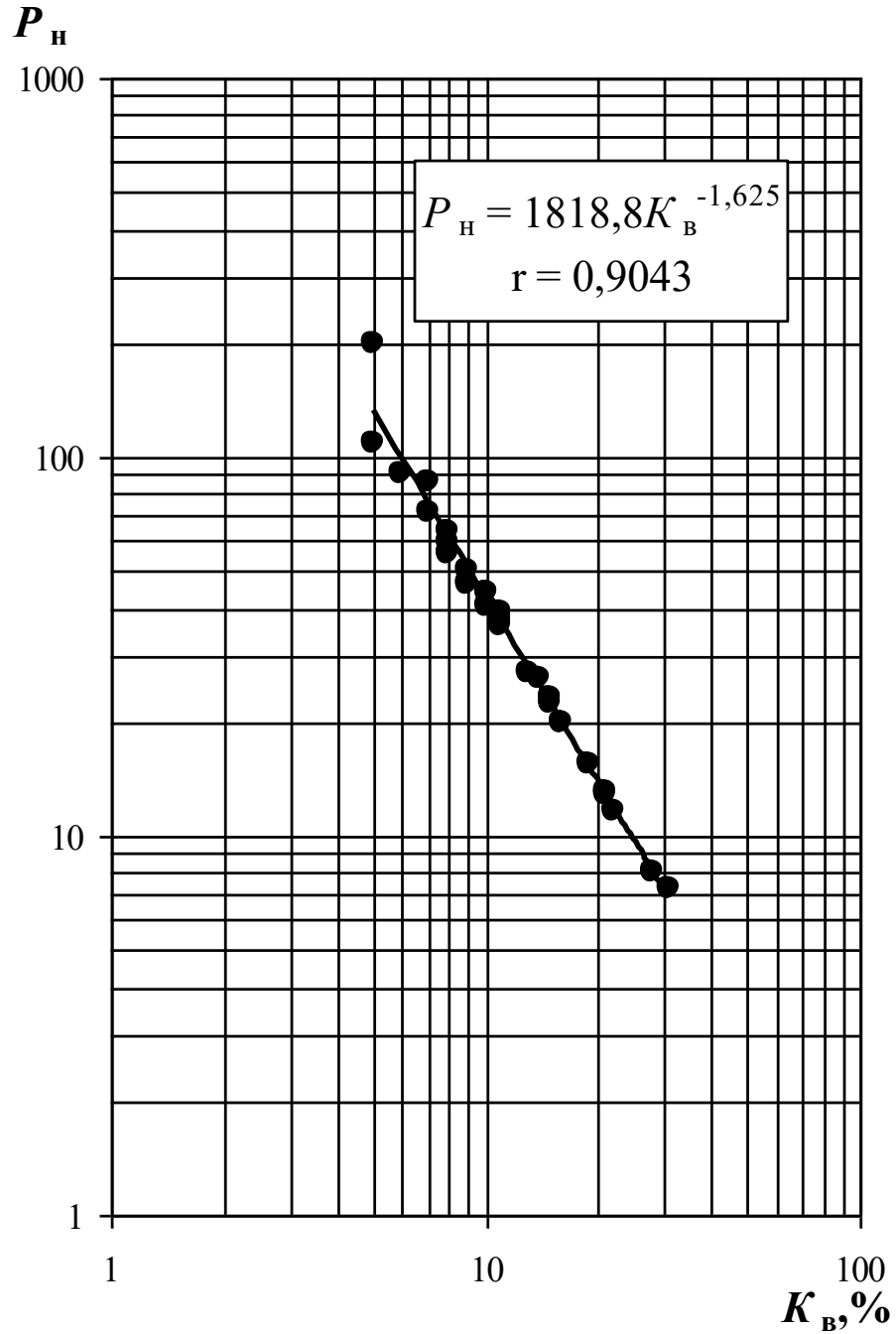


Рисунок 4.5 – Залежність $P_H=f(K_B)$ для порід-колекторів серпухівського ярусу

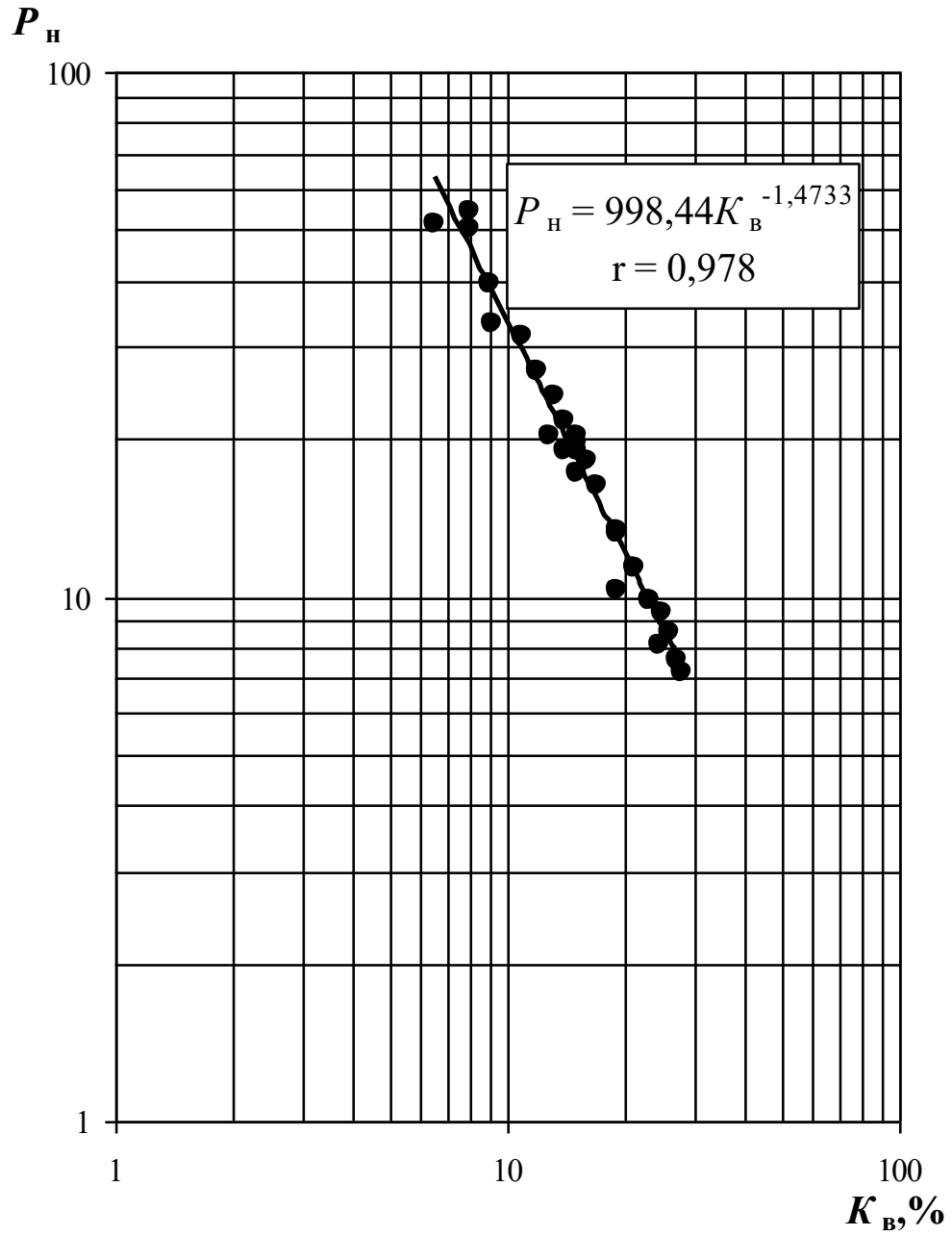


Рисунок 4.6 – Залежність $P_H=f(K_B)$ для порід-колекторів візейського ярусу

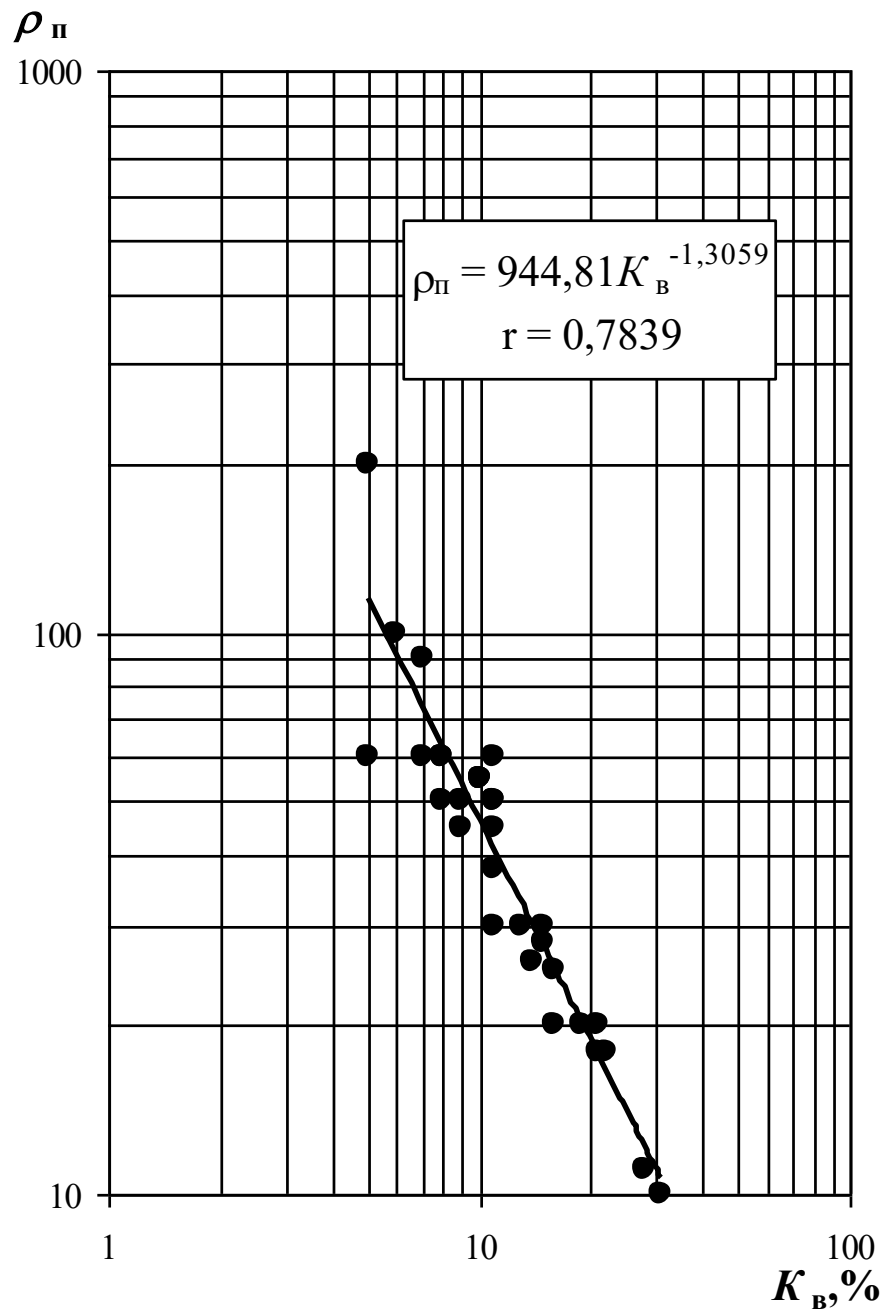


Рисунок 4.7 – Залежність $\rho_{II}=f(K_v)$ для порід-колекторів серпухівського ярусу

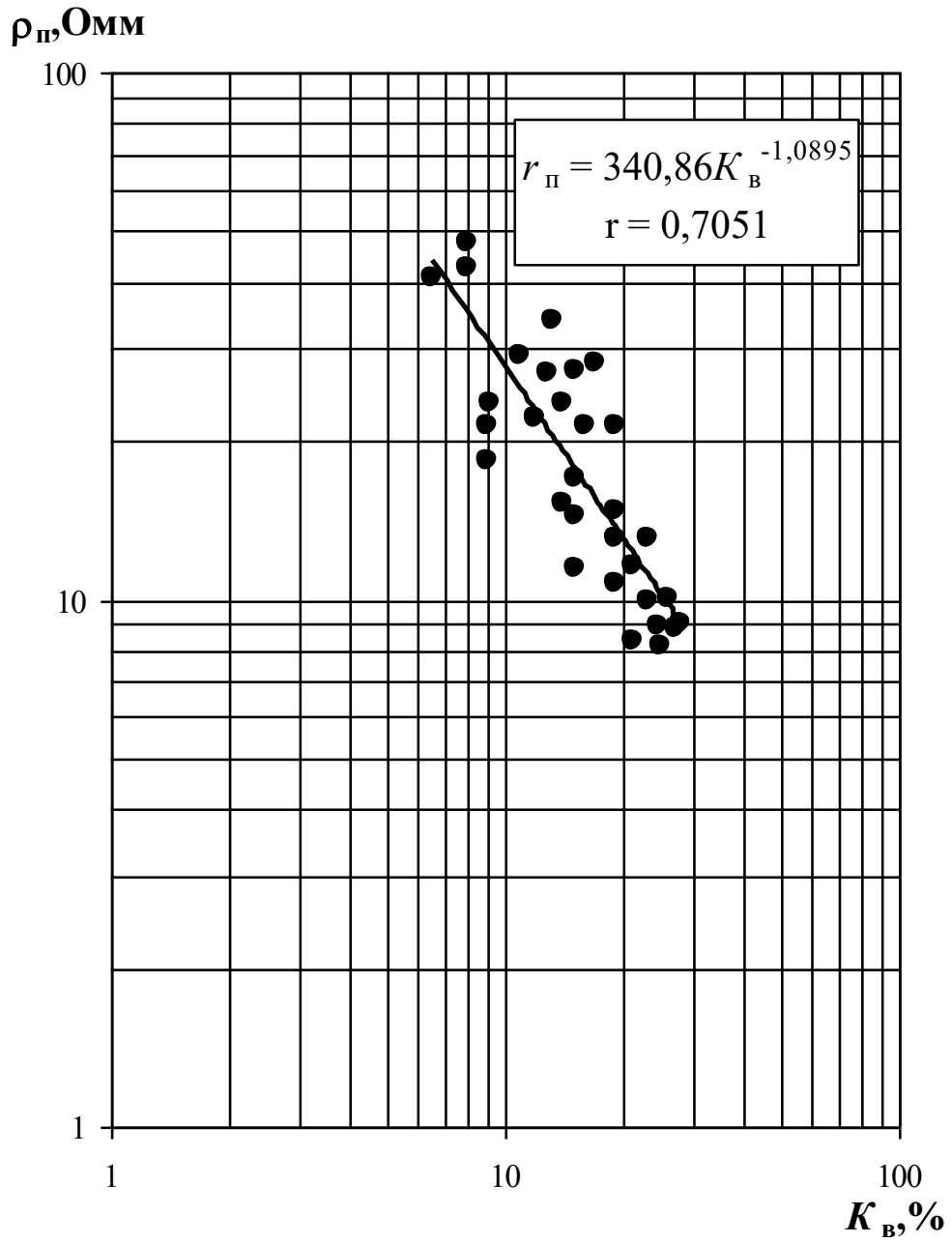


Рисунок 4.8 – Залежність $\rho_{\Pi}=f(K_B)$ для порід-колекторів візейського ярусу

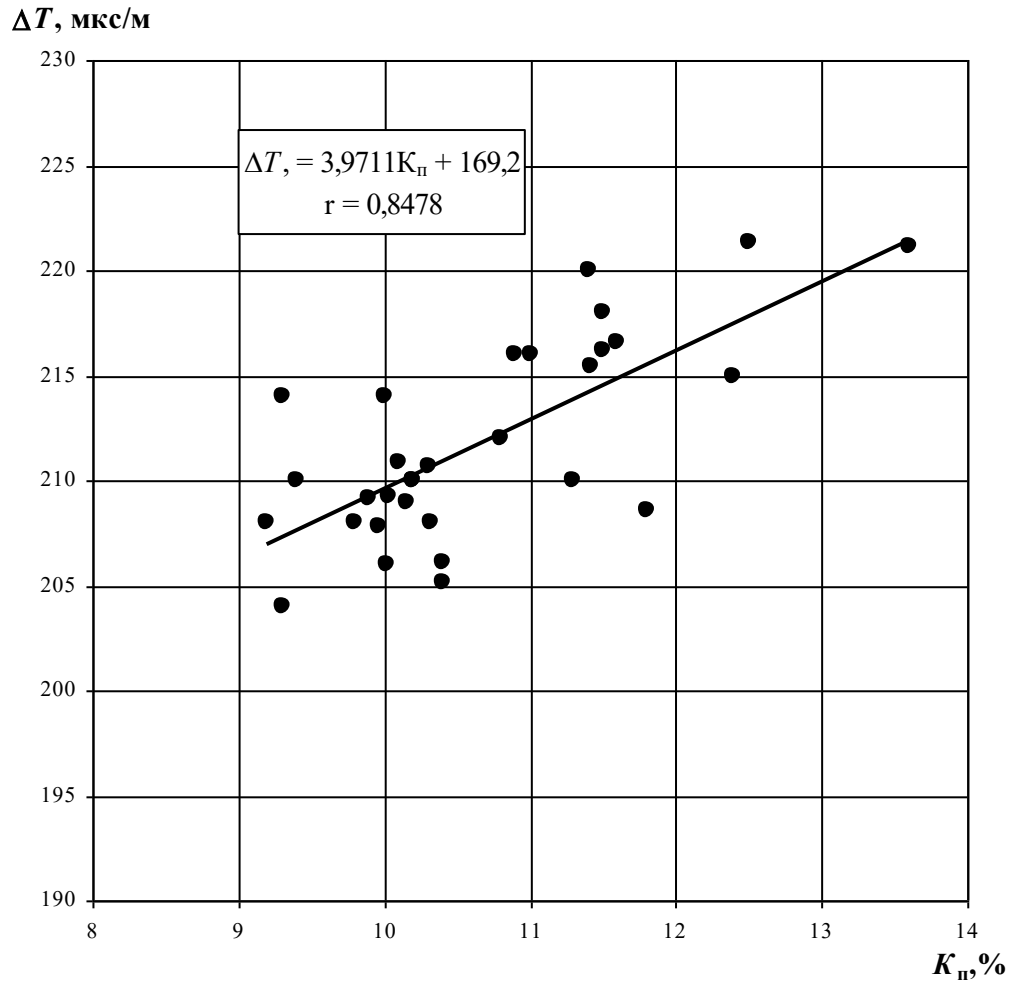


Рисунок 4.9 – Залежність $\Delta T_{п}=f(K_{п})$ для порід-колекторів серпухівського ярусу

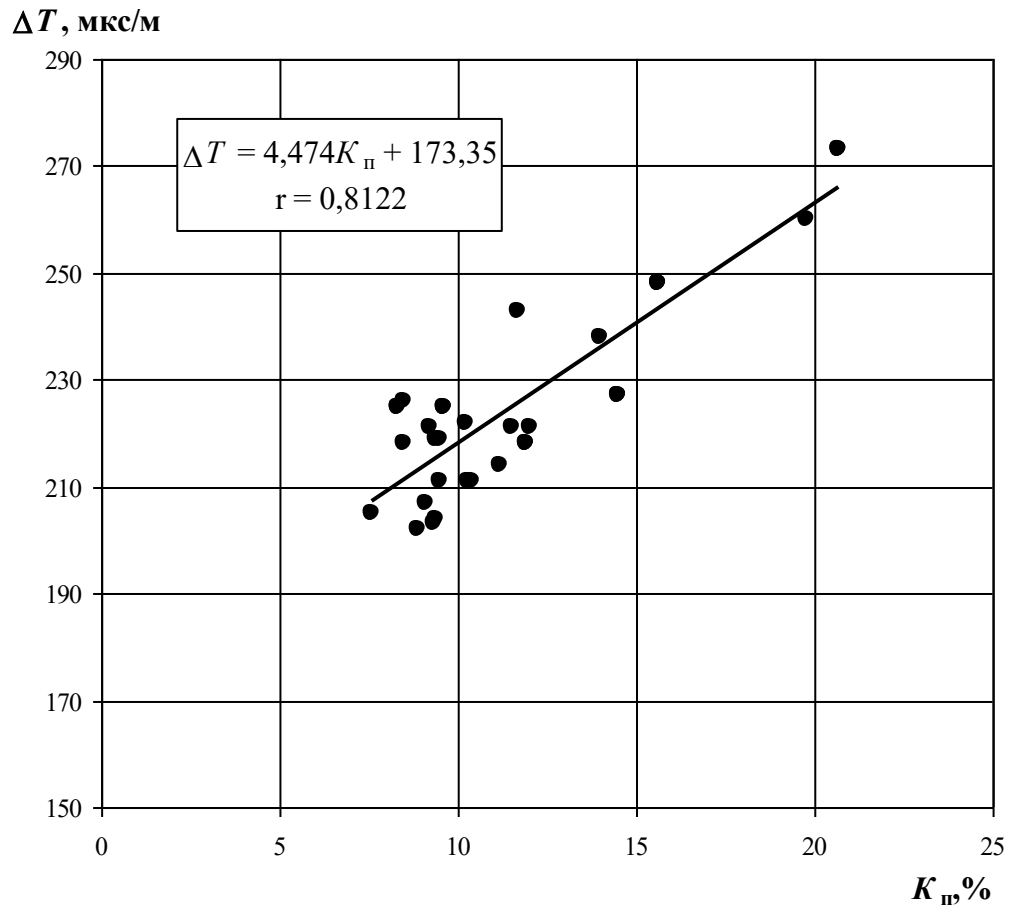


Рисунок 4.10 – Залежність $\Delta T_n=f(K_n)$ для порід-колекторів візейського ярусу

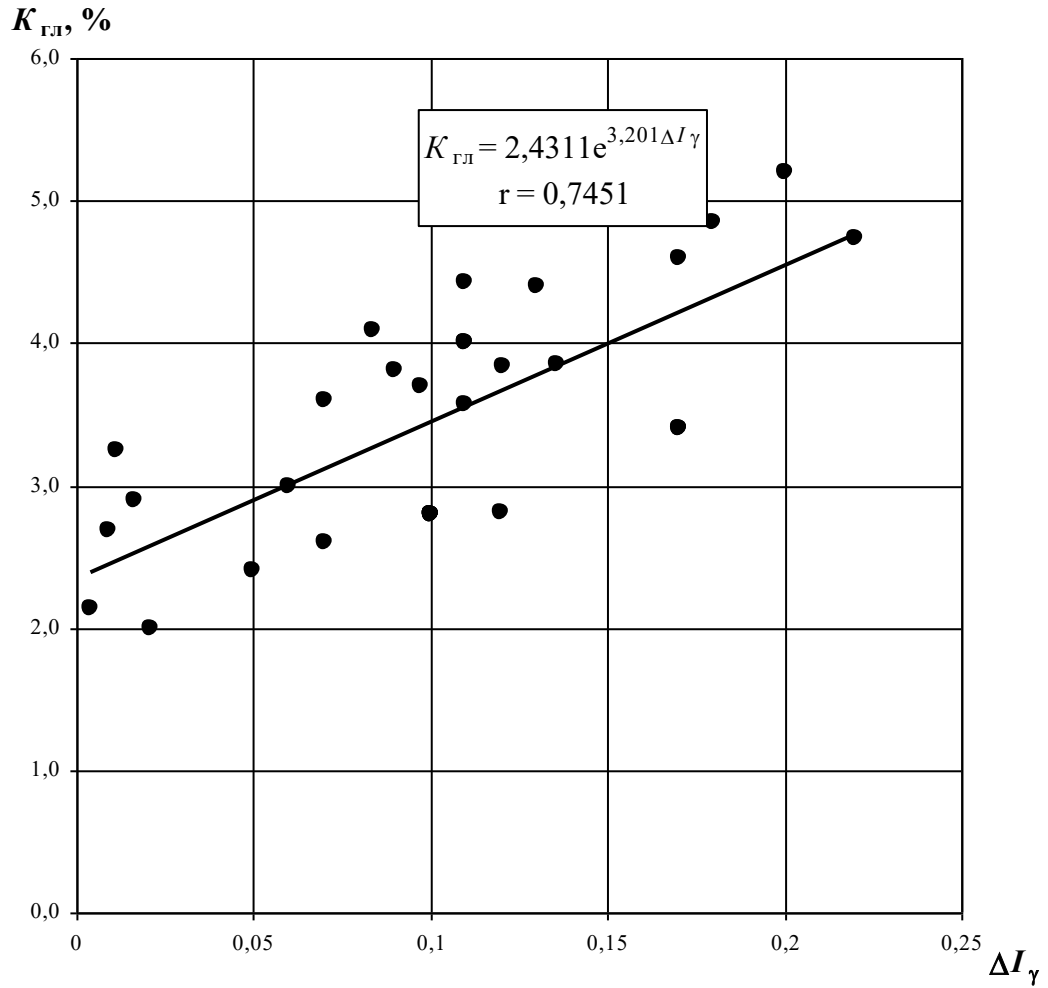


Рисунок 4.11 – Залежність $K_{\text{ГЛ}}=f(\Delta I_{\gamma})$ для порід-колекторів серпуківського ярусу

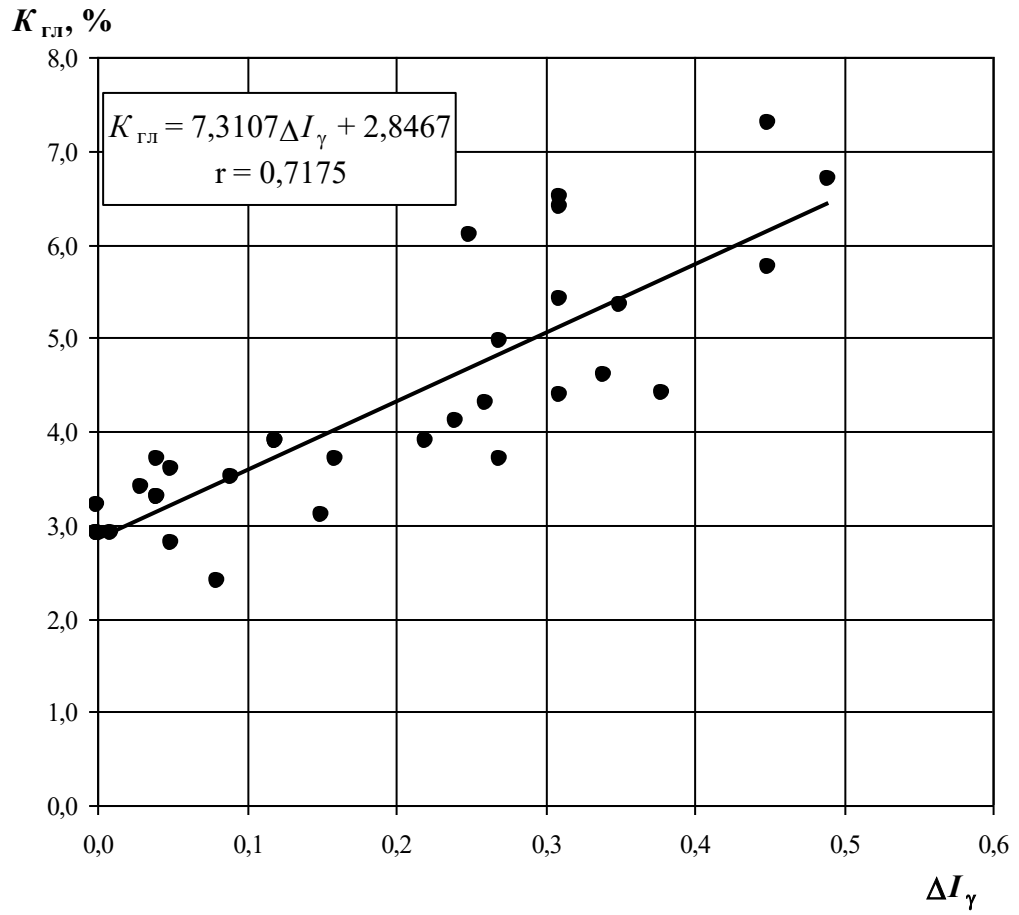


Рисунок 4.12 – Залежність $K_{ГЛ}=f(\Delta I_{\gamma})$ для порід-колекторів візейського ярусу

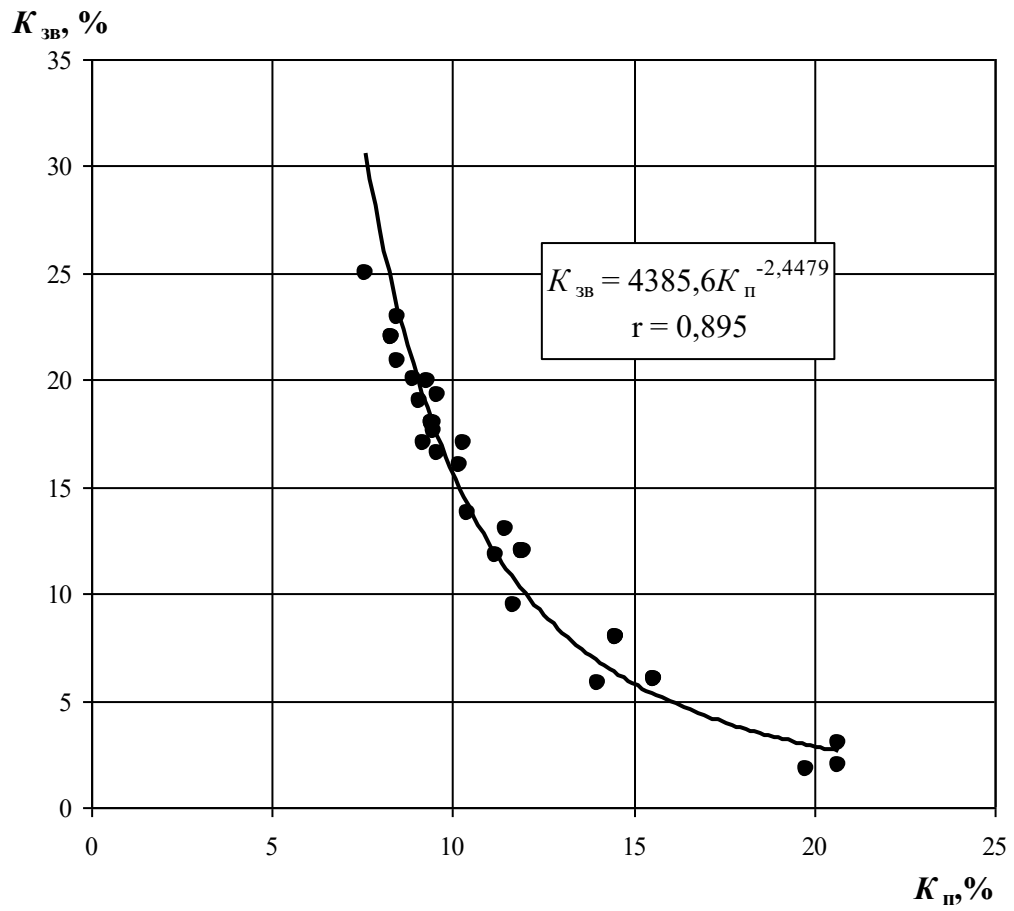


Рисунок 4.13 – Залежність $K_{3B}=f(K_{П})$ для порід-колекторів візейського ярусу

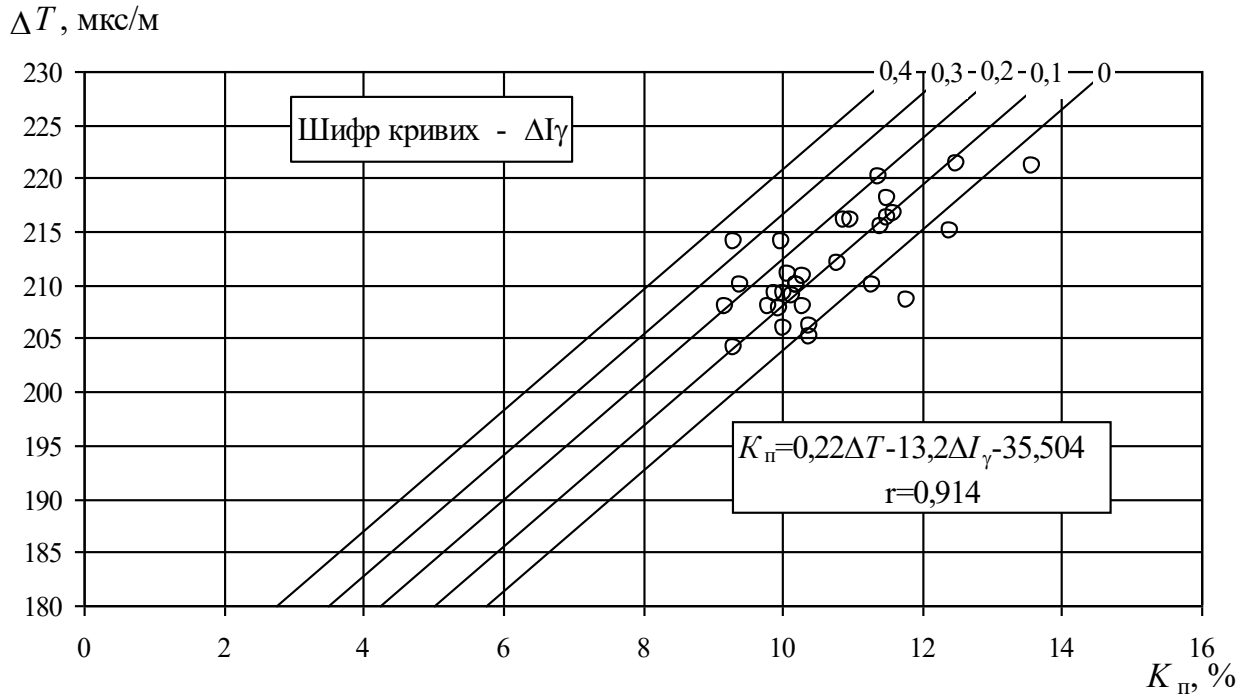


Рисунок 4.14 – Номограма визначення K_{II} за даними ΔT_{II} та ΔI_γ для порідколекторів серпухівського ярусу

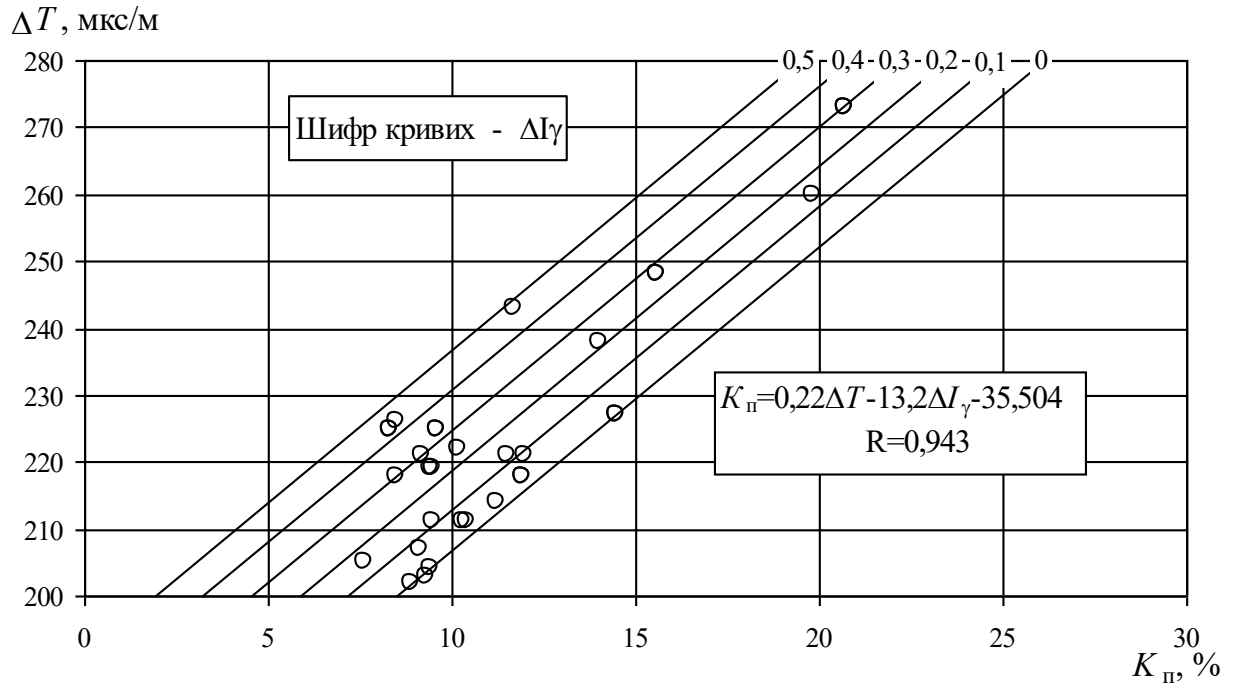


Рисунок 4.15 – Номограма визначення $K_{п}$ за даними $\Delta T_{п}$ та ΔI_{γ} для порід-колекторів візейського ярусу

ВИСНОВОК

У даній магістерській роботі розглядалось питання ефективності використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні колекторських властивостей порід-колекторів нижньокам'яновугільних відкладів Васищівського газоконденсатного родовища.

На основі статистичного аналізу петрофізичних параметрів порід-колекторів встановлено основні статистичні характеристики та критерії можливості достовірного використання результатів геофізичних досліджень свердловин при визначенні основних параметрів, які використовуються при підрахунку запасів вуглеводнів.

За результатами статистичного аналізу побудовано ряд петрофізичних залежностей для встановлення колекторських властивостей порід-колекторів серпухівських та візейських відкладів Васищівського газоконденсатного родовища, а саме – коефіцієнта пористості від параметра пористості; коефіцієнта водонасичення від параметра насичення; коефіцієнта водонасичення від опору пласта; коефіцієнта глинистості від подвійного різницевого параметра гамма-каротажу; коефіцієнта пористості від інтервального часу проходження пружної хвилі у пласті та коефіцієнта залишкового водонасичення від коефіцієнта пористості.

Враховуючи те, що породи-колектори серпухівських та візейських відкладів представлені глинистими пісковиками, то з метою підвищення достовірної оцінки коефіцієнта пористості запропоновано комплексну номограму визначення даного параметру за результатами досліджень свердловин акустичним та гамма методами.

Таким чином, для визначення колекторських властивостей порід-колекторів серпухівських та візейських відкладів Васищівського родовища необхідно використовувати результати електрометрії свердловин, акустичного та гамма методів, а також комплексний підхід.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Солодкий Є.В. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС / Є.В. Солодкий, О.М. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. – Київ, 2013. – № 1(60). – С. 20-24.
2. Степанюк, В. П. Фізичні властивості гірських порід : навч. посіб. / В. П. Степанюк. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. – 218 с.
3. Crain E.R. The Log Analysis Handbook / E.R. Crain, P. Eng – Tulsa: Pennwell, 1986. – P. 700.
4. Солодкий Є.В. Визначення газонасичення при свердловинній зоні пласта-колектора за геофізичними даними / Є.В. Солодкий, О.М. Карпенко // Науковий вісник Національного гірничого університету (№5/143) – Дніпропетровськ, 2014. – С. 10-15.
5. Солодкий Є.В. Вплив залишкового газонасичення на визначення пористості порід-колекторів // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2014. – №53. – С. 141-146.
6. Вижва С.А., Продайвода Г.Т., Кузьменко П.М. AVO – аналіз та інверсія сейсмічних даних: навчальний посібник. Київ: Київський університет, 2014. 263 с.
7. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1 : Східний нафтогазоносний район. Під ред. Іванюти М. М., Федішина В. О., Денегі Б. І., Арсія Ю. О., Лазарука Я. Г. Львів: УНГА, 1998. 494 с.
8. Стасів О.С. Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Васищівського газоконденсатного родовища. Уклспегеологія. М.Кремінна, 2011. 130 с.
9. Айзенверг Д.Е., Бондарчук В.Г. Стратиграфія УРСР, т.V. Карбон. Київ: Наукова думка, 1969. 326 с.
10. Орлов О.О., Фик М.І., Боднарчук В.С., Мазур А.П. Бітумонафтогазогеологічне районування, нафтові і газові родовища та

підземні сховища газу України: монографія / за ред. О.О. Орлова. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. 540 с.

11.Бенько В.М., Маєвський Б.Й., Лагутін А.А., Хомин В.Р. Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Дніпрово – Донецької западини: монографія /за ред. Б. Й. Маєвського. Івано-Франківськ:ІФНТУНГ, 2013. 208 с.

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

13.Заворотько Ю. М. Фізичні основи геофізичних методів дослідження свердловин :підручник. Київ: УкрДГРІ, 2010. 287 с.

14.Курганський В.М., Тішаєв І.В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин : навчальний посібник. Київ:Київський університет, 2011. 175 с.

15.Вижва С. А. Радіоактивні методи геофізичних досліджень свердловин: підручник / [С.А. Вижва, В.І. Онищук, І.І. Онищук та ін.] – К.: Видавничо-поліграфічний центр “Київський університет”, 2020. – 269 с.

16.Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин/ навчальний посібник. Івано-Франківськ/ ІФНТУНГ, 2020. 185 с.

17.Федорів В. В. Геологічна інтерпретація даних ГДС : конспект лекцій – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 186 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема магістерської роботи: “Петрофізичне моделювання при встановленні колекторських властивостей порід продуктивних розрізів Васищівського газоконденсатного родовища”.

Пояснювальна записка до магістерської роботи містить 81 сторінку, 21 рисунок, 17 використаних джерел.