

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР 103 – НЗГ

Група НЗГм – 24-1
Михайло Гошій

2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет природничих наук
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 553.98

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема Геолого–економічна оцінка запасів газу та конденсату
(назва згідно з наказом ректора)
продуктивного горизонту С-22 Гошіївського родовища

Ступінь вищої освіти — магістр
Спеціальність — 103 Науки про Землю
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

МР 103 – НЗ

(позначення)

Студент гр. НЗГМ-24-1 _____ Гошій М.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ доц. Артим І. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

_____ (підпис) _____ (посада, прізвище та ініціали)

_____ (підпис) _____ (посада, прізвище та ініціали)

_____ (підпис) _____ (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ ас. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат _____ ас. Уграк Л.В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту.

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ГРН
_____ доц. Михайлів І.Р.
« ____ » _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ
Спеціальність — (103) *Науки про Землю*
Освітньо-професійна програма – *Геологія нафти і газу*

Студенту _____ *Гошію Михайлу Володимировичу*
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) _____ *Геолого–економічна оцінка запасів газу та конденсату продуктивного горизонту С-22 Гошіївського родовища*

затверджена наказом ректора університету від ” 28 ” 11 2025 р. № 737/7

2. Термін здачі студентом закінченого проекту (роботи) : *1 грудня 2025 р.*

3. Вихідні дані до проекту (роботи) _____
1. Фондові геолого-геофізичні матеріали
2. Оpubлікована література по району досліджень.
3. Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практик.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Реферат. Вступ. 1. Огляд історії геологічної вивченості родовища 1.1 Історія відкриття та вивчення родовища. 1.2 Географо-економічний нарис 1.3 Методика пошуково-розвідувальних робіт. 1.4 Промислово-геофізичні дослідження свердловин. 1.5 Результати випробування свердловин. 1.6 Відомості про розробку родовища. 2. Аналіз геологічної будови та нафтогазоносності родовища. 2.1 Стратиграфія. 2.2 Тектоніка. 2.3 Нафтогазоносність. 2.4 Водоносність 3. Дослідження геолого-промислових параметрів продуктивних відкладів 3.1 Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів 3.1.1 Аналіз емнісних параметрів порід-колекторів 3.2 Фізико-хімічна характеристика нафти, газу і конденсату 3.2.1 Аналіз складу та властивостей пластових флюїдів 3.3 Підрахунок запасів газу 3.3.1 Обґрунтування об'єктів і методу підрахунку запасів 3.3.2 Обґрунтування категорійності та класів запасів 3.3.3 Результати підрахунку запасів 4. Поточний стан вивченості родовища та рекомендації 5. Економічна обґрунтованість запропонованих рішень Висновки Перелік використаних джерел

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

1. Підрахунковий план продуктивного горизонту
2. Геологічні профілі по лініях I-I, II-II
3. Схема кореляції розрізів свердловин
4. Карти ефективних та ефективних газонасичених товщин продуктивного горизонту

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Підпис	
		консультанта	студента

7. Дата видачі завдання _____ р. _____

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання роботи	02.09.25 р.	<i>Виконано</i>
2.	Підготовка базових геолого-геофізичних матеріалів	10.09.25 р.	<i>Виконано</i>
3.	Вступ. Загальні відомості про район досліджень.	20.09.25 р.	<i>Виконано</i>
4.	Особливості геологічної будови та нафтогазоносність.	30.09.25 р.	<i>Виконано</i>
5.	Методика та методологія проведення геологорозвідувальних та промислових досліджень.	10.10.25 р.	<i>Виконано</i>
6.	Обґрунтування підрахункових параметрів і підрахунок запасів нафти.	20.10.25 р.	<i>Виконано</i>
7.	Наукове обґрунтування підготовленості родовища до промислового освоєння та рекомендації з подальшого його вивчення.	30.10.25 р.	<i>Виконано</i>
8.	Техніко-технологічні основи проектних робіт.	10.11.25 р.	<i>Виконано</i>
9.	Економічні засади проведення проектних робіт.	30.11.25 р.	<i>Виконано</i>
10.	Висновки.		<i>Виконано</i>
11.	Оформлення тексту та графіки	01.12.25 р.	<i>Виконано</i>
12.	Здача роботи на кафедрі	01.12.25 р.	
13.	Захист магістерської роботи		

Завдання видав керівник _____ доц. Артим І. В.
р (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент _____ Гошій М. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота: с., табл., рис., дод., джерела

У роботі подано аналіз геолого-промислових особливостей продуктивного горизонту С-22 Гошіївського родовища.

Перший розділ містить загальні відомості про родовище, опис його геологічної та тектонічної будови, а також характеристику виконаних геолого-геофізичних досліджень, їх результативність і дані випробувань свердловин.

У другому розділі розглянуто детальний аналіз геологічної структури та нафтогазоносності Гошіївського родовища.

Третій розділ присвячено узагальненню результатів пошуково-розвідувальних робіт і дослідженню геолого-промислових параметрів продуктивних пластів.

Четвертий, п'ятий і шостий розділи містять обґрунтування параметрів підрахунку запасів газу й газоконденсату, сам підрахунок запасів, оцінку сучасного рівня вивченості родовища та рекомендації щодо подальшого освоєння горизонту С-22 і родовища загалом, а також включає економічні розрахунки, що лежать в основі проектних рішень.

Перелік ключових слів: газ, газоконденсат, геологічна будова, підрахунок запасів, випробування, запаси, код класу.

ANNOTATION

Is master's Degree work: p., table., rice., дод., sources

The paper presents an analysis of the geological and industrial characteristics of the productive horizon C-22 of the Goshiivskyi field.

The first section contains general information about the field, a description of its geological and tectonic structure, as well as a description of the geological and geophysical studies performed, their results, and well test data.

The second section provides a detailed analysis of the geological structure and oil and gas potential of the Goshiivskyi field.

The third section is devoted to summarizing the results of exploration and prospecting work and studying the geological and industrial parameters of productive formations.

The fourth, fifth, and sixth chapters contain a justification of the parameters for calculating gas and gas condensate reserves, the calculation of reserves itself, an assessment of the current level of exploration of the field, and recommendations for the further development of the C-22 horizon and the field as a whole, section also includes economic calculations underlying the design decisions.

List of keywords: gas, gas condensate, geological structure, reserve calculation, testing, reserves, class code.

Зміст.

Вступ.....	
1 Базова частина. Загальні відомості про родовище.....	
1.1 Географо-економічний нарис.....	
1.2 Історія відкриття та вивчення родовища.....	
2 Геологічна будова та нафтогазоносність.....	
2.1 Стратиграфія.....	
2.2 Тектоніка.....	
2.3 Нафтогазоносність.	
2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища.....	
2.5 Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів за керном і ГДС.....	
2.5.1. Методика вивчення фізико-літологічних властивостей порід-колекторів продуктивних пластів.....	
2.5.2. Фізико-літологічна характеристика порід-колекторі продуктивних пластів.....	
2.5.3. Літолого-петрографічні властивості порід-покришок.....	
2.6 Фізико-хімічна характеристика газу і конденсату.....	
3 Геологорозвідувальні та промислові роботи.....	
3.1 Методика пошуково-розвідувальних робіт.....	
3.2 Промислово-геофізичне дослідження свердловин і методика інтерпретації отриманих даних.....	
3.2.1 Комплекс, методика та якість промислово-геофізичних досліджень....	
3.2.2 Комплексна інтерпретація геофізичних досліджень в свердловинах....	
3.2.3 Фізичні властивості колекторів.....	
3.2.4 Петрофізичні зв'язки та обґрунтування граничних значень геолого-геофізичних параметрів за даними ГДС, лабораторних вимірювань на кернах та результатів випробувань.....	
3.3 Відомості про розробку родовища.....	
3.4 Методика і результати випробування свердловин.....	
4 Обґрунтування параметрів підрахунку і підрахунок запасів.....	
4.1 Обґрунтування виділених груп і категорій запасів.....	
4.2 Обґрунтування об'єкту та методу підрахунку запасів.....	
4.3 Обґрунтування підрахункових параметрів.....	
4.3.1 Визначення коефіцієнту відкритої пористості.....	
4.3.2. Визначення коефіцієнту газонасиченості.....	
4.3.3. Термобаричні умови газоконденсатних покладів і температурні поправки.....	

4.3.4. Поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта.....	
4.4 Результати підрахунку запасів.....	
4.4.1 Підрахунок запасів гелію.....	
4.4.2 Коефіцієнт вилучення газу та конденсату.....	
4.5 Якість і ефективність геологорозвідувальних робіт, а також геолого-промислових досліджень під час видобутку вуглеводнів.....	
5 Обґрунтування підготовленості родовища (покладу) до промислового освоєння та рекомендації з подальшого його вивчення.....	
6 Економічна основа проектних робіт.....	
Висновки.....	
Перелік використаних джерел.....	

ВСТУП

Актуальність теми. Актуальність дослідження зумовлена зростаючою потребою України у власних енергетичних ресурсах та необхідністю підвищення енергетичної безпеки держави в умовах сучасних викликів. Природний газ і газовий конденсат залишаються ключовими складовими паливно-енергетичного балансу, тому точне визначення їхніх запасів є критично важливим для стратегічного планування видобутку. Геолого-економічна оцінка продуктивного горизонту С-22 Гошіївського родовища дозволяє уточнити його ресурсний потенціал, визначити рівень його освоєності та можливості подальшої розробки, що має значення як для галузі, так і для держави загалом.

Об'єктом дослідження є продуктивний горизонт С-22 Гошіївського газоконденсатного родовища.

Метою роботи є аналіз геолого-промислових характеристик продуктивного горизонту С-22 Гошіївського газоконденсатного родовища та надання рекомендацій щодо подальшої геолого-економічної привабливості його подальшої розробки.

Основними методами дослідження є аналіз літолого-стратиграфічних даних, інтерпретацію матеріалів геофізичних досліджень свердловин і сейсморозвідки для уточнення будови продуктивного горизонту С-22, встановлення петрофізичних властивостей порід і компонентного складу газу та конденсату та визначення їх запасів.

Новизна отриманих результатів полягає у проведенні кількісної оцінки сучасних запасів газу та конденсату продуктивного горизонту С-22 Гошіївського газоконденсатного родовища. У межах геолого-економічної оцінки горизонту С-22 здійснено комплекс геологічних та економічних розрахунків, спрямованих на розв'язання таких ключових завдань:

1. Проведення поглибленого аналізу геологічної будови та газоносності родовища з урахуванням літолого-стратиграфічних параметрів, структурно-тектонічних умов, а також етапів його відкриття та вивчення.

2. Дослідження обсягів і результатів геологорозвідувальних та експлуатаційних робіт, зіставлення даних випробувань і досліджень свердловин.

3. На основі матеріалів розробки родовища та результатів випробувань свердловин обґрунтування основних параметрів покладу і вибір методики підрахунку запасів газоконденсату.

4. Оцінка рівня підготовленості родовища до промислового освоєння та формування рекомендацій щодо подальшої розробки горизонту С-22.

5. Економічне обґрунтування доцільності подальшого освоєння Гошіївського газоконденсатного родовища.

Методи досліджень. У дослідженні застосовано графо-аналітичні методи, що включають побудову графоаналітичної моделі об'єкта та його структурований аналіз. Такий підхід передбачає поділ об'єкта на окремі складові елементи для їх

всестороннього, детального та самостійного вивчення, що дає змогу глибше зрозуміти його властивості та закономірності.

Наукова новизна результатів — на основі аналізу геолого-промислових характеристик розрізу серпухівських відкладів розроблено оновлену геологічну модель продуктивного горизонту С-22 Гошіївського газоконденсатного родовища.

Практична цінність результатів. Отримані результати дослідження формують основу для економічно виваженої та ефективної розробки продуктивного горизонту С-22 Гошіївського газоконденсатного родовища.

Апробація результатів. Результати дослідження рекомендуються до впровадження у виробничу діяльність газонафтовидобувного підприємства.

Основою для виконання роботи стали фондові геолого-геофізичні матеріали, результати буріння свердловин, зібрані під час переддипломної практики, а також дані з опублікованих джерел, що стосуються району дослідження.

1. Базова частина. Загальні відомості про родовище

1.1 Географо-економічний нарис

В адміністративному відношенні Гошіївське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавської області України.

У економічному плані територія, де розташоване родовище, має переважно сільськогосподарський характер, при цьому тут добре розвинена нафто- й газовидобувна промисловість та розгалужена система продуктопроводів. Найближчі родовища розміщені на відстані 4–15 км (Рисунок 1.1). Неподалік родовища також проходить газопровід.

Гошіївське родовище розташоване в густонаселеній сільськогосподарській місцевості, де основним видом діяльності населення є вирощування зернових і технічних культур, а також тваринництво. Найближчими населеними пунктами є села Гороб, Коб, Супротив, Плосике, Малий, а також районний центр – селище міського типу Нові та інші. За 75–80 км на південний захід від родовища розташоване велике промислове місто Моменчук, а неподалік, на відстані 8–10 км у тому ж напрямку, проходить автотраса. Район родовища забезпечений розгалуженою мережею електропостачання та системою водопостачання з палеогенових і мезозойських відкладів.

Із корисних копалин, окрім нафти, газу та конденсату, є також великий вибір будівельних матеріалів: лесовидні суглинки – для виготовлення цегли, бурі та строкаті бентоніти глини для гончарно-черепичного виробництва, наявні будівельні піски.

В орографічному відношенні Гошіївська площа розташована в межиріччі річок Псла та Ворскли, займаючи переважно вододільну частину плато. Рельєф характеризується як еродована рівнина, розчленована ярами та балками, з абсолютними відмітками 85–125 м. Гідрографічна мережа включає річку Ворскла з притоками Ворона та Кобелячка, а також річку Полузір'я — праву притоку Ворскли, яка в посушливі періоди частково пересихає. Крім того, на площі присутні численні водойми та водотоки, рівень води в яких залежить від кількості опадів.

Ландшафт району лісостеповий. Лісові масиви представлені гаями вздовж річок Ворскли та Псла, а також лісосмугами. Клімат помірно-континентальний: середньорічна температура становить $+6$ – $+7^{\circ}\text{C}$, річна кількість опадів — близько 468 мм, причому найбільша частина випадає навесні та восени. Зимовий період триває з грудня по березень, товщина снігового покриву сягає 30–50 см. Найхолодніший місяць — січень із середньою температурою -7 – -8°C , найтепліший — липень із середньою температурою $+20$ – $+25^{\circ}\text{C}$. Взимку переважають вітри східного напрямку, влітку — західного та північно-західного.

1.2 Історія відкриття та вивчення родовища.

Систематичне вивчення Дніпрово-Донецької западини та території Гошіївської площі розпочалося в середині XIX століття. До кінця XIX століття накопичено значний фактичний матеріал щодо геологічної будови центральної та південної частин западини. На початку XX століття дослідження були особливо активними на північних окраїнах Донбасу та прилеглих західних районах.

Безпосередньо на Гошіївській площі перші роботи проводила Українська геофізична контора у 1949 році: варіометрична зйомка на ділянці Нові Санжари – Личково виявила зону регіональних мінімумів сили тяжіння, що простягалася уздовж південного борту западини. У 1950 р. електророзвідувальні роботи в районі Старих і Нових Санжар показали регіональне занурення реперного горизонту високого опору в північно-східному напрямку та оконтурили підняття, серед яких Гошіївське, Новосанжарське, Малоперещепинське і Старосанжарське, причому три останні збігалися з мінімумами сили тяжіння [1].

У 1951–1952 рр. геолого-пошукова контора тресту “Укрсхід-нафтогазрозвідка” провела картувальні роботи по покрівлі нижньобатських відкладів у нижній течії річки Орель і середній течії річки Ворскла та побудувала структурну карту, на якій виділили валоподібне підняття північно-західного простягання з окремими припіднятими ділянками на Гошіївсько-Лівенській та Зачепилівсько-Боярській площах. У тому ж році методом відбитих хвиль (МВХ) проводилися сейморозвідувальні дослідження, що дозволили уточнити антиклінальні підняття Зачепилівське, Лиманське і Боярське та завершити детальну розвідку Старосанжарського підняття.

У 1953 р. розвідкою глибоким бурінням на Гошіївському піднятті були виявлені поклади газу у візейських відкладах. У 1955 р. Миргородська контора розвідувального буріння почала пошуково-розвідувальні роботи на Зачепилівському піднятті, що дозволило відкрити і підготувати до промислової розробки Зачепилівське нафтогазове родовище.

У 1960 р. на Новосанжарській площі була побудована структурна схема району по башкирському реперу середньокам'яновугільних відкладів на основі матеріалів сейморозвідки та розвідувального буріння на Зачепилівському родовищі. На цій схемі виділили обширну структурну терасу, яку назвали Гошіївським підняттям.

У травні 1964 р. на структурі була закладена параметрична свердловина №1 глибиною 2500 м. Під час випробування нижньовізейських відкладів отримано приплив парафінистої нафти, що підтвердило нафтогазоносність

крупного моноклінального елемента в межах північного крила Потічансько-Зачепилівської зони. Результати цього буріння та близькість до Зачепилівського родовища дали підстави для пошуково-розвідувального буріння в горизонтах візейського і турнейського ярусів (глибина 2500–3800 м) та девонського надсольового комплексу.

У 1967 р. геологічним проектом передбачалося буріння свердловин №2–7 глибиною 3200–4200 м для повного розкриття кам'яновугільних відкладів і однієї свердловини до 4500 м для девонських відкладів. Після буріння свердловин №2 і 7 та проведення сейсмічних робіт проект було переглянуто. Основою стали результати випробування св.№1 (нафтові притоки), промислова газонасність свердловини №7 (девонські відклади, дебіт 16,2 тис. м³/добу), відкриття перспективного горизонту візейських відкладів св.№2 та уточнені сейсмічні побудови, що виділили два структурні елементи — Давидівське склепіння та Гошіївський виступ.

У 1977 р. планували буріння свердловин №3 (Давидівське склепіння) та №4, 5, 9 (північні блоки). Проект не передбачав оцінки нафтогазонасності Чередниківського підняття, однак додатково закладено свердловину №10 з проектною глибиною 4000 м (горизонт С1t). Буріння св.№3 дало негативний результат, тоді як свердловини №4 і 10 показали перспективність північної частини Гошіївської площі.

У 1981 р. свердловина №11 (глибина 4980 м, горизонт С1ta) підтвердила промислову газонасність нижньо-серпуховських відкладів (С-22) з дебітом газу 171,6 тис. м³/добу і конденсату 17 м³/добу. Це дозволило у 1983 р. офіційно відкрити Гошіївське родовище та внести його до Державного балансу з розвіданими запасами категорії С1 — 200 млн м³. Паралельно проводилися роботи з підготовки до пошукового буріння на суміжних брахіантиклінальних структурах по відбиваючому горизонту Vв3.

2 Геологічна будова та нафтогазоносність.

2.1 Стратиграфія.

Гошіївське родовище розташоване в південній прибортовій зоні крайових дислокацій, на північний схід від протяжного Зачепилівсько-Левенцівського валу, і включає два структурно різнобудовані елементи: Гошіївську структуру та Відоме склепіння. Площа родовища має складну блокову будову, що проявляється численними скидами, значними коливаннями товщин та літологічною мінливістю порід у розрізі свердловин. Геологічну будову родовища відображають дані буріння ряду свердловин на Гошіївській та суміжній Відомій площі, які разом формують єдиний структурно-тектонічний комплекс. У формуванні геологічної будови беруть участь відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ер [2].

Палеозойська ератема (Pz)

Девонська система (Д)

Найбільш давніми відкладами на площі є утворення пізнього девону.

Утворення верхнього девону представлені франським і фаменським ярусами.

Франський ярус (Д₃fr)

Відклади франського ярусу представлені світло-сірими, крупнокристалічними, брекчієвидними ангідритами та крупнокристалічною кам'яною сіллю брудно-сірого кольору.

Максимальна розкрита товщина ярусу складає 45-158 м (св.6).

Фаменський ярус (Д₃fm)

Фаменські відклади представлені потужною товщею порід, яку за літологічними ознаками можна поділити на три частини. Розріз фаменського ярусу складається переважно з монотонної товщі аргіліто-глинисто-алевритистих порід, з рідкими прошарками пісковиків у середній частині. Утворення цього ярусу добре охарактеризовані за кернами матеріалом.

Аргіліти темно-сірі, тонкошаруваті. Мергелі темно-сірі, масивні, з прихованим горизонтальним верстуванням, рідко доломітизовані, часто дрібно-алевритисті, пелітової структури, містять нечисельну, але у прошарках більш багату органіку (стулки остракод, брахіопод, моховатки, обвуглений рослинний детрит). Алевроліти темно-сірі, міцні, поліміктові, сильно слюдисті, крупно- та дрібнозернисті, з карбонатним цементом порового або базально-порового типу. Пісковики сірі, світло-сірі або місцями зеленувато-сірі, різнозернисті (переважно середньо-крупнозернисті), сильно слюдисті, мезо-поліміктові, з карбонатним або карбонатно-глинистим цементом

порового типу; кластичний склад включає кварц, польові шпати та біотит.

На основі численних фауністичних даних вся ця різноманітна потужна товща відноситься до фаменського ярусу. Розкрита товща ярусу варіює від 19 до 222 м.

Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи мають широке розповсюдження на даній території і представлені нижнім (турнейський, візейський, серпуховський) і середнім (башкирський, московський) відділами.

Верхньокам'яновугільні відклади в південній частині Дніпровсько-Донецької западини розмиті.

Нижній відділ (С₁)

Турнейський ярус (С_{1t})

Відклади турнейського ярусу, що відповідають біостратиграфічній зоні С_{1tb-d}, залягають на породах фаменського ярусу та девону з вираженим стратиграфічним та кутовим неузгодженням. Літологічно нижня частина розрізу представлена вапняками з поодинокими прошарками аргілітів. Верхня частина складається з потужної товщі темно-сірих вапняків з буруватим відтінком, кристалічнозернистих, щільних, з прошарками глинистих порід, що містять залишки брахіопод, остракод, водоростей і форамініфер, зокрема: *Tournayella costata* (Lip.), *Tournayella discoidea* (Dain.), *Brunsiina aff. uralica* (Lip.), *Glomospira* sp. (Mol.), *Septaglomospiranella* sp. (Brazhn. et Vdov.), *Septagl. donetziana* (Brazhn. et Vdov.).

Аргіліти темно-сірі, щільні, місцями алевритисті, з прошарками темно-сірих щільних глинистих вапняків. У багатьох свердловинах відклади зони С_{1tb-d} відсутні через розмив.

Загальна розкрита товща турнейського ярусу варіює від 49 до 416 м.

Візейський ярус (С_{1v})

У відкладах візейського ярусу виділяються два під'яруси – нижньо- та верхньовізейський.

Нижньовізейський під'ярус (С_{1v1}) представлений XIV-XIII мікрофауністичними горизонтами та розкритий свердловинами №№ 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16, при цьому найповніший розріз зафіксовано у свердловині № 12. Нижня границя під'ярусу визначена за фауністичними даними та залягає на відкладах турнейського ярусу. Літологічно нижня частина під'ярусу характеризується чергуванням пластів пісковиків товщиною 5–15 м з вапняками і аргілітами, згрупованих у літологічну пачку В-26, пов'язану з покладами вуглеводнів. Верхня частина розрізу складається з потужної товщі

аргілітів з рідкими прошарками алевролітів та одиничними пісковиковими прошарками. Вапняки містять багаточисельні органічні залишки: форамініфери, криноїдеї, брахіоподи, пелециподи, корали, спікули губок, водорості. Аргіліти темно-сірі та чорні, слабоалевритисті, тонкослюдисті, верстуваті під кутом 2–5°, місцями з дзеркалами ковзання та конкреціями сидериту. Стратиграфічна приналежність підтверджена комплексом форамініфер (серед яких *Earlandia vulgaris*, *Tournayella discoidea*, *Brunsia spirilliniformis* та ін.) у свердловинах № 10 та № 12. Розкрита товщина нижньовізейських відкладів становить 142–400 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2}) повністю розкритий усіма свердловинами та стратиграфічно поділяється на XIIa, XII, XI та X мікрофауністичні горизонти. Утворення верхньовізейського під'ярусу залягають на різновікових верствах нижньовізейських порід із стратиграфічним неузгодженням.

XIIa і XII горизонти утворюють потужну одноманітну товщу аргілітів з рідкими прошарками алевролітів, слабо охарактеризовану керновим матеріалом. Аргіліти чорні, тонковідмучені, тонкослюдисті, верстуваті, з рідкими слабокарбонатними прошарками та мікрофауною (переважно пеліциподи). У товщі окремі прошарки пісковиків, різнозернистих, заглинених, кварцових та олігоміктових, згруповані в літологічні пачки В-23 до В-17.

XI-X горизонти представлені аргілітами з рідкими прошарками алевролітів і пісковиків (8–10% товщини), об'єднаними в пачки В-16, В-15 та В-14. Аргіліти темно-сірі до чорних, уламкові, слабоалевритисті, ущільнені, піритизовані, з конкреціями сидериту та прошарками обвугленого рослинного детриту. Пісковики сірі, крупно-різнозернисті, олігоміктові. Алевроліти темно-сірі, міцні, слюдисті, тонковерстуваті, місцями з рідким обвугленим детритом. Пісковики з літопачки В-16 сірі, крупно-різнозернисті, олігоміктові (кварц до 90%), з базальним карбонатним цементом. Нижня границя XI горизонту проведена за аналогією з Руденківською площею.

Розкрита товщина верхньовізейських відкладів становить 446–1208 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Серпуховський ярус поділяється на нижньо- та верхньосерпуховські під'яруси.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1}), який представлений IX мікрофауністичним горизонтом, розкритий усіма свердловинами родовища. Нижня межа під'ярусу проведена по покрівлі регіонально стійкої літопачки В-14. Розріз складається з алевроліто-глинистих порід з рідкими пластами

пісковиків та одиничними малопотужними прошарками вапняків і вугілля, що особливо характерно для південної частини площі.

Каротажна характеристика показує погану кореляцію між свердловинами через різку змінність товщини нижньосерпуховських утворень, зумовлену значною тектонічною порушеністю. Піщано-алевритові різності згруповані в літологічні пачки від С-23 до С-16. Піщані пласти малопотужні, лінзовидної форми та непостійні по простяганню. Найбільшу промислову цінність представляють пісковикові пласти літопачок С-22 і С-17, які забезпечують продукцію в свердловинах № 11 і № 6. Пласт С-22 не витриманий по товщині, у центральній частині підняття заміщується щільними породами, а С-17 зосереджений у західній частині, у центральній та східній представлені ущільненими різностями.

Відклади під'ярусу детально вивчені за кернам матеріалом. Аргіліти темно-сірі, алевритисті, тонкослюди́сті, верстуваті, збагачені обвугленим детритом. Алевроліти сірі, міцні, ущільнені, слюди́сті, поліміктові (кварц, польові шпати, слюда, рідкі уламки інших порід), з гідрослюди́стим цементом. Пісковики сірі, дрібнозернисті, алевритисті, олігоміктові та мезоміктові, з карбонатним (кальцитовим, анкеритовим) цементом контактного або базального типу. Вапняки темно-сірі до чорних, тонко- та прихованокристалічні, з уламками детриту (спікули губок, брахіоподи, криноідеї, корали). В них визначені форамініфери: *Earlandia vulgaris*, *E. elegans*, *Glomospira* sp., *Rectocornuspira* sp., *Loeblichia ammonoides* subsp. *paraammonoides*, *Endothyra similis*, *Palaeotextularis* sp., *Valvulinella* sp., *Archaeodiscus cornuspiroides*, *Arch. krestovnikovi*, *Pseudoendothyra sublimis*, *Endostaffella* (Moell).

Розкрита товщина нижньосерпуховських відкладів варіює від 563 до 1054 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (С_{1s2}) представлений VIII та VII–V мікрофауністичними горизонтами, розмежованими подошвою літопачки С-5.

За умовами осадконакопичення, відклади під'ярусу аналогічні утворенням по всій південно-прибортовій зоні Дніпрово-Донецької западини. Вони представлені алевроліто-глинистими породами з серією витриманих прошарків вапняків. Піщано-алевролітові різності порід згруповані в літологічні пачки від С-9 до С-3, при цьому малопотужні й рідкі пласти пісковиків приурочені до покрівлі літопачок С-8 і С-3.

Керновий матеріал дозволив детально охарактеризувати породи. Аргіліти темно-сірі, тонковідмучені, верстуваті, прошарками вапнякові, слабовуглисті, з дзеркалами ковзання та локально сидеритизовані. Алевроліти сірі, міцні, тонкослюди́сті, кварцові, із залишками обвуглених рослин.

Вапняки темно-сірі, міцні, прихованокристалічні, дрібнозернисті, прошарками опіщанені, з уламками брахіопод, криноїдей та форамініфер: *Tolupammia* sp., *Glomospira* sp., *Ammovertella* sp., *Ammobaculites beschevensis*, *Loeblichia minima*, *Bradyina cribrostomata*, *Endothyra* ex gr. *bradyi*, *Tetrataxis media*, *T. angusta*, *Archaeodiscus karreri*, *Arch. krestovnikovi*, *Arch. brazhnikovae*, *Asteroarchaeodiscus rugosus*, *Eosigmoilina explicata*, *Eostaffella mirifica*, *E. pseudostruvei*.

Нижня межа під'ярусу проведена по підошві витриманого реперного вапняку С-5 на основі фауністичних даних. Розкрита товщина верхньосерпуховських відкладів варіює від 57 до 250 м.

Середній відділ (С₂)

Середньокам'яновугільні відклади представлені башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (С_{2b})

Відклади башкирського ярусу залягають із стратиграфічним неузгодженням на підстилаючих утвореннях верхньосерпуховського під'ярусу і розкриті всіма свердловинами родовища. У складі башкирського ярусу виділяються світи С₁⁵, С₂¹, С₂², С₂³ та С₂⁴.

Світа С₁⁵: нижня межа світи приурочена до поверхні незгідності і проводиться по підошві літологічної пачки Б-12–Б-13. Світа складена переважно аргілітами, що перешаровуються з алевролітами та одиничними проверстками пісковиків у вигляді лінз (свердловини №№ 10, 11). Вапняки локалізовані в нижній частині світи. Верхня частина представлена малопотужними пластами пісковиків, об'єднаних у літологічну пачку Б-11.

Керновий матеріал показує, що аргіліти строкатобарвні (зеленувато-сірі, малинові, фіолетові) та сірі, тонковідмучені, алевритисті і тонкослюдисті, з рідкими рослинними залишками та фауною брахіопод. Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, міцні, слюдисті, верстуваті. Вапняки сірі з жовтуватим або фіолетовим відтінком, міцні, прихованокристалічні, тонкозернисті, місцями перекристалізовані, містять донецелові водорості, гідрактинії, уламки брахіопод, гастропод, криноїдей, моховаток та форамініфер: *Earlandia* sp., *Ammodiscus multivolutus*, *Eolasiiodiscus* sp., *Tolypammia* sp., *Ammovertella* sp., *Bradyina cribrostomata*, *Archaeodiscus baschkiricus*, *Eostaffella pseudostruvei*, *E. paraprotvae*, *E. postmosquensis*, *E. postmosquensis* var. *acut*, *E. varvariensis*.

Нижня межа світи визначена по регіональній перерві, в підошві пісковика, вище якого встановлена фауна світи С₁⁵ і по аналогії з сусідніми площами. Товщина розкритих відкладів коливається від 64 до 94 м.

Товщина розкритих відкладів світи варіює від 64 м до 94 м.

Світа C_2^1 повністю розкрита всіма свердловинами родовища. Літологічно розріз представлений аргілітами з малопотужними прошарками алевролітів та вапняків, які добре простежуються по всій площі.

У керні підняті лише вапняки: сірі, міцні, похованокристалічні, дрібнозернисті, донецелові, з багатим комплексом форамініфер: *Ammodiscus multivolutus*, *Endothyra spirilliniformis*, *Bradyina* aff. *nana*, *Br. minima*, *Globivalvulina scaphoidea*, *Gl. globosa*, *Asteroarchaediscus baschkiricus*, *Archaediscus donetzianus*, *Arch. angulatus*, *Neoarchaediscus timanicus*, *Eostaffella* ex gr. *pseudostruvei*, *E. paraprotvae*, *E. aff. postmosquensis*, *E. ex gr. varvariensis*, *Pseudostaffella antiqua*, *Ps. composita*.

Відклади світи C_2^1 виділені в літологічну пачку Б-10. За даними каротажу, у розрізі світи чітко простежується група реперних вапняків F2, яка зберігає простежуваність від Зачепилівської до всієї Гошіївської площі.

Товщина відкладів світи C_2^1 варіює від 43 до 59 м.

Світа C_2^2 . Нижня границя світи проведена по реперному вапняку G1, встановленому шляхом співставлення каротажних діаграм із розрізом Зачепилівської площі.

Літологічно світа представлена глинисто-алевритистими породами з прошарками вапняків, які добре простежуються по всій площі. У розрізі світи виділяються два пласти пісковиків, що відносяться до літологічних пачок Б-9 та Б-8.

Пласт пісковика пачки Б-9 простежується у південній частині площі; його розкрита товщина складає 15–20 м. У районі Відомого він виявлений лише в свердловині № 11 з товщиною 7 м.

Пласт пісковика пачки Б-8 розкритий у всіх свердловинах, за винятком ділянок, де він порушений скидами; товщина цього пласта становить 5–6 м.

Кернові дані для відкладів світи C_2^2 відсутні.

Загальна товщина утворень світи складає 112–133 м.

Світа C_2^3 , розкрита більшістю свердловин у повному обсязі і складена, в основному, піщаними різновидами породами, що розвинені в середній і верхній частинах геологічного розрізу. Нижня частина світи складена аргілітами з тонкими незначними прошарками алевролітів і пісковиків. Подекуди пропластки карбонатних порід добре простежуються по всій площі.

Пісковики сірі, темно-сірі і світло-сірі, тонко-дрібнозернисті, тонковерстуваті, слюдисті, з обвугленим рослинним детритом, кварцові і слюдисто-кварцові з карбонатно-глинистим цементом.

Алевроліти сірі з зеленуватим відтінком, міцні, слюдисті, з обвугленим детритом.

Аргіліти сірі, добре верстуваті, тонкослюди́сті. Літологічні різновиди порід згруповані в літологічні пачки Б-3, Б-4, Б-5, Б-6, Б-7. Нижня границя світи проводиться по добре простежуваному пласту пісковика пачки Б-7 за аналогією по Руденківській і Миколаївській площах.

Товщина відкладів світи C_2^3 – 128-187 м.

Світа C_2^4 представлена двома потужними пластами пісковиків товщиною 50–80 м і 15–35 м (літопачки Б-2 і Б-1), розділеними товщею глинистих порід з поодинокими, витриманими по площі, прошарками вапняку.

Пісковики сірі та світло-сірі, середньо–крупнозернисті, середньо зцементовані, верстуваті, слюди́сті, з нашаруванням обвугленого детриту; склад їх кварцовий, польовошпатово- або слюдисто-кварцито-кварцовий, цемент карбонатний або глинисто-карбонатний.

Аргіліти світло-сірі із слабким зеленуватим відтінком, верстуваті, тонкослюди́сті, а глини світло-сірі та сірі, ущільнені, з відбитками пелєципод, місцями піритизовані, поступово переходять у чорні вуглисті аргіліти. Нижня границя світи проведена по підшві пласта пісковика Б-2 за співставленням із Білоцерківською та Зачепилівською площа́ми.

Товщина відкладів світи складає 148-160 м.

Московський ярус (C_2m)

Відклади московського ярусу залягають на поверхні башкирського ярусу, представлені в об'ємі світ C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 , C_3^1 .

Відклади московського ярусу на Гошіївській площі виділені шляхом зіставлення з розрізами Ново-Миколаївської, Руденківської та Ново-Григорівської площ, а нижня межа проведена по основі літопачки М-6-7. У південній частині площі розріз скорочений і складається переважно з глинистих порід з малопотужними прошарками алевролітів; піщані пласти простежуються в підшві московських відкладів (М-6) товщиною 10–15 м, місцями зустрічається пласт пачки М-7 товщиною 25–30 м. У більш зануреній частині Відомої площі відклади розкриті повністю і представлені в нижній та верхній частинах переважно глинами з прошарками малопотужних пісковиків, алевролітів і поодинокими погано вираженими пропластками вапняків; середня частина розрізу складається з чергування потужних пачок пісковиків і аргілітів, усі піщані пласти згруповані в літопачки М-7—М-1. Керном відклади охарактеризовані у свердловині № 1: пісковики світло-сірі, середньозернисті, слюди́сті; аргіліти та глини зеленувато-сірі, щільні, слюди́сті. Московський ярус перекривається строкатобарвними породами тріасової системи, а його товщина коливається від 412 до 513 м.

Тріасова система (Т)

Відклади тріасової системи залягають на розмитій поверхні московських утворень і представлені піщано-глинистою, піщаною, піщано-карбонатною та глинистою товщами.

Піщано-глиниста товща складена перешаруванням пісковиків зеленувато-сірих, дрібнозернистих, кварцових, вапнистих з глинами строкатобарвними (сургучно-червоними, плямами голубувато-сірими), піщанистими.

Товщина відкладів 204-219 м.

Піщана товща представлена пісковиками світло-сірими, різнозернистими, гравелитистими.

Товщина відкладів 67-79 м.

Піщано-карбонатна товща складена чергуванням глин строкато барвних, грудкуватих з пісковиками світло-сірими, середньозернистими, кварцовими з включеннями конкрецій вапняку.

Товщина відкладів 44-56 м.

Глиниста товща складена глинами строкатобарвними (червоно-бурі, фіолетові, зеленувато-сірі, сургучно-червоні) з проверстками пісковиків сірих, кварцових, крупнозернистих, каолінізованих.

Товщина глинистої товщі 195-234 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягають на відкладах глинистої товщі тріасу. Юрська система представлена середнім і верхнім відділами.

Середній відділ (J₂)

В розрізі середнього відділу розкриті відклади байоського, батського та келовейського ярусів.

Байоський ярус (J_{2b})

Відклади ярусу представлені глинами темно-сірими до світло-сірих, піщанистими, щільними, вуглистими і пісковиками сірими, кварцовими, різнозернистими.

Товщина відкладів 96-102 м.

Батський ярус (J_{2bt})

Ярус підрозділяється на нижньо- та верхньобатський під'яруси. Нижньобатський під'ярус складений глинами темно-сірими, голубувато-сірими, піщанистими.

Верхньобатський під'ярус представлений пісковиками сірими, глинистими, слюдистими, середньозернистими з проверстками глин сірих, піщанистих, ущільнених.

Товщина відкладів батського ярусу 141-147 м.

Келовейський ярус (J_2k)

Складений глинами зеленувато-сірими, вапнистими з проверстком пісковика зеленувато-сірого кольору.

Товщина утворень ярусу – 19-22 м.

Верхній відділ (J_3)

Представлений оксфордським і кімериджським ярусами.

Оксфордський ярус (J_3o)

Відклади ярусу представлені глинами зеленувато-сірими і світло-сірими, вапнистими.

Товщина утворень – 63-77 м.

Кімериджський ярус (J_3km)

Літологічно складений в верхній частині розрізу глинами строкато барвними дуже піщанистими, в нижній частині – пісковиками світло-сірими, дрібнозернистими та вапняками зеленувато-сірими, піщанистими.

Товщина ярусу 112-140 м.

Крейдяна система (K)

Відклади крейдяної системи представлені нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (K_1)

Ранньокрейдяні відклади складені перешаруванням пісків сірих, дрібнозернистих, кварцових з пісковиками сірими, жовтуватими і глинами світло-сірими і строкатобарвними.

Товщина ранньокрейдяних відкладів складає 7-55 м.

Верхній відділ (K_2)

Пізньокрейдяні відклади представлені породами сеноманського і туронського ярусів. Сеноманський ярус (K_2s) складений переважно пісками зеленувато-сірими, глауконітово-кварцовими з прошарками кварцитовидних пісковиків і зеленувато-сірих глин.

Товщина відкладів 7-44 м.

Туронський ярус (K_2t) представлений крейдою білою писальною.

Товщина відкладів 8-66 м.

Кайнозойська ератема (Kz)

Відклади кайнозою представлені утвореннями палеогену, неогену та четвертинними відкладами.

Палеогенова система (P)

Відклади системи залягають незгідно на розмитій поверхні верхньокрейдяної товщі порід. Представлені в обсязі бучацької, київської та харківської світ.

Бучацька світа утворена пісками зеленувато-сірими, кварцово-

глауконітовими, дрібнозернистими.

Товщина відкладів 44-48 м.

Київська світа складена мергелями світло-сірими, зеленувато-сірими, піскуватими з фосфоритовими конкреціями, внизу з проверстками зеленувато-сірих, піщанистих глин.

Товща відкладів світи 33-42 м.

Харківська світа представлена пісками зеленувато-сірими, містами темно-сірими, кварцово-глауконітовими, середньо-крупнозернистими з проверстками глин світло-сірих.

Товщина відкладів 52-57 м.

Неоген+четвертинна системи (N+Q)

Нерозчленована товща неогенових та четвертинних відкладів залягає з розмивом на поверхні палеогенових утворень. Представлена вона лесовидними суглинками і глинами брунатно-сірими.

Товщина відкладів – 17-40 м.

2.2 Тектоніка.

Гошіївське родовище в регіональному тектонічному плані (за Ю.О. Арсірієм та О.К. Ципком) [3] розташоване в південній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини та приурочене до Зачепилівсько-Левенцівського протяжного валу, його західної моноклінально-зануреної частини. За схемою тектонічного районування М.П. Зюзькевича родовище належить до північно-західної частини Абазівсько-Лозівської зони прирозривних блокових піднять.

Будова цієї частини западини є складною і зумовлена інтенсивними структуроформуючими рухами, які обумовлені регіональними процесами блокової тектоніки та галокінезу, а також локальними рифтово-ковзними деформаціями. Поверхня кристалічного масиву докембрійських порід формує загальний моноклінальний схил, розчленований субмеридіональними та субширотними різнонаправленими скидами, що утворюють чергування припіднятих та занурених блоків, сходин та горстів. Внаслідок цього глибина залягання кристалічних порід коливається від -5000 до 7000 м, а стратиграфічна повнота осадового чохла варіює від значних величин у центрі западини до скорочених розрізів на периферії.

На фоні загального збільшення товщини відкладів до центру западини спостерігаються локальні аномалії, пов'язані з перервами в осадконакопиченні у пізньодевонський, пізньотурнейський, пізньонижньовізейський, передтріасовий та передкайнозойський час, а також із періодичним проявом коливальних тектонічних рухів. Додатково, тектонічна активність спричинила розвиток блоково-складчастих структур, обумовила дислокацію товщ, наявність скидів, різку змінність потужності і літології порід, що значно ускладнює стратиграфічне зіставлення розрізів свердловин.

Така складна тектонічна будова визначає специфіку залягання корисних копалин і впливає на перспективи промислового освоєння родовища.

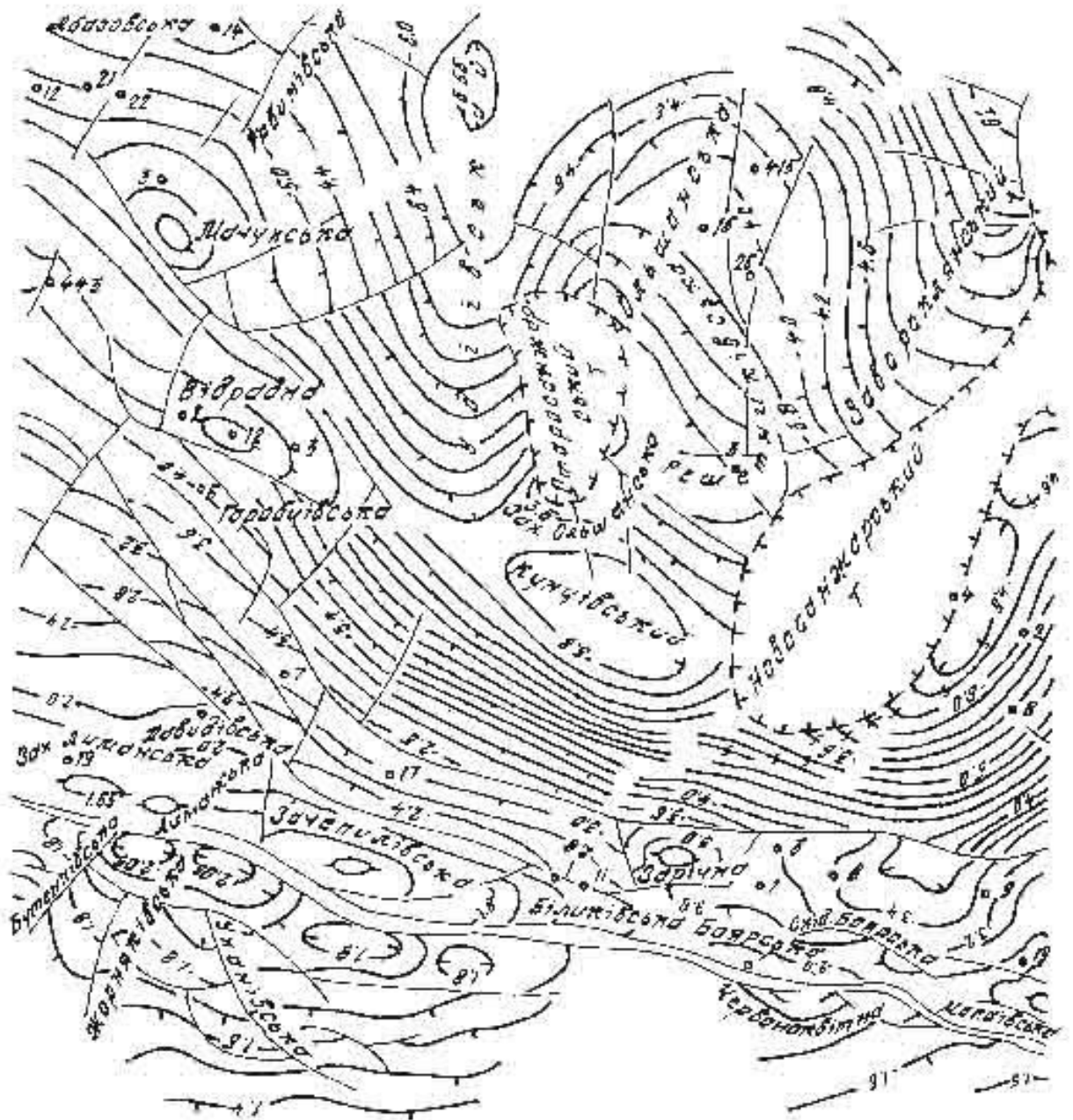


Рисунок 2.1 – Тектонічна карта району робіт
(фрагмент)
Масштаб 1:200000

Одночасно з циклічно-коливальними рухами з переважним зануренням всієї території та накопиченням значних товщ кам'яновугільних відкладів у пізньодевонський та пізнокам'яновугільний періоди суттєво проявлялися структуроформуючі фактори, які обумовили розвиток різного типу нетрадиційних і антиклінальних форм блокових структур та соляних девонських тіл. У межах осадового комплексу цієї частини западини на

території розташування родовищ простежується група структур із певним орієнтуванням, що формують протяжну структурно-тектонічну лінію облягання глибинного виступу фундаменту.

Гошіївське родовище, по нижньокам'яновугільному геологічному поверху в системі локальних структурних форм, має досить чітке площинне положення в загальному структурно-тектонічному плані і є складовою частиною Тищенківсько-Шафранівсько-Родніково-Климівсько-Новодикансько-Чкаловської зони занурених переривчасто-постседиментаційних піднять, зумовлених поєднаним проявом блокової тектоніки та галокінезу.

Після завершення девонського та нижньокам'яновугільного циклів значного накопичення відкладів територія розташування родовищ зазнала подальшого занурення з інтенсивним проявом коливальних геодинамічних рухів та періодичними підняттями, що супроводжувалися крупними передтріасовими та передпалеогеновими перервами в осадконакопиченні. Це спричинило формування моноклінальної будови значної частини території у відкладах верхньовізейського, серпуховського, середньокам'яновугільного та мезозойського віку.

За своїми морфогенетичними ознаками Гошіївське та Відоме підняття відносяться до антиклінального типу, соляного купольного класу, криптодіапірового підкласу, тектонічно порушеного виду. Умови їх формування у процесі осадконакопичення визначають їх як підняття переривчасто-постседиментаційного типу. Формування цих структур обумовлене девонським галокінезом та проявом загальних тектонічних рухів у пізньодевонський, пізньовізейський і пізньокам'яновугільний цикли осадконакопичення, а також під час завершення формування мезозойської та кайнозойської ератем.

По поверхні кристалічного фундаменту Гошіївсько-Відоме підняття представляє собою моноклінальну форму, розчленовану різноорієнтованими та різнонахиленими розривними скидовими порушеннями на ряд блоків. Геологічна будова родовища по надсольовому комплексу була детально вивчена за допомогою сейсмічних досліджень 3D та даних пошукового буріння, що дозволило уточнити стратиграфічну й структурну характеристику осадкового чохла та корисних копалин.

За даними сейсмічних досліджень 3-D ДГП «Укргеофізика» та обробки в технологічному центрі по відбиваючих сейсмічних горизонтах $IV_6 (T_1)$, $V_{b_1}^{2-2} (C_2m)$, $V_{b_2}^{3-n} (C_2v)$, $V_{b_1}^2 (C_1s_2)$, $V_{b_1}^3 (C_1s_1)$, $V_{b_3}^1 (C_1v_1)$, $V_{b_4-n} (C_1v_1+t)$, $VI_{1-n} (D_3fm)$ [3], що приурочені до нижніх частин тріасових, московських, башкирських, верхньо- і нижньосерпуховських відкладів (Гошіївське підняття) та

нижньовізейських, нижньовізейсько-турнейських, а також фаменських відкладів, Прирозломне та Відоме підняття належать до надзвичайно складних форм з різко відмінними будовами по структурно-геологічних поверхах, яким властиві свої особливості будови та нафтогазоносності.

По девонському надсольовому та нижньовізейсько-турнейському структурних поверхах зона родовищ формує нахилену моноклінальну поверхню, розчленовану серією субмеридіональних скидів східного напрямку падіння (табл. 2.3), що надає їй східчасто-блокового виду. На фоні загального моноклінального занурення до центру западини Прирозломне (відповідне по нижньосерпуховських та вищезалягаючих відкладах Гошіївському) та Відоме підняття чітко проявляються як антиклінальні форми субмеридіонального та субширотного напрямку. Окрім різноорієнтованості, вони відрізняються глибинністю, яка досягає 450 м. Так, апікальна частина Прирозломної складки по відбиваючому горизонту Vv4-п (C1v1+t) обмежується ізогіпсами -3950 та -4000 м, а Відомої — ізогіпсами -4400 та -4500 м.

За морфологією Прирозломна антиклінальна складка, по турнейсько-нижньовізейському газоносному комплексу, належить до прискидових форм. Вона контролюється основним пологим ($30\text{--}35^\circ$) крупноамплітудним (600 м) субмеридіональним скидом II-II і характеризується різко вираженою асиметрією: коротким, відносно пологим західним крилом із південною перикліналлю та видовженим, крутим східним крилом ($32\text{--}35^\circ$) із північною перикліналлю. Розміри структури складають $1,375 \times 0,75$ км з висотою 25 м відносно припіднятого блоку та $1,75 \times 0,5$ км із висотою 250 м в опущеному блоці по ізогіпсах -3950 та -4250 м, відповідно. Склепінна частина ускладнена діагональним круто нахиленим скидом (70°) з амплітудою 75–150 м, який розділяє її на два блоки, відгалужуючись в західній частині від скиду II-II, надаючи південній половині Прирозломної складки східчасто-блокову форму. Відома антиклінальна складка, що відділяється від Прирозломної незначним прогином та заходом ізогіпс більш глибоких значень в міжструктурну зону, має дещо більш виположену антиклінальну складку, розчленовану трьома круто нахиленими ($60\text{--}70^\circ$) поперечними скидами на чотири блоки. Два скиди: центральний та східний, що мають амплітуди від 50 до 150 м, падають в південно-східному напрямку та надають їй східчастої форми. Західний скид з амплітудою 35 м нахилений в північно-західному напрямку і утворює з центральним скидом припіднятий горстоподібний блок.

Для Відомої структури також характерна асиметричність, яка проявляється у видовжених формах північно-східного крила та південно-східної перикліналі і скорочених північно-західної перикліналі та південно-західного крила/ Розміри структури по замкнених ізогіпсах становлять $2,750 \times 1,250$ км:

південно-східна частина обмежена ізогіпсою -4600 м, північно-західна — ізогіпсою -4550 м; висота складки досягає 150 м відносно замкненої ізогіпси -4550 м і 400 м відносно ізогіпси -4600 м у південно-східній периклінальній частині блоку.

За даними нових сейсмічних 3-D побудов по нижньовізейському продуктивному комплексу, свердловини №№ 8, 9, 12 пробурені в різних блоках родовища: свердловина № 9 — у західному периклінальному блоці; свердловина № 12 — у південно-західному крилі; свердловина № 8 — на далекій зануреній прогнутій частині південно-східної міжструктурної зони, що охоплює східну перикліналь Відомого та занурену крилову частину Прирозломної складки, обмежену скидами IV та III.

У процесі осадконакопичення верхньовізейських відкладів відбувається повна перебудова загального структурного плану території родовищ, яка набуває менш дислокованої моноклінально-носоподібної форми, обмеженої з заходу основним 250-метровим скидовим порушенням II–II із загальним нахилом у східному та північно-східному напрямках. За своїми генетичними ознаками Прирозломне та Відоме підняття знаходяться у повному взаємозв'язку, сформовані за рахунок прояву девонського галокінезу та мають штамповий характер дії вертикальних рухів.

У зв'язку з цим, структурні плани родовищ по девонському, турнейському та нижньовізейському комплексах мають загальну конформність з окремими відмінностями. Так, західне крило Прирозломного підняття по девонському плану зрізається скидовим порушенням II–II, що надало йому форму напівантиклінальної прискидової складки з крутим зануренням східного крила (35°) та порушеністю лише на зануреній північній перикліналі східного крила. Відоме підняття порушене лише двома скидами — центральним і південно-східним, оскільки західний скид по відбиваючому горизонту VII-п знаходиться за межами структури.

Амплітуда структур значно більша — понад 200 м, тоді як по нижньовізейському продуктивному комплексу висота Прирозломної складає 25 м, а Відомої — 150 м. Довжина також дещо збільшена: Прирозломної до 2,8 км, Відомої — до 3,7 км проти 2,3 і 3,3 км відповідно. Такі зміни в амплітудності структур, їх формі та розмірах зумовлені зниженням інтенсивності прояву галокінезу по мірі накопичення відкладів з однієї сторони та більш активним підйманням зони прибортових структур і прогинанням вісьової частини западини. На загальному моноклінальному схилі по нижньосерпуховських відкладах, у його підшовній частині (відбиваючий горизонт $V_{B1}^3(C_{1S1})$), простежується лише одне Гошіївське підняття, яке розташоване гіпсометрично вище Прирозломного. За своєю

морфологією воно являє собою наскрізну девонсько-нижньосерпуховську антиклінальну складку з апікальною грабеновою частиною в районі свердловини № 14, утворену двома зустрічними скидами амплітудою 50 і 100 м та надзвичайно видовженою північною грабеноподібною перикліналлю. Розміри структур у межах грабену (ділянка св. № 14) становлять $1,85 \times 0,75$ км із висотою 75 м відносно північної перикліналі.

Відомій переривчасто-постседиментаційній складці по нижньосерпуховському геологічному поверху притаманна переважно моноклінальна форма з незначним вигином ізоліній та проявом центрального і східного скидів нижньовізейсько-турнейського структурного плану. По відбиваючому сейсмічному горизонту V_{B1}^{2-1} (C_{1S1}), приуроченому до покрівлі пласта С-21, Гошіївська антиклінальна форма набуває більш просторового вигляду і ускладнюється чотирма скидами IV_1 , VI , VII та VI_2 , які в присклепінній частині утворюють два локальних грабеноподібних блока. Внаслідок цього структура набуває східчасто-грабенової форми з короткою південною перикліналлю та надзвичайно видовженою північно-західною, зумовленою потоками девонських сольових мас в апікальну частину складки, обмежену єдиною замкненою ізогіпсою (-) 2725 м. Розміри структури значно зменшені і обмежуються лише склепінною ділянкою $2,0 \times 0,75$ км із висотою понад 25 м. Надалі Гошіївське підняття як позитивна антиклінальна складка не простежується і на структурній карті по відбиваючому горизонту V_{B1}^2 , приуроченому до підшовної частини верхньосерпуховського під'ярусу, на загальному моноклінальному фоні знаходить своє відображення у вигляді терасовидного розширення ізогіпс.

По мірі інтенсивного занурення території і підпорядкованих проявів вертикальних галокінезних рухів зона родовищ по середньокам'яновугільних відкладах відображається в розрізі як просторово носоподібна структурна форма, розчленована як виникненням значної кількості нових, так і відновленням порушень древнього закладання. Вся система розривних порушень успадковує субширотне орієнтування; від нижніх горизонтів переважає зустрічний нахил площин зміщення порід, що надає території родовищ східчасто-грабено-блоковий габітус, типовий для динаміки прояву рухів розтягання.

Аналогічна система скидових порушень, але в меншій кількості та з амплітудою 25–50 м, спостерігається по тріасовому плану із значним виположенням структурної поверхні. Траси скидових порушень, їх нахил та амплітуди визначені за даними сейсмічних побудов та підтвержені свердловинними даними, які покладені в основу побудови моделей родовищ і пасток покладів вуглеводнів для геолого-економічної оцінки.

2.3 Нафтогазоносність

Гошіївське газоконденсатне родовище, згідно існуючого нафтогазогеологічного районування Ю.О. Арсірія, Б.П. Кабишева та П.Ф. Шпака, належить до Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району і приурочене до Лимансько-Зачепилівської зони нафтогазонакопичення з полуторним структурним контролем. За існуючим районуванням території западини по переважному розвитку морфогенного типу структур, родовище віднесено, згідно схеми М.П. Зюзькевича [3], до Комишнянсько-Коломацької зони антиклінальних піднять, утворених поєднаною дією блокової тектоніки та галокінезу. Район охоплює найбільш перспективну територію осьової частини Дніпровсько-Донецької западини з великою кількістю відкритих родовищ, що характеризуються широким стратиграфічним діапазоном продуктивності від юрських до турнейських відкладів включно. Кількість поверхів нафтогазоносності та продуктивних стратиграфічних комплексів визначається умовами осадконакопичення, динамікою формування піднять та їх геоструктурним положенням.

Для Відомо-Мачухсько-Гоголівсько-Кавердинської групи родовищ, пов'язаних з підняттями переривчастого характеру, властива більш вузька стратиграфічна інтервальність промислової нафтогазоносності, що охоплює один або два комплекси — верхньовізейсько-серпуховський та турнейсько-нижньовізейський, продуктивні в даній частині району. Для родовищ Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району, а для Відомо-Мачухсько-Гоголівсько-Кавердинської зони піднять зокрема, характерний переважно склепінний і присклепінний тип пасток та поклади пластового, масивно-пластового і масивного виду.

В результаті пошукових робіт на площі встановлено два самостійних структурних поверхи з кутовою та стратиграфічною незгідністю: перший охоплює нижньовізейські, турнейські та девонські відклади, другий — нижньосерпуховські утворення. Просторове розміщення покладів газоносних горизонтів на Гошіївському та Відомому родовищах визначається літофаціальним типом порід, а продуктивні пласти стратиграфічних комплексів, з різноманітністю структурно-тектонічної складності та особливостями літофаціального типу розрізу, мають чітке просторове положення, контролюються непроникливими шарами і утворюють турнейсько-нижньовізейський та верхньовізейсько-серпуховський нафтогазоносні комплекси.

Верхньовізейсько-серпуховський комплекс включає два підкомплекси: верхньовізейський та нижньосерпуховський, причому поклади вуглеводнів нижньосерпуховського підкомплексу на Гошіївському родовищі встановлені за результатами комплексної інтерпретації геофізичних даних і підтверджені випробуванням в експлуатаційній колоні. Промислова газоносність приурочена до пластів С-17 та С-22, а продуктивність пласта С-18 визначена за даними ГДС; продуктивні пласти розташовані в інтервалі 2445,4–2835 м з загальною товщиною продуктивного підкомплексу 390 м.

За класифікацією Української нафтогазової академії (автори О.Д. Білик, Л.В. Курилюк, М.П. Зюзькевич, П.Т. Павленко) [3], що деталізує параметри визначення особливостей родовищ та покладів, Гошіївське родовище належить до складного типу, пластового класу, наложено-зміщеного переривчастого виду, а поклади — до субсклепінних, нахилених, пластових, тектонічно, літологічно або складно обмежених і порушених.

2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища

У загальній гідродинамічній системі Дніпровсько-Донецької западини Гошіївське родовище віднесене до південного гідрогеологічного району, що характеризується специфічними особливостями. Тому опис водоносних горизонтів ґрунтується на даних як суміжних площ, так і безпосередньо самого родовища, а також на загальних закономірностях руху підземних вод у центральній частині западини. Гідрогеологічні та геохімічні умови Гошіївського родовища визначаються структурно-тектонічними та літологічними особливостями розрізу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини, сформованими в процесі її геологічного розвитку [3].

Відповідно до сучасних уявлень про гідрогеологічний режим западини та сприятливі умови для нафтогазонакопичення, що визначаються потоками вод під дією гравітаційних сил з міжструктурних прогинів у напрямку валів і монокліналей, а також від центра западини до її бортів, найбільш сприятливими для накопичення флюїдів вважаються палеозойські відклади. Їхні літофаціальні та структурно-тектонічні характеристики створюють тупикові зони на шляхах руху підземних вод і газів. Беручи до уваги єдність гідрогеологічного режиму палеозойських відкладів, при визначенні гідрогеологічних та термобаричних умов були використані дані суміжних, добре вивчених площ і родовищ центральної частини западини. Ці дані базуються на численних дослідженнях, проведених у рамках пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ, а також на сучасних теоретичних

розробках, здійснених як по регіону в цілому, так і безпосередньо на Гошіївському та Відомому родовищах, а також на сусідніх Мачухському, Зачепилівському та інших об'єктах. При цьому здійснювався відбір проб підземних вод та розчиненого газу, проводилися вимірювання гідростатичних тисків та інших гідрогеологічних параметрів.

Розріз Гошіївського та Відомого родовищ за літофаціальними особливостями у поєднанні з їх геоструктурним положенням на шляхах руху флюїдів є надзвичайно сприятливим для нафтогазонакопичення. В межах прийнятої гідрогеологічної зональності він охоплює зони активного та сповільненого водообміну.

Зона активного водообміну включає водоносні комплекси кайнозойських і верхньомезозойських відкладів і характеризується низькою мінералізацією вод (до 3,0 г/л) з сульфатно-натрієвим або гідрокарбонатно-натрієвим складом. Водоупором цієї зони є оксфордські або батські глини. Основним водоносним горизонтом, який використовується для водопостачання та побутових потреб, є водоносний горизонт бучацької світи, пісковики якої в районі родовищ розкриті на глибинах 40–72 м. Води цього горизонту прісні, з мінералізацією до 1,0 г/л, переважно гідрокарбонатно-хлоридно-натрієвого складу.

Сеноман-нижньокрейдовий – верхньоюрський водоносний комплекс відокремлений від бучацько-канівського горизонтів крейдяно-мергельними породами верхньої крейди. Він приурочений до різнозернистих пісків та пісковиків і за хімічним складом вод відноситься до гідрокарбонатно-хлоридно-натрієвого типу з мінералізацією від 0,33 до 3,1 г/л, в середньому 1,0–1,5 г/л. Комплекс використовується для водопостачання різних об'єктів народного господарства.

Водоносні комплекси нижньої гідрогеологічної зони суттєво відрізняються від верхньої за хімічним складом та гідродинамічними властивостями. В процесі геологічного розвитку Дніпровсько-Донецької западини сформувались умови високої закритості надр, що забезпечило збереження зон сповільненого водообміну на значних територіях басейну. Верхньо- та середньоюрська глиниста товща розділяє два гідрогеологічні поверхи.

Друга гідрогеологічна зона – зона сповільненого режиму – включає водоносні комплекси, що містять води хлоркальцієвого типу за В.І. Суліним, зокрема середньоюрський, тріасовий, середньо- та нижньокам'яновугільний комплекси.

Середньоюрський водоносний комплекс приурочений до товщ пісків, пісковиків та алеволітів, які розділяються глинами батського ярусу. Води

комплексу відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 5–40 г/л.

Тріасовий водоносний комплекс залягає в пісках і пісковиках з прошарками глин та алевролітів. Верхній водоупор комплексу формують глинисті товщі верхньої частини, нижній – піщано-глинисті товщі тріасу. Водоносність комплексу відносно висока. Води хлоркальцієвого типу, мінералізація – близько 130 г/л, ступінь метаморфізації вод – 0,78–0,88. Води збагачені мікрокомпонентами: йод – 3,5 мг/л, амоній – 30 мг/л, бром – 240 мг/л (за даними свердловин №№ 5, 10 Машівського родовища).

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс включає відклади башкирського та московського ярусів. Водовмісні породи представлені пісковиками та алевролітами потужністю 5–20 м, іноді до 80 м, розділеними пачками слабопроникних порід. В межах родовища комплекс практично не вивчений. Водовмісні породи включають теригенні та карбонатні відклади – пісковики, алевроліти, вапняки, що залягають прошарками в товщі глин та аргілітів. Комплекс досліджувався в свердловині № 1 Солохівського родовища (інтервал 2021–2024 м), на Опішнянській площі – свердловини №№ 5 (Б-7), 22, 23 (Б-8-9), на Матвіївському родовищі – свердловина № 3 (Б-12). Води хлоридної групи (хлоркальцієвого типу за В.А. Суліним) з низьким вмістом сульфатів, коефіцієнт метаморфізації – 0,78–0,82. Колекторські властивості пісковиків зменшуються з глибиною, води напірні.

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс в межах Гошіївського та Відомого родовищ вивчений слабо. Отримана одинична проба води із серпуховських відкладів (св. № 1, інтервал 2360–2366 м). Комплекс включає відклади турнейського, візейського та серпуховського ярусів і представлений чергуванням теригенних порід – аргілітів, алевролітів, пісковиків з незначною кількістю вапняків.

Потужні пласти та пачки вапняків зосереджені переважно у верхній частині турнейського ярусу. Водовмісні породи представлені переважно пластами різнозернистих пісковиків, що нерівномірно розповсюджені серед глинистих порід. Вся товща нижньокам'яновугільних відкладів характеризується літологічною мінливістю: більшість пластів пісковиків у межах локальних структур різко змінюються щільними алевролітами або глинистими породами. Водовмісні горизонти нижньокам'яновугільного комплексу відзначаються високим напором, проте їх водозбагаченість невисока і з глибиною зменшується, тоді як мінералізація зростає. Сольовий склад вод переважно хлоридний, менш поширені сульфати та карбонати.

Водоносні горизонти нижньокам'яновугільних відкладів випробовувались на різних площах та родовищах у діапазоні глибин 1971–4820 м (Абазівське, Семенцівське, Макарцівське, Гошіївське, Руденківське

родовища та Підгорянська, Шкурупіївська площі).

Візейський та турнейський водоносні комплекси випробовувалися на Відомому родовищі в свердловинах №№ 8 та 12. У свердловині № 8 проведено випробування п'яти об'єктів. З першого об'єкта (інтервал 5224–5215 м, Т-1а) отримано газ з водою: дебіт газу – 106 тис. м³/добу через 4 мм діафрагму, дебіт води – 27 м³/добу. Найбільш показові пластові води отримані в свердловині № 12. Для дослідження води планувалося випробування 2-го об'єкта (4683–4673 м). З цього інтервалу зафіксовано приплив пластової води густиною 1,244 г/см³ дебітом 11,5 м³/добу через 6 мм штуцер з незначним вмістом газу. Горизонт представлений карбонатними пісковиками пористістю 5–8 %.

Протягом тривалого часу (24.12.1986–14.04.1988) через негерметичність колони VI об'єкт спільно з V та IV об'єктами (інтервали 4475–4460 м, 4550–4533 м, 4498–4488 м, горизонт В-26) знаходився у випробуванні. Горизонт представлений кварцовими пісковиками темно- і світло-сірого кольору, дрібно- та грубозернистими, тріщинуватими, неоднорідними. Пористість пісковиків за лабораторними даними складає 3,7–12,2 %. Після заміни розчину на воду свердловина почала працювати газом і пластовою водою густиною $\rho = 1,193$ г/см³. Дебіт води через 5 мм штуцер склав 2,4 м³/добу, а після установки цементного мосту – 22 м³/добу із слабким виділенням газу. За результатами термо- та дебітометрії встановлено, що вода в свердловинах №№ 8 і 12 надходить із горизонтів Т-1 та В-26 і є високомінералізованими, високометаморфізованими розсолами з мінералізацією до 334 г/л.

Зростання мінералізації супроводжується мінливістю мікрокомпонентів. Наприклад, вміст йоду становить 170,28–184,14 мг/л у свердловині № 8 та 46,02–148,18 мг/л у свердловині № 12, що значно перевищує кондиційне значення (10 мг/л). Аналогічно, концентрації Na⁺, К та Mg перевищують промислові показники у декілька разів (Таблиця 2.1).

Таким чином, води Відомого родовища перспективні для вилучення супутніх корисних компонентів (J, К, Mg) із нижньокам'яновугільних відкладів. Проте високі концентрації елементів не визначають їх промислову придатність. Водночас водовміщуючі породи серпуховського ярусу на Гошіївському родовищі не випробувані, а їх характеристика базується на свердловині № 1 Гошіївська, що знаходиться поза ліцензійною ділянкою. За аналізами відібраних проб вода належить до хлоркальцієвого типу, а вміст супутніх компонентів (J, К, Mg, Br) не перевищує допустимі норми, тому перспектив видобутку цих компонентів на Гошіївському родовищі немає.

Таблиця 2.1 – Хімічний склад і фізичні властивості пластових вод Гошіївського родовища

№ пп	№ св.	Вік	Інтервал випробування, м	Дебіт м³/добу	№ проби	Пластовий тиск, МПа	Питома вага (густина) води, г/см³		Температура пластова, °С	Вміст іонів (мг/л)											— ℓ	— ℓ	Тип води (по В.А. Суліну)	
							в пластових умовах	в стандартних умовах, при 20°C		Мінералізація, г/л	Na'+K'	Ca''	Mg''	Cl'	SO₄'	HCO₃'	NH₄'	B	I'	Br'				Fe
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	1	C-22	2360-2366	-	-	-	-	1109	-	159,60	49875,96	9322,01	1710,18	98304,92	2,06	109,8	131,06	6,83	9,33	130,59	-	0,78	-	хлоркальцієвий
2	8	B-26г	5185-5177,5	1,2	4961	-	1050	1113	142	157,74	25673,29	22704,92	5990,02	97029,90	3,29	335,50	167,65	29,89	170,28	35,74	246,22	0,41	-	хлоркальцієвий
3	8	T-1a	5224-5215	-	4834	71,83	1080	1140	144	199,33	40106,94	29091,62	4224,51	125256,78	1,65	646,60	230,40	14,80	184,14	166,09	570,82	0,49	-	хлоркальцієвий
4	12	B-26a	4475-4460	2,4	4546	65,13	1148	1200	126	280,31	68579,10	29687,26	6304,84	176418,00	відс.	402,60	252,18	42,98	49,02	144,87	-	0,60	відс.	хлоркальцієвий
5	12	B-26a	4475-4460	-	4567	-	-	1193	126	272,19	73801,02	17911,31	8886,82	171125,46	-	463,60	255,31	34,89	46,02	151,16	496,44	0,66	-	хлоркальцієвий
6	12	B-26a	4475-4460	-	4570	-	-	1187	126	250,65	71313,11	17119,65	9487,28	167597,10	-	536,80	236,94	39,15	49,02	170,06	612,28	0,66	-	хлоркальцієвий
7	12	B-26г	4578-4567	-	4436	68,30	1126	1177	128	250,12	45424,31	37535,80	7777,29	158776,20	відс.	616,10	242,45	37,59	131,48	137,96	923,88	0,44	відс.	хлоркальцієвий
8	12	B-26г	4578-4567	-	4437	68,30	1147	1199	128	271,48	58653,45	40282,32	2715,86	169361,28	відс.	463,60	293,88	43,52	148,18	137,96	722,67	0,54	відс.	хлоркальцієвий
9	12	B-26г	4578-4567	-	4472	68,30	-	1198	128	262,98	47786,18	38098,65	9157,03	167587,10	-	-	288,37	30,28	146,61	157,07	877,05	0,44	відс.	хлоркальцієвий
10	12	B-26г	4578-4567	-	4217	68,30	-	1206	128	286,82	64393,79	42621,95	1265,35	178173,60	20,58	347,70	333,42	14,95	143,81	151,95	898,22	0,56	0,0002	хлоркальцієвий
11	12	T-16	4683-4673	-	4118	-	1190	1244	132	327,10	64484,64	53270,83	3971,82	205111,73	13,99	250,10	326,72	36,04	134,98	144,35	1251,81	0,48	відс.	хлоркальцієвий
12	12	T-16	4683-4673	-	4131	-	1187	1241	132	334,05	68552,19	54479,24	2260,85	208588,20	9,05	158,60	319,05	34,50	140,72	124,69	1094,34	0,51	відс.	хлоркальцієвий
13	12	T-16	4683-4673	-	4113	-	-	1231	-	282,08	48271,02	53371,53	2932,99	177299,97	1,65	201,30	304,66	39,56	149,06	108,26	1276,73	0,42	відс.	хлоркальцієвий

2.5 Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів за керном і гдс

Інтервали проходки з відбором керна по продуктивних пластах визначалися на основі промислово-геофізичних досліджень та контрольного заміру бурового інструменту з прив'язкою вибою до розкритого розрізу.

Фактичні інтервали відбору керна уточнювалися в процесі оперативної обробки промислово-геофізичних даних по свердловинах, і за потреби вносилися корективи до глибин його підняття. При комплексній обробці геолого-геофізичних матеріалів відмінності порід у керні розташовувалися відповідно до інтервалів, визначених за геофізичними параметрами розрізу.

У випадку серпуховських відкладів зміни до фактичних інтервалів відбору керна та розміщення відмінностей порід у його інтервалі при комплексній обробці геолого-геофізичних матеріалів не проводилися.

2.5.1. Методика вивчення фізико-літологічних властивостей порід-колекторів продуктивних пластів

Відомості про фізико-літологічні властивості порід продуктивних пластів Гошіївського родовища базуються на лабораторних дослідженнях керна та висновках ГДС свердловин. Для всіх зразків визначалися відкрита пористість, газопроникність, карбонатність, а також проводився літолого-петрографічний опис шліфів. Реперні горизонти та колекторські пласти корелювалися за комплексом ГДС: за від'ємними аномаліями ПС, зменшенням діаметра свердловини від номінального, позитивним прирощенням мікропотенціалу над мікроградієнтним зондуванням, низькими значеннями гамма-активності та трьохшаровими кривими БКЗ.

Лабораторні дослідження проводилися за стандартними методиками: пористість – методом капілярного насичення зразків гасом у вакуумі на чотирьох режимах; газопроникність – на апараті ГК-5; карбонатність – ваговим методом; гранулометрія – ситовим методом; літолого-петрофізичні властивості – за шліфами під мікроскопом.

При підготовці матеріалів для підрахунку запасів враховувалися всі лабораторні дані по газонасичених і водонасичених частинах продуктивних розрізів, відібраних у межах ліцензійної ділянки. Виключалися лише інтервали, ущільнені за даними ГДС.

Продуктивні пласти досліджені керном не повністю: для серпуховських горизонтів С-17, С-18, С-22 керн не відбирався. У свердловині № 8 керн

відібраний у водоносній частині горизонту С-21. Нижня межа пористості та проникності, необхідна для вилучення газу та конденсату, встановлена за петрографічними даними та лабораторними дослідженнями сусідніх родовищ (Руденківського, Ново-Миколаївського) і складає для серпуховських відкладів: пористість – 9%, проникність – $1,0-1,0 \times 10^{-15}$ м², газонасиченість – 54%.

2.5.2. Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів продуктивних пластів

Газоносність Гошіївського родовища зосереджена в продуктивних пластах С-17, С-18 і С-22 нижньосерпуховського під'ярусу нижньокам'яновугільних відкладів. Продуктивні пласти керном не охарактеризовані повністю. Як зазначалося раніше, керн відібраний у свердловині № 8 на інтервалі 2904–2920 м (від -2809,5 до -2825,4 м), проходка з відбором керна становила 10,8 м, винос – 5,8 м.

Загалом на Гошіївському та Відомому родовищах було відібрано 1371 м керна, що становить 3,7 % від сумарних глибин усіх свердловин. Винос керна склав 593 м (43 % від проходки з відбором). Більшість матеріалу отримано з заглинених та ущільнених частин покладів.

Пласт С-17: керн не відібраний; літологічно представлений 1–2 прошарками пісковика товщиною 1,0–3,6 м, проникна товщина – 1,4–3,0 м. У свердловині № 16 пласт водонасичений, продуктивний лише у свердловині № 6. За даними ГДС, товщина пісковика – 3,6 м, ефективна газонасичена – 3,0 м, пористість – 18 %, газонасиченість – 90 %. У свердловині № 16 водонасичена товщина – 1,4 м, пористість – 18 %.

Пласт С-18: керн не відібраний; розкритий свердловинами №№ 6, 10, 11, 12, 16. Продуктивний лише у свердловині № 6. За ГДС, представлений 1–6 прошарками пісковиків товщиною 1,6–15,2 м, ефективна товщина 0,6–12,8 м. У свердловинах №№ 10, 11, 12, 16 пласт водонасичений з пористістю 12–19 %. У свердловині № 6 газонасичена ефективна товщина – 0,6 м, пористість – 14,5 %, газонасиченість – 59 %. Водонасичена частина ефективно складає 9,6 м, пористість – 14,5–18 %.

Пласт С-22: керн не відібраний у продуктивній частині; у свердловині № 14 керн отримано з ущільненої частини, літологічно представлений темно-сірими, міцними аргілітами. Водонасичена та продуктивна частини розкриті свердловинами №№ 6, 8, 9, 11, 12, 16. Пласт складається з ритмічного чергування пісковиків, аргілітів та алевролітів; сумарна товщина піщаних тіл

– 2,4–10,0 м. За даними ГДС – 1–6 прошарків пісковиків, ефективна товщина 2,0–8,8 м. У свердловинах №№ 6, 8, 9, 12, 16 – водонасичений, у свердловині № 11 – газонасичений.

У свердловині № 11 газонасичений пласт представлений 6 прошарками глинистих пісковиків, загальна товщина 1,0–2,8 м, ефективна – 1,0–2,4 м. Сумарна товщина газонасичених пісковиків – 10 м, ефективна – 8,8 м. Пористість коливається 9–19 %, газонасиченість – 70–94 %.

Колекторські петрофізичні дослідження порід продуктивних пластів нижньосерпуховського ярусу встановили граничну пористість – 9 %. Фізичні властивості колекторів наведені в таблиці 2.2.

2.5.3. Літолого-петрографічні властивості порід-покришок

Просторове розміщення вуглеводневих покладів Гошіївського родовища визначається наявністю в розрізі фанерозою як потужних, чітко виділених покришок різного літологічного складу, так і малопотужних (20–50 м) непроникливих пачок всередині продуктивних горизонтів.

Зокрема, нижньосерпуховський нафтогазоносний підкомплекс у межах родовища, у складі пластів С-17 та С-18, підпорядковується зональній покришці. Вона охоплює верхньосерпуховський підкомплекс карбонатно-глинистої частини розрізу, представлений V–VIII мікрофауністичними горизонтами літопачок С-3–4 та С-8–9, а також формування верхньої частини нижньосерпуховського під'ярусу (літопачки С-15–16).

Крім того, флюїдоупором для покладів слугують невеликі за товщиною (20–50 м) алевроліто-аргілітові пачки, розвинені в межах верхньосерпуховських відкладів.

Щодо газоносного пласта С-22, його поклад контролюється ущільненими алевроліто-глинистими відкладами літопачок С-19–20 та С-21, а також власною глинисто-алевритовою товщею, що містить газоносний пласт.

За складом непроникливі породи представлені ритмічним чергуванням алевролітів і аргілітів із невеликими прошарками вапняків. Вони класифікуються як регіональний флюїдоупор переважно гідрослюдистого складу, із підвищеними (клас В) екрануючими властивостями та тиском прориву до 8 МПа (за О.О. Ханіним).

Таким чином, чітко виражені глинисті покришки, що перекривають газоносну частину та продуктивний розріз, формують резервуар типу «покришка–колектор–підложка» (П-К-П), що є характерним для шаруватих відкладів із підпорядкованим розвитком проникних порід-колекторів.

Таблиця 2.2 – Відомості про фізичні властивості колекторів
Гошіївського родовища [3].

№ св.	Інтервал пласта, м	Загальна товщина пласта, м	Загальна товщина пісковика (вапняка), м	Ефективна газонасичена водонасичена товщина, м	Лабораторні значення			ГДС	
					відкрита пористість, %	газопроникивість	карбонатність	пористість, %	газонасиченість, %
1	2	3	4	5	кіл-ть визначень	кіл-ть визначень	кіл-ть визначень	9	10
6	2980,0-2982,4	2,4	2,4	= 2,4	-	-	-	9,0	-
8	3260,0-3264,8	4,8	4,8	= 3,0	-	-	-	12,0	-
9	3100,8-3104,6	3,8	3,8	= 3,0	-	-	-	11,5-13	-
11	2824,0-2835,0	11,0	10,0	<u>8,8</u> -	-	-	-	9-19	70-94
12	3052,6-3060,0	7,4	7,4	= 4,8	-	-	-	12,5-14	-
16	2870,0-2873,8	3,8	3,8	= 1,8	-	-	-	10,5	-

Отже, на Гошіївському родовищі створені всі морфогенетичні умови для формування пластового резервуару, здатного акумулювати промислові поклади вуглеводнів.

2.6 Фізико-хімічна характеристика газу і конденсату.

Серпуховські відклади Гошіївського родовища вивчали під час оцінки продуктивності пошукових свердловин № 6 і № 11 у пластах С-17 (інтервал випробування 2445–2449 м) та С-22 (інтервал випробування 2824–2834 м), в ході яких було отримано припливи газу.

Результати визначення компонентного складу та фізико-хімічних характеристик газів за період досліджень наведені у таблиці 2.3.

Поклади пластів С-17 і С-22, досліджені свердловинами № 6 та № 11, мають подібний склад газу, що відноситься до метанового типу. Відносна густина газу становить 0,663–0,688. Вміст метану коливається в межах 83,81–86,42 %, а гомологи метану складають 10,27–14,49 %. Відношення метану до суми гомологів, або показник сухості вуглеводневих газів ($\text{CH}_4/\sum\text{ВВ}$), варіює від 5,78 до 8,37.

Невуглеводнева частина газу представлена азотом у кількості 0,61–2,32 %, діоксидом вуглецю – 0,34–1,45 %, та гелієм – 0,016–0,061 %.

Водень – відсутній.

Таблиця 2.3 – Властивості та компонентний склад вільних газів Гошіївського родовища [4].

Індекс продуктивного горизонту	№ св.	Інтервал відбору, м	Відносна густина	Абсолютна густина кг/м ³	Склад газу, % об.													Теплота згорання	CH ₄ В.В.
					вуглеводневі								невуглеводневі						
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C _{6+В}	CO ₂	N ₂	H ₂	He			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
С-17	6	2445-2449	0,663	0,799	85,94	4,21	5,39	0,23	0,32	0,12		-	1,45	2,32	відс.	0,018	36,70	8,37	
С-17	6	2445-2449	0,688	0,829	83,81	6,37	6,24	0,53	0,88	0,21	0,20	0,06	0,34	1,34	відс.	0,016	39,50	5,78	
С-22	11	2824-2834	0,672	0,810	86,42	6,28	3,69	0,47	1,13	0,51	0,40	-	0,43	0,61	відс.	0,061	39,02	6,92	

Малі глибини залягання та відповідно низькі значення пластових тисків і температур істотно впливають на склад газоконденсатних систем і на властивості рідких вуглеводнів C₅+ і вище. Ці характеристики визначаються як фазово-ретроградними процесами, так і особливостями формування та збереження покладів.

Газоконденсатні поклади пластів С-17 і С-22 розташовані на невеликих глибинах та містять легкі конденсати з густиною 746,7–767,1 кг/м³ і молекулярною масою 112,5–113,9 (таблиця 2.4). Ці рідини є легкокорухомими, безбарвними або світло-жовтими, з кінематичною в'язкістю 1,06–1,25·10⁻⁶ м²/с при 20 °С. Вміст парафіну і асфальто-смолистих речовин дуже низький — від слідів до 0,16 % і 0,31–0,40 % відповідно.

Фракційна перегонка конденсатів із свердловин № 6 та 11 показує, що 60–79 % припадає на бензинові фракції, що википають при температурах 35–47 °С до 200 °С, при цьому 87–91 % википають до 300 °С.

Газові конденсати, подібно до нафти, використовуються як сировина для виробництва моторного палива та вуглеводневого синтезу. Основний варіант переробки конденсатів Гошіївського родовища — паливно-мастильний, з отриманням компонентів автомобільного бензину та мастил.

Склад пластових газоконденсатних систем визначався шляхом вивчення газів, отриманих при сепарації, дегазації та дебутанізації, а також розрахунку потенційного вмісту вуглеводнів C₅+ і вище на основі конденсатогозових факторів (КГФ), отриманих у промислових умовах.

За результатами промислових і лабораторних досліджень були визначені: склад пластового газу, потенційний вміст у ньому вуглеводнів C₅+ і вище, етану, пропану, бутанів, а також концентрація неуглеводневих газів (гелій, азот, діоксид вуглецю). Крім того, встановлено фізико-хімічні характеристики конденсату, його коефіцієнт усадки та конденсатний фактор (табл. 2.5).

Дослідження свердловин на конденсатність проводилися за допомогою малої термостатичної сепараційної установки ЛГКМ-3, яка входить до складу пересувної газоконденсатної лабораторії ЛПГ-1М. Відібрані проби аналізували фахівці Полтавської комплексної тематичної партії та ЧВ УкрДГРІ.

Конденсатний фактор для свердловини № 6 (горизонт С-17), яка працювала через трубний простір, становив 517,1 см³/м³, а коефіцієнт усадки — 0,65.

Таблиця 2.4 – Фізико-хімічна характеристика конденсатів Гошіївського родовища [4].

Горизонт	№ св.	Інтервал відбору, м	Густина кг/м ³	Кінематична в'язкість, 10 ⁻⁶ м ² /с	Фракційний склад, об'ємн. %										Вміст компонентів, % ваг.				Груповий вуглеводневий склад фракцій П.К. - 200°С			Молекулярна маса	
					П.К., °С	100 °С	150°С	200°С	250°С	300°С	350°С	К.К.		залишок	сірка	асфальтени	смоли	сицікагелєві	парафіни	арени	нафтени		алкани
												об. %	°С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
С-22	11	2824-2834	767,1	1,06	35	28	65	79	86	91	-	92	310	3	н/в	0,02	0,38	сліди	-	-	-	112,5	

Газоконденсатні властивості продуктивних пластів Гошіївського родовища визначалися на основі досліджень свердловин № 6 та № 11, які розкривали пласти С-17 (інтервал 2445–2449 м) і С-22 (2824–2834 м) відповідно. Під час випробувань були отримані припливи газу.

Пласт С-17 (свердловина № 6) містить газ метанового типу з вмістом метану 78,94–79,51 %, вуглеводні групи етан-пропан-бутан складають 14,13–16,24 %: етан – 6,54–6,69 %, пропан – 5,49–7,58 %, ізо-бутан – 0,76–0,78 %, нормальний бутан – 1,19–1,34 %. Вміст пентанів і вуглеводнів С₆₊ складає 3,23–4,73 %. Невуглеводневі компоненти представлені азотом та рідкісними газами (1,26–1,49 %) та СО₂ (0,14–0,33 %). Середній вміст конденсату становить 170,51–214,2 г/м³, що у перерахунку на сухий газ дорівнює 176,15–225 г/м³.

Методика малих відборів газу могла призвести до завищення конденсатоголового фактора (КГФ), що підтвердилося двофазним станом пластової системи. Невідповідні умови відбору, зокрема швидкість потоку та депресія в привибійній зоні, знижують достовірність результатів. Тому для підрахунку запасів використано потенційний вміст вуглеводнів С₅₊ 170,51 г/м³.

Пласт С-22 (свердловина № 11) під час випробування на 7,99 мм діафрагмі дав дебіт газоконденсатної суміші 171,6 тис. м³/добу, КГФ сирого конденсату – 133,2 см³/м³, коефіцієнт усадки – 0,78. Розрахунковий склад газу: метан – 83,03 %, етан – 7,94 %, пропан – 4,24 %, бутани – 1,37 %, пентани – 1,59 %. Із неуглеводневих компонентів – азот і гелій 1,377 %, СО₂ – 0,40 %. Відносна густина газу – 0,709. Потенційний вміст С₅₊ – 66,65 г/м³ (сухий газ – 67,26 г/м³).

Отримані результати сумнівні через порушення оптимальних умов роботи свердловини, зокрема низьку швидкість конденсатоголового потоку (0,2 м/с), що призвело до неповного винесення вуглеводневої суміші.

Малі глибини залягання продуктивних пластів, а також низькі значення пластових тисків і температур суттєво впливають на склад газоконденсатних систем. Вони характеризуються як конденсатні з середнім рівнем конденсатонасичення. Для оцінки запасів пласта С-22 доцільно використовувати дані пласту С-17, з потенційним вмістом вуглеводнів С₅₊ 170,51 г/м³.

Невеликі глибини залягання продуктивних пластів С-17 і С-22 і зв'язані з ними низькі значення пластових тисків та температур суттєво впливають на склад досліджуваних газоконденсатних систем, що характеризуються як конденсатні із середнім рівнем конденсатонасичення.

Таблиця 2.5 – Склад пластового газу Гошіївського родовища [4].

Горизонт	№ св.	Інтервал відбору, м	Склад пластового газу, $\frac{\text{мольн, \%}}{\text{г/м}^3}$									Молекулярна маса	Густина		Молярна доля газу		Потенційний вміст $C_{5+в}$	
			Метан	Етан	Пропан	Ізо-бутан	Н-бутан	Пентани + вищі	Гелій	Азот	Диоксид вуглецю		кг/м ³	відносна	Сепарації	сухого (без C_{5+})	на сухий газ, г/м ³	на пластовий газ, г/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
С-22	11	2824-2834	83,03	7,94	4,24	0,45	0,92	1,59	0,06	1,37	0,40	20,54	0,854	0,709	-	0,984	67,26	68,35
			556,30	99,25	77,59	10,89	22,26	66,65	0,10	16,03	7,32							

Примітка: * – склад пластового газу рекомендований до підрахунку запасів.

3. Геологорозвідувальні та промислові роботи.

3.1 Методика пошуково-розвідувальних робіт.

Підґрунтям для організації геологорозвідувальних робіт на Гошіївській та Відомій площах з метою пошуків нафти й газу в кам'яновугільних та девонських надсолевих відкладах стали результати тематичних досліджень. На основі цих досліджень було спрогнозовано існування геологічних передумов розвитку на території Зачепилівського моноклінального схилу занурених переривчасто-консидиментаційних піднять [4].

Їх перспективність визначалась тим, що в межах власне Зачепилівської площі було встановлено широкий стратиграфічний інтервал нафтогазоносності, який охоплює башкирські, серпуховські, візейські, турнейські та надсолеві девонські відклади.

Геологічна будова Гошіївського родовища була досліджена методом сейсмозвідки. На основі цих досліджень, а також результатів розвідувального буріння на Зачепилівському родовищі, було складено структурну схему району проектних робіт по башкирському вапняковому реперу середнього карбону. Внаслідок цього на північний схід від Зачепилівського підняття було виділено значну структурну терасу — Гошіївське підняття. З урахуванням тематичних побудов розроблено геологічний проект параметричного буріння з метою перевірки існування геологічних передумов нафтогазонакопичення в межах південного моноклінального схилу, розташованого північніше Зачепилівського родовища.

Параметрична свердловина № 1, запроектована на глибину 2500 м і орієнтована на горизонт S_1 , була пробурена відповідно до геологічного проекту параметричного буріння у склепінній частині Гошіївського підняття. Її основним завданням було здійснення пошуків тектонічно екранованих покладів нафти й газу в межах Північнозачепилівської монокліналі, а також детальне вивчення її геологічної будови.

Свердловина була заглиблена до проектної позначки та завершена бурінням на відмітці 2524 м. Її вибій залягає у відкладах нижнього візе нижнього карбону. Промислово-геофізичні дослідження визначили доцільним випробування горизонту в інтервалі 2366–2360 м (візейські відклади). Під час випробування отримано слабкий приплив парафінистої нафти та мінералізованої води з підвищеним вмістом розчинного газу. Це дало змогу встановити прямі ознаки нафтогазоносності значного Гошіївського моноклінального елемента, що простягається в межах північного крила Потічансько-Зачепилівської зони антиклінальних структур.

Свердловину було припинено за геологічними причинами, однак її залишили у статусі спостережної без виконання ліквідаційних робіт.

Отримані припливи нафти з нижньовізейських відкладів у свердловині № 1, разом із результатами сейсморозвідувальних досліджень і близьким розташуванням Гошіївської площі до Зачепилівського нафтогазового родовища, стали підставою для розгортання пошуково-розвідувального буріння. Його метою було виявлення можливих покладів нафти й газу у відкладах візейського і турнейського ярусів на глибинах 2500–3800 м, а також оцінка газозносності девонського надсольового комплексу.

На Гошіївській площі планувалося буріння свердловин №№ 2, 3, 4, 5, 6, 8 із проектними глибинами 3200–4200 м для розкриття кам'яновугільних відкладів на повну товщину, а також параметричної свердловини № 7 глибиною 4500 м з метою розкриття девонських відкладів.

Свердловина № 2 була закладена в окремому блоці, який залягав вище відносно блоку свердловини № 1. Її проектна глибина становила 3200 м, а цільовим горизонтом були нижньовізейські відклади. Основною метою буріння було детальне геологічне вивчення цього ізольованого структурного елементу. Свердловину спроектували на відстані 1750 м у південно-східному напрямку від свердловини № 1.

Під час буріння на глибині 2705 м були розкриті відклади верхнього візе нижнього карбону. Подальше поглиблення стало неможливим через постійні обвали стінок свердловини, тому її довелося ліквідувати з технічних причин, не досягнувши проектної глибини.

Параметрична свердловина № 7, спочатку запроєктована на глибину 4800 м і орієнтована на горизонт C_1 , була закладена приблизно за 6000 м на північ від Зачепилівського нафтогазового родовища. Її буріння передбачало регіональне вивчення геологічної будови та нафтогазоносності нижньовізейських і турнейських горизонтів у межах південного схилу Дніпровсько-Донецького грабена [3].

У подальшому проектну глибину свердловини № 7 збільшили до 5300 м (D_3fm) для максимально можливого розкриття девонських відкладів, пошуку девонської солі та вивчення геології й нафтогазоносності тектонічної зони Сагайдак–Руденківка. Фактично свердловину завершили на глибині 4966 м, оскільки технічні умови не дозволили досягти проектної глибини. Після спуску експлуатаційної колони буріння було завершено.

У результаті виконаних робіт зі свердловини № 7 отримано нові дані щодо геологічної будови регіону, стратиграфії осадових товщ, особливостей девонських порід та наявності в них колекторів. Вперше в межах Дніпровсько-Донецької западини з девонських відкладів було отримано фонтан газу, що

підтвердило їхню промислову нафтогазоносність у Руденківсько-Сагайдацькій зоні. Свердловина виконала своє геологічне завдання й була ліквідована як нерентабельна.

Після буріння свердловин № 1, 2 і 7, а також після завершення сейсмічних робіт МСГТ, результати яких істотно змінили уявлення про геологічну структуру Гошіївської площі, було розроблено новий проєкт пошукового буріння.

Новим проєктом передбачалося буріння шести свердловин — №№ 3, 4, 5, 6, 8, 9 — на проєктні глибини 4300, 4950, 4400, 4900, 4500 і 4950 м відповідно.

Свердловину № 3 було запроєктовано в межах окремого локального Давидівського склепіння, тоді як свердловини №№ 4, 5, 6 і 9 — у межах самостійних північних блоків Гошіївської структури, розташованих на різних гіпсометричних рівнях.

Свердловина № 3 була спроектована на глибину 4300 м (D) з метою розкриття похованого Давидівського склепіння. Її закладення планувалося на відстані 3075 м на північний захід від свердловини № 7, у зоні, де очікувалося виявлення склепінних покладів, пов'язаних із девонськими відкладами.

За результатами буріння, після досягнення глибини 4800 м, перспективні в нафтогазоносному відношенні об'єкти не були встановлені. Свердловина потрапила в несприятливі геологічні умови, виконала свою геологічну функцію й була ліквідована за геологічними причинами.

Свердловина № 4 з проєктною глибиною 4950 м (D) була закладена в окремому блоці на відстані 1375 м на північний захід від свердловини № 7 для розкриття девонських відкладів у більш сприятливих геологічних умовах.

Під час буріння було перетнуто крупноамплітудний скид у серпуховських відкладах із амплітудою до 500 м. Девонська частина розрізу характеризувалася повною відсутністю пластів-колекторів. Пісковикові пласти, аналогічні тим, з яких у свердловині № 7 був отриманий промисловий приплив газу, у свердловині № 4 не були виявлені. Таким чином, попри досягнення проєктної глибини та розкриття цільового горизонту, свердловина опинилася в несприятливих геологічних умовах і була ліквідована.

Свердловина № 5 планувалася до буріння в північно-західному припіднятому блоці на відстані 2525 м від свердловини № 3. Очікувалося, що поклади можуть бути пов'язані з відкладами турнейського ярусу та девону. Однак після додаткового аналізу буріння свердловини визнали недоцільним, і вона не була пробурена.

Наступною до виконання у межах затвердженого плану стала свердловина № 10, закладена в районі локального Чередниківського елемента

Гошіївської площі.

Свердловина № 10 мала проектну глибину 4600 м і цільовий горизонт C_{1t} . Її метою було розкриття кам'яновугільних відкладів на всю потужність. Вона була закладена на відстані 2700 м у північно-східному напрямку від свердловини № 7. Свердловина була пробурена до проектної глибини, цільовий горизонт розкрито, рекомендовані інтервали – випробувані.

Під час буріння карбонатної частини розрізу спостерігалися інтенсивні газопрояви, які вдалося ліквідувати обважненням бурового розчину баритом до густини 2,08 г/см³. Однак промислового припливу при випробуванні в експлуатаційній колоні не отримано, що пояснюється кольматацією привибійної зони та відсутністю на той час ефективної технології освоєння карбонатних порід. Свердловина була ліквідована за геологічними причинами.

Однією з важливих особливостей геологічної будови району є встановлення значного кутового неузгодження між візейськими та турнейськими відкладами.

Аналіз результатів буріння свердловин № 4 і № 10 засвідчив, що найбільшу перспективу становить північна занурена частина Гошіївської площі.

У зв'язку з цим було передбачено буріння свердловини № 11 як дублера свердловини № 10.

Пошукова свердловина № 11 була запроєктована на глибину 4980 м із цільовим горизонтом C_{1ta} . Її розташування визначили на відстані 600 м на північ від свердловини № 10.

3.2 Промислово-геофізичне дослідження свердловин і методика інтерпретації отриманих даних

Виходячи із особливостей геологічної будови Гошіївського родовища, його літологічного розрізу, досвіду буріння свердловин як на даному, так і на сусідньому Рунківському родовищі, продуктивні пласти серпуховського ярусу нижньокам'яновугільних відкладів в повній мірі розкривались свердловинами за типової конструкції свердловин. Всього в межах родовища пробурено вісім пошукових свердловин: №№ 6, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16.

Верхня частина геологічного розрізу розбурювалась долотом \varnothing 490 мм, кондуктор $\varnothing\varnothing$ 351-426 мм та спускався до встановленої глибини 152-350 м, цементувався до устя свердловини з метою ізоляції нестійких кайнозойських, крейдових і юрських відкладів, а також захисту прісних питтєвих вод від забруднення.

Юрські – кам'яновугільні відклади розбурювалися долотами $\varnothing\varnothing$ 393,7; 295,3; 269,9; мм, проміжні колони \varnothing 245×324 мм та спускалися на проектні глибини 1503-4386 м з метою перекриття юрських, тріасових відкладів, що можуть поглинати та коагулювати буровий розчин та середньо - нижньокам'яновугільних для запобігання поглинання бурового розчину, водопроявів та обвалів стовбура свердловин сипучих аргілітів.

Експлуатаційна колона \varnothing 140×168мм, спускалась до глибини 5250 м, відповідно з підйомом цементу до устя з метою розмежування та проведення випробування перспективних продуктивних горизонтів.

Розкриття пластів і проведення промислово-геофізичних досліджень здійснювалися на промивальній рідині, параметри якої підбирали відповідно до геологічних умов буріння та пластових тисків. Для серпуховських відкладів густина промивальної рідини становила 1,18–1,30 г/см³, а її в'язкість — 30–80 с. З метою покращення властивостей розчину, а також у разі виникнення ускладнень під час буріння, до глинистої промивальної рідини додавали різні хімічні реагенти: КССБ, КМЦ, нафту, графіт, хромпик, CaCl₂, нітролігнін, крейду.

Пластові води Гошіївсько-Відомої площі належать до хлоркальцієвого типу. Однак проби води були відібрані лише зі свердловин №№ 8 і 12 з глибин 4460–5224 м, тому для оцінки питомого опору пластових вод використовували узагальнену залежність зміни ρ_w із глибиною для відкладів ДДз (рис. 3.1). У межах продуктивних горизонтів питомий опір пластових вод становить 0,024–0,019 Ом·м (рис. 3.1). На площі не проводили вимірювання термоградієнта.

Слід зазначити, що умови проведення геофізичних вимірювань на родовищі часто були вкрай складними, що іноді унеможливило виконання повного комплексу геофізичних робіт у певних інтервалах свердловин. Геофізичні дослідження розрізів здійснювали відповідно до технічної інструкції в інтервалах, визначених геолого-технічними нарядами.

3.2.1 Комплекс, методика та якість промислово-геофізичних досліджень.

Для дослідження розрізу продуктивних відкладів Гошіївського родовища використовувався перевірений на численних родовищах ДДз обов'язковий комплекс ГДС. Він забезпечує ефективне розв'язання як загально-геологічних завдань — літологічне розчленування та кореляція порід, — так і промислово-геофізичних задач, зокрема виділення колекторів, визначення їх пористості, нафтогазонасиченості, ефективної товщини. Крім того, комплекс дає можливість виконувати дослідження технічного стану

свердловин.

Комплекс геофізичних досліджень в свердловинах включає наступні методи [5]:

1. Стандартний каротаж (КС, ПС);
2. Бокове каротажне зондування (БКЗ) та метод самочинної поляризації (ПС);
3. Кавернометрія та профілометрія;
4. Радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ННК-Т, ІННК);
5. Мікрокаротаж (МК);
6. Боковий каротаж (БК);
7. Боковий мікрокаротаж (БМК);
8. Індукційний каротаж (ІК);
9. Акустичний каротаж (АК);
10. Термометрія;
11. Інклінометрія;
12. Газовий каротаж;
13. АКЦ;
14. Перфорація;
15. Випробування свердловин в процесі буріння;
16. Відбір проб флюїдів.

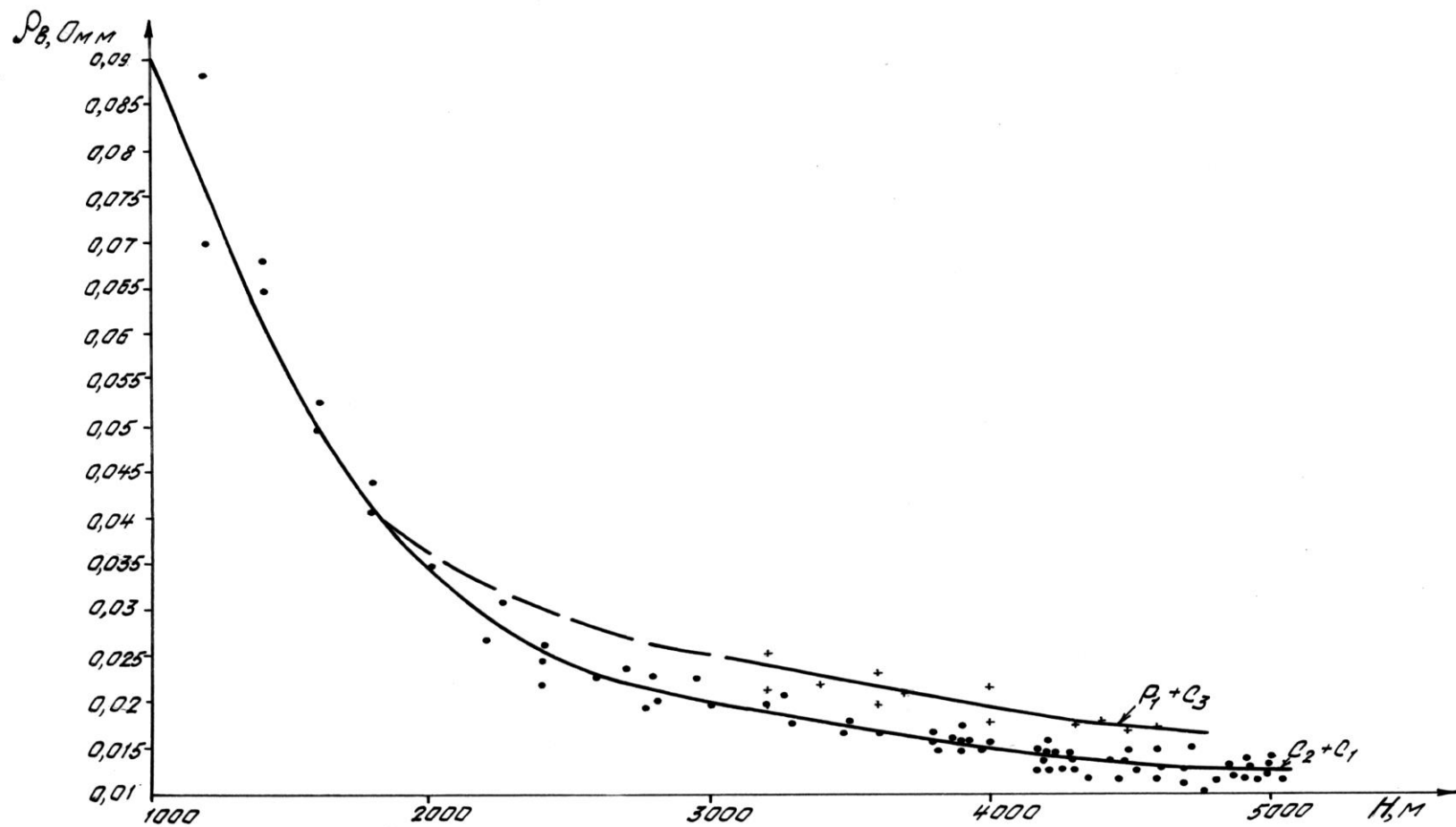


Рисунок 3.1 – Графік залежності $\rho_v=f(H)$ для ДДз [4].

Усього було пробурено 10 свердловин, які розкрили девонські відклади. Дані про обсяги виконаних робіт наведено в таблиці 3.1, з якої видно, що продуктивна частина розрізу досліджена основним комплексом геофізичних методів.

Дослідження розрізів здійснювали за допомогою стандартної свердловинної та наземної апаратури.

1. Стандартний каротаж проводився по всій товщі розрізу із застосуванням апаратури ПЧМ-2, С-1, Фозот-3, ТЛС, МЕГА-99 на станціях ЛКС-7, АКС-Л-7, ТЛС та МЕГА. Комплекс включав реєстрацію кривих уявного опору, отриманих потенціал-зондами N6.0 M5.0A і N11.0 M0.5A, а також градієнт-зондом A2.0 M0.5N, поряд із кривою самочинної поляризації (ПС).

Таблиця 3.1 – Виконаний комплекс геофізичних досліджень свердловин по Гошіївському родовищу [4].

Назва геофізичного методу		6	8	9	10	11	12	14	16
№ св.									
Стандартний каротаж		10-4085	10-5230	10-4784	0-4590	0-4665	200-4964	0-4257	0-4020
БКЗ		2440-3340 3837-4085	2630-5230	3100-4780	1300-4590	1950-4665	2700-4964	2308-4228	2300-4020
БК		2400-3300 3837-4085	2644-5235	3100-4780	1300-4595	1950-4616	2700-4960	2308-4255	2300-4020
ІК		2400-3330 3837-3990	2680-5180	3100-4780	1950-4280	2600-4300	2700-4960	2308-4255	2300-4020
БМК		2400-3995	2630-5195	3100-4776	1300-2800 3310-4020	2600-4600	2700-4916	2308-4250	2295-3823
МК		2400-4000	2630-5195	3100-4584	1300-4020	2600-4610	2700-4916	2308-4250	2300-3825
АК		2400-4090	2630-5238	2750-4790	1310-4000	2600-4700	2700-4916	2287-4253	2300-4020
РК	1:500	ГК 0-4090	ГК 0-5227	ГК 0-4836	ГК 0-4600	ГК 0-4750	0-4990	ГК: 0-4250 НГК: 2250-4250	0-3825
	1:200	2400-4090	2630-5227	2750-4836	1300-4000	2600-4750	2700-4990	2250-4250	2200-3825
Кавернометрія		152-4090	350-5205	150-4783	180-4590	0-4660	200-4953	0-4256	0-4020
Профілеметрія		152-4090	350-5205	150-4783	180-4590	0-4660	200-4953	0-4256	0-4020
Інклінометрія		0-4075	0-5200	0-4832	0-4425	0-4660	0-4990	0-4245	
Термометрія		17-3878	3680-5155	0-4800	0-3325	1600-4548	994-4552	2300-4113	0-4020
АКЦ			0-3775	0-4120			0-4870		
ОЦК		0-3660		0-3061		0-770			
ВПК					2400,5-3002,8	2660-2936	2896-3430 4462-4500		
ВПТ		2445-2449	3465-3782	4492-4607 4768-4832		4310-4428 4450-4537			
ІННК		2100-3360	2850-4120 4907-5170	2750-3450	4250-4550		4340-4870	3800-4186	
Газовий каротаж			4775-4812	4221-4420					

Отримані дані цього методу дають змогу проводити кореляцію пластів та літологічне розчленування розрізу в поєднанні з іншими методами, а також попередньо встановлювати наявність колекторів, можливі тектонічні порушення та уточнювати стратиграфічні межі.

2. **БКЗ** виконувалося в інтервалах продуктивної частини розрізу за допомогою комплекту зондів: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N. Масштаб запису залежав від електричного опору порід і промивальної рідини та змінювався для уявного опору в межах 1,0–2,5 Ом·м/см, для ПС — 12,5 мВ/см, при вертикальному масштабі 1:200. Швидкість реєстрації становила 1000–2500 м/год. Метод БКЗ застосовувався для визначення питомого опору пластів, характеристик промивальної рідини та параметрів зони проникнення, а в комплексі з іншими методами — для виділення колекторів і їх оцінювання.

3. **Кавернометрія та профілеметрія.**

Вимірювання діаметра та профілю стінок свердловини проводилися приладами СКП-1, СКПД-3 і ЕК-1 по всій глибині з вертикальним масштабом 1:500, а в продуктивній частині — 1:200. Горизонтальний масштаб складав 2,0–5,0 см/см.

Кавернограми та профілеграми застосовувалися для:

- а) контролю технічного стану ствола під час буріння;
- б) кількісної інтерпретації результатів ГДС (БКЗ, НГК тощо);
- в) виділення колекторів і уточнення їх ефективної товщини;
- г) розрахунку об'єму затрубного простору під час цементування обсадних колон.

4. **Радіоактивний каротаж** виконувався у модифікаціях ГК, НГК, ННК-Т та ІННК із використанням приладів ДРСТ-3, ДРСТ-3-90, СРК-1, ІГН-6. НГК проводився зондом довжиною 60 см і джерелами Ро+Ве потужністю $6,9-8,5 \cdot 10^6$ нейтронів/с при постійній часу інтегратора 3 с. ННК-Т реєстрували двома зондами довжиною 25 та 50 см з полонієво-берилієвими джерелами потужністю $8,5 \cdot 10^6$ нейтронів/с та інтеграторами 1,5–3 с. Криві НГК та ННК-Т записувалися відповідно у масштабах 0,2 та 0,3–2,0 ум. од/см, криві ГК — 1–2 мкР/год на 1 см. Швидкість запису радіоактивних кривих становила 400–1200 м/год. Діаграми знімали у вертикальному масштабі 1:500 по всій довжині свердловини та 1:200 — у продуктивних інтервалах. Еталонування радіоактивної апаратури проводилося щомісяця: НГК — у ємності з прісною водою, значення якої приймалися за одну умовну одиницю; ГК — за методикою масових гамма-каротажних пошуків.

Під час проведення ІННК одночасно реєстрували 4–6 диференційних і одну інтегральну криву в масштабах глибин 1:500 та 1:200. Запис діаграм

здійснювався при підйомі інструмента зі швидкістю 140–230 м/год, за постійної часу інтегратора 6 або 12 с, затримок 600–1650 мкс і часових вікон 150 мкс.

Отримані дані використовувалися для розв'язання широкого спектра задач у процесі комплексної інтерпретації геофізичних матеріалів: літологічного розчленування розрізів, кореляції, визначення ефективних товщин, оцінки колекторських властивостей (пористості, глинистості), а також для виділення газо- і нафтопродуктивних пластів у поєднанні з електричним каротажем.

5. **Мікрокаротаж** виконувався апаратурою С-1, Фозот-3, ТЛС, МЕГА-99 із приладами МДО-3, МБК-У, МК-АГАТ. Одночасно реєструвалися мікроградієнт- та мікропотенціал-зонди в масштабах 0,25; 0,5; 1,0 Ом·м/см. Швидкість запису становила 500–1000 м/год. Дослідження проводилися в продуктивних товщах у вертикальному масштабі 1:200 з метою виявлення колекторів за позитивними природними сигналами і визначення ефективної товщини флюїдонесучих порід.

6. **Боковий каротаж** здійснювався апаратурою ПЧМ-2А, С-1, Фозот-3, ТЛС, МЕГА-99 за допомогою приладів К-3, Е-1, Е-4, Е-6, Е-9, АБКТ, ЕК-1 у логарифмічному горизонтальному масштабі з модулями 4 і 6 см. Вертикальний масштаб — 1:200.

Результати БК у комплексі з іншими методами використовувалися для літологічного розчленування розрізу, уточнення меж пластів та визначення питомого опору порід.

7. **Боковий мікрокаротаж** проводився у перспективних товщах апаратурою ПЧМ-2А, С-1, Фозот-3, ТЛС, МЕГА-99 з приладами МБК-У, МБК-1, МБК-3, МК-АГАТ. Одночасно реєструвалися криві уявного опору (2,5 Ом·м/см) та мікрокаверноміра (2,5 см/см). Запис виконували у вертикальному масштабі 1:200 зі швидкістю 600–1000 м/год. Криві МБК використовувалися для уточнення меж і товщин пластів та виділення тонких низькопористих прошарків.

8. **Індукційний каротаж** проводився апаратурою ПЧМ-2А, С-1, Фозот-3, ТЛС, МЕГА-99 приладами Е-3М, ІК-ПТ, Е-6, АІК-4, АІК-5 із зондовими пристроями 8І1,4; 6Э1; ІКР; ІК-А. Горизонтальний масштаб складав 10–20 мСм/м, вертикальний — 1:200, швидкість запису — 800–2000 м/год.

Діаграми індукційного каротажу застосовувалися для визначення опорів низькоомних тонких пластів, що на БКЗ частково спотворені впливом високоомних вміщуючих порід, а також для уточнення контактних меж.

9. **Акустичний каротаж** проводився апаратурою АНК-М, Фозот-3, МЕГА-99 із використанням приладів СПАК-6, СПАК-8, СПАК-4, СПАК-2Т.

Одночасно реєструвалися крива інтервального часу ΔT , часові криві T_1 і T_2 , амплітуди поздовжньої пружної хвилі від обох випромінювачів, а також логарифм відношення амплітуд A_1/A_2 (крива затухання). Криву ΔT записували в масштабі 20 мкс/м на 1 см при швидкості 1000–1800 м/год. Дані акустичного каротажу використовувалися для літологічного розчленування розрізу та визначення пористості пластів.

10. **Термометрія** виконувалася по всій довжині свердловини апаратурою ТЕГ, Фозот-3, ТЛС і приладами Т-5, Тр-7 у масштабі 0,5 °С/см зі швидкістю 1000–1800 м/год. Криві термометрії застосовувалися для визначення температури промивальної рідини під час БКЗ, температури гірських порід та висоти підйому цементу в затрубному просторі.

11. **Інклінометрія** проводилася приладами КІТ-200, КІТ-А. Вимірювання виконували при підйомі інструмента через кожні 25 м. Отримані значення кута й азимута використовувалися для контролю напрямку буріння, а також при геологічних побудовах.

12. **Газовий каротаж** здійснювався станцією АГКС-4. Результати газового каротажу застосовувалися якісно — для виявлення газонасичених пластів.

13. **Акустична цементометрія** проводилася приладами АКЦ-4 і АКЦ-М у масштабі 1:500. Одночасно реєструвалися три параметри: амплітуда поздовжньої хвилі по колоні (Ак), у породі (Ап) та час її проходження по породі (Тп). За діаграмами визначали якість зчеплення цементного каменю з обсадною колоною та, окремо, з породою, а також оцінювали достовірність результатів випробувань свердловин.

14. **Перфорація пластів.** Розкриття пластів-колекторів після обсадки свердловин здійснювалося кумулятивними перфораторами ПКС-105 із щільністю прострілу 12 отворів на метр колони. Інтервали перфорації визначали за комплексом геофізичних досліджень, а точне їх глибинне положення уточнювали за даними контрольного гамма-каротажу.

15. **Випробування свердловин у процесі буріння** виконувалося за допомогою випробувача пластів на трубах КВІ-2М-146, що дало можливість визначити характер насичення та колекторські властивості продуктивних пластів.

16. **Відбір проб флюїдів** здійснювався апаратурою ВПН-140 і ВПН-7-10, яка забезпечувала одночасний забір флюїдів із пластів та реєстрацію індикаторних змін тиску у точках відбору. Дані випробувачів застосовувалися для виділення пластів-колекторів і оцінки характеру їх насичення. Об'єкти для випробування визначали за комплексом геофізичних методів, а прив'язку до глибини виконували за кривими СП, ГК та даними кавернометрії.

Для контролю стандартності апаратури КСП, АБКТ, ТБК, К-3, ЕК-1 та Е-1 проводилися контрольні записи в еталонних свердловинах. Перевірка обладнання здійснювалася перед початком експлуатації, після ремонтів і не рідше одного разу на три місяці.

Коефіцієнти установки мікрозондів та апаратури бокового мікрокаротажу визначали щомісяця на двох каліброваних ємностях із водою різного питомого опору. Раз на квартал і після ремонтів мікроапаратуру додатково перевіряли на лінійність у лабораторних умовах.

Отримані матеріали відповідають вимогам інструкції щодо проведення геофізичних досліджень у свердловинах. Контроль якості здійснювався систематично шляхом зіставлення результатів у перекривних інтервалах і, у разі потреби, повторними вимірюваннями.

3.2.2 Комплексна інтерпретація геофізичних досліджень в свердловинах

Промислові газові поклади на Гошіївському родовищі встановлені в піщано-алевролітових пісковиках нижньосерпуховського під'ярусу (горизонти С-17, С-18, С-22), а також у відкладах турнейського ярусу та нижньовізейського під'ярусу Відомого родовища. У цьому звіті розглянуто піщані відклади нижньосерпуховського під'ярусу. Комплексний аналіз цих порід — за результатами промислово-геофізичних досліджень, лабораторних досліджень керну, випробувань пластів та з урахуванням різниць у літологічному складі й фізичних властивостях — дав змогу виконати літологічне розчленування розрізу свердловин, визначити підрахункові параметри та розробити структурні побудови.

Інтерпретація матеріалів здійснювалася за методикою ГДС, прийнятою для відкладів ДДз. Кореляція продуктивної товщі проводилася з використанням даних стандартного, радіоактивного, акустичного каротажу та кавернометрії. Кореляційні схеми були складені для всього інтервалу продуктивної частини розрізу — від подошви С1s2 до турнейських відкладів. Реперами слугували найвиразніші корелятивні горизонти, що чітко простежуються на кривих ГДС (табл. 3.2).

Зазвичай межі реперних горизонтів проводилися по покрівлі або подошві витриманих у межах площі вапняків і глин, а також на контактах, що відповідають переривам у процесах осадконакопичення. На родовищі були побудовані дві кореляційні схеми: одна — для свердловин №№ 6, 10, 11, 12, 9, 8; інша — для свердловин №№ 10, 14, 16.

Дослідження міжреперного простору дає змогу відстежити зміну товщини та літологічних особливостей окремих горизонтів від однієї свердловини до іншої.

Більшість розкритих свердловинами горизонтів надійно простежуються в межах площі родовища й однозначно корелюються за матеріалами ГДС. Виняток становлять горизонти С-21 і С-22, які частково відсутні в свердловинах №№ 10 і 11 через їх випадання по тектонічному скиду. Амплітуди цих скидів становлять відповідно 110 і 300 м.

3.2.3 Фізичні властивості колекторів

Вивчення фізичних властивостей порід продуктивних пластів нижньосерпуховських відкладів Гошіївського родовища здійснювалося як за даними геофізичних досліджень у свердловинах, так і на зразках керну. Забезпеченість керном продуктивних інтервалів є низькою. На зразках визначали об'ємну густину, відкриту пористість (Кп), абсолютну проникність (Кпр), карбонатність (Са) та гранулометричний склад.

Породи-колектори представлені переважно пісковиками та алевролітами. Пісковики нижньосерпуховських (а також верхньовізейських) відкладів мають сіре або жовтувато-сіре забарвлення, варіюють від дрібнозернистих до крупнозернистих, є полі-, мезо- або олігоміктовими, досить міцними, подекуди слюдистими. Їм властива псамітова структура та неупорядкована текстура. Основними компонентами є кварц (40–50%), слюда, польові шпати та уламки порід. Зерна кварцу кутасті, неправильної форми, часто з включеннями, кородовані, із конформними контактами. Лусочки гідрослюд слабо орієнтовані, переважно поздовжні; представлені мусковітом, біотитом, гідробіотитом, хлоритом. Польові шпати зазнали гідрослюдизації; трапляються таблитчасті плагіоклази з характерною полісинтетичною двійниковістю. Уламковий матеріал представлений зернами кременів, мікрокварцитів і гідрослюдизованих агрегатів.

Через обмежений обсяг геолого-геофізичних даних у горизонті С₁С₁ та враховуючи подібність літологічних, колекторських і геофізичних властивостей нижньосерпуховських і верхньовізейських пісковиків, відклади С₁С₁ були об'єднані з ними в одну групу для аналізу.

Цемент у пісковиках контактово-порового типу, карбонатно-глинистого складу. Карбонатна частина цементу утворена кальцитом-анкеритом та домішками рідкісноземельних елементів; глинистий цемент сформований зміненими гідрослюдами та продуктами руйнування польових шпатів, представленими глинистою речовиною та каолінітом. У порах місцями спостерігається окремлення. Серед акцесорних мінералів трапляються сфен, циркон, а також рудні мінерали — лейкоксен і гематитові плівки, що утворюються на залізовмісних зернах.

Таблиця 3.2. – Глибини реперів в продуктивних товщах C_1^{S1} , C_1^V , C_1^t Гошіївського і Відомого родовища [4].

№№ св.	6			8			9			10			11			12			14			16			
Альт.с т.рот., м	99,4			101,5			94,2			96,9			100,1			91,8			99,9			98,4			
Горизонти	Репери	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,	Глибина покрівлі, м	Поправка на кривизну м	Абсолютна відмітка покрівлі,
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
С-22	R-4	3060	5,6	-2955,0	3289	6,2	-3181,3	3142	3,6	-3044,2	2974	2,0	-2875,1	2903	4,6	-2798,3	3109	3,7	-3013,5	2936	1,3	-2834,8	2964	0,5	-2865,1

Мінеральний склад матриці породи, якість, кількість та тип цементу, ступінь його вторинного перетворення, як під дією тиску, температури, так і складу флюїдів, які обумовили різноманітність фізичних та колекторських властивостей досліджуваних продуктивних порід.

Аналіз лабораторних досліджень кернавого матеріалу показує, що колекторські властивості продуктивних горизонтів серпухівських відкладів (K_p , $K_{пр}$) змінюються досить в широких діапазонах .

Таблиця 3.3 – Діапазони зміни K_p , $K_{пр}$ по керну [4].

Індекс пласта	Літологія	Тип породи	K_p^k , %		$K_{пр}^k \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	
			діапаз.	середн.	діапаз.	середн.
C_{1s} - C_{1v2}	пісковик	колектор	8,5-18	11,0	0,8-30	1,6
		неколектор	3-9,5	6,8	0,01-1,4	0,3

У більшості випадків (~80–85 %) пористість і проникність колекторів C_{1s} становлять 9–13 % та $0,9-5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ відповідно, при середніх значеннях 11 % і $1,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Карбонатність та глинистість досліджували на кернах переважно для нижньовізейських горизонтів.

Геофізичні властивості цих порід значно варіюють залежно від пористості, глинистості, характеру та величини насиченості тощо. Так, питомий електричний опір піщаних відкладів C_{1s} для водоносних пластів коливається від 0,5 до 7,5 Омм (середньозважене значення 3,5 Омм), а для газонасичених – від 31 до 80 Омм (середньозважене 45 Омм). Інтервальний час ΔT для колекторів і неколекторів змінюється в межах 214–275 і 200–215 мкс/м відповідно.

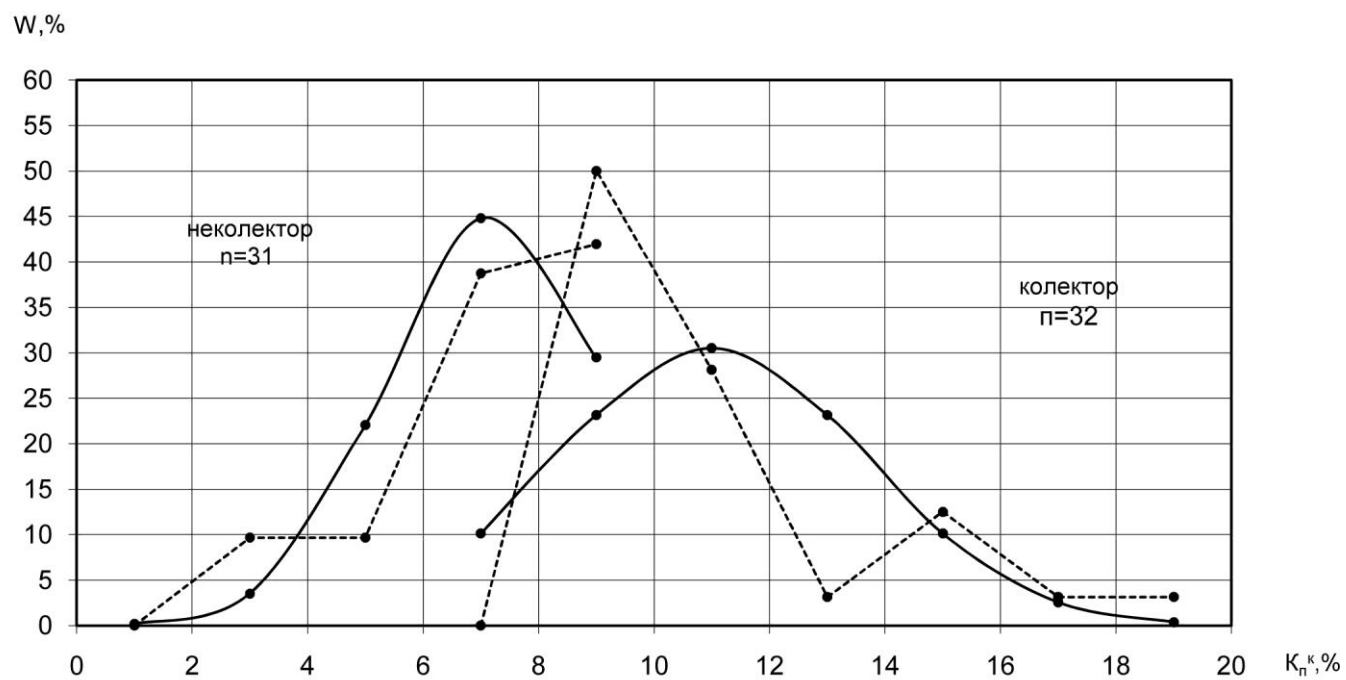


Рисунок 3.1 – Розподіл пористості колекторів і неколекторів для теригенних порід $C_{1S1}-C_{1V2}$ Гошіївського родовища [4].

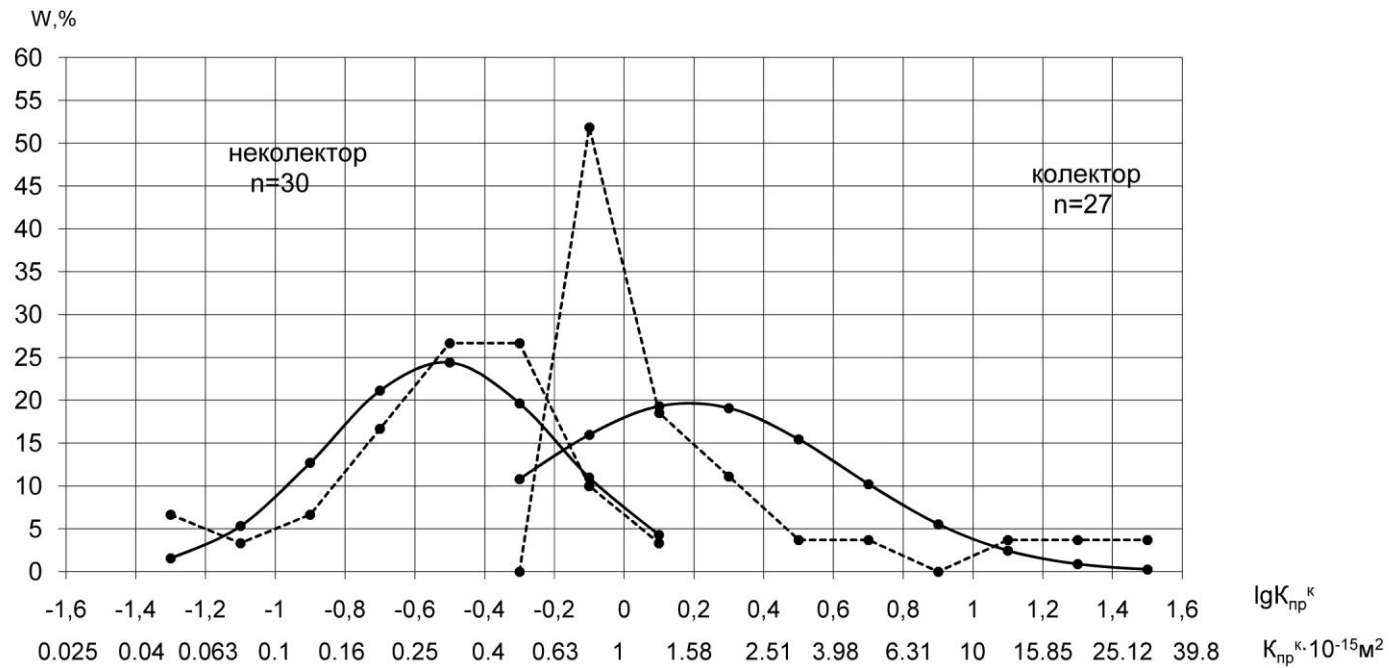


Рисунок 3.2. – Розподіл проникності колекторів і неколекторів для теригенних порід $C_1s_1-C_1v_2$ Гошіївського родовища [4].

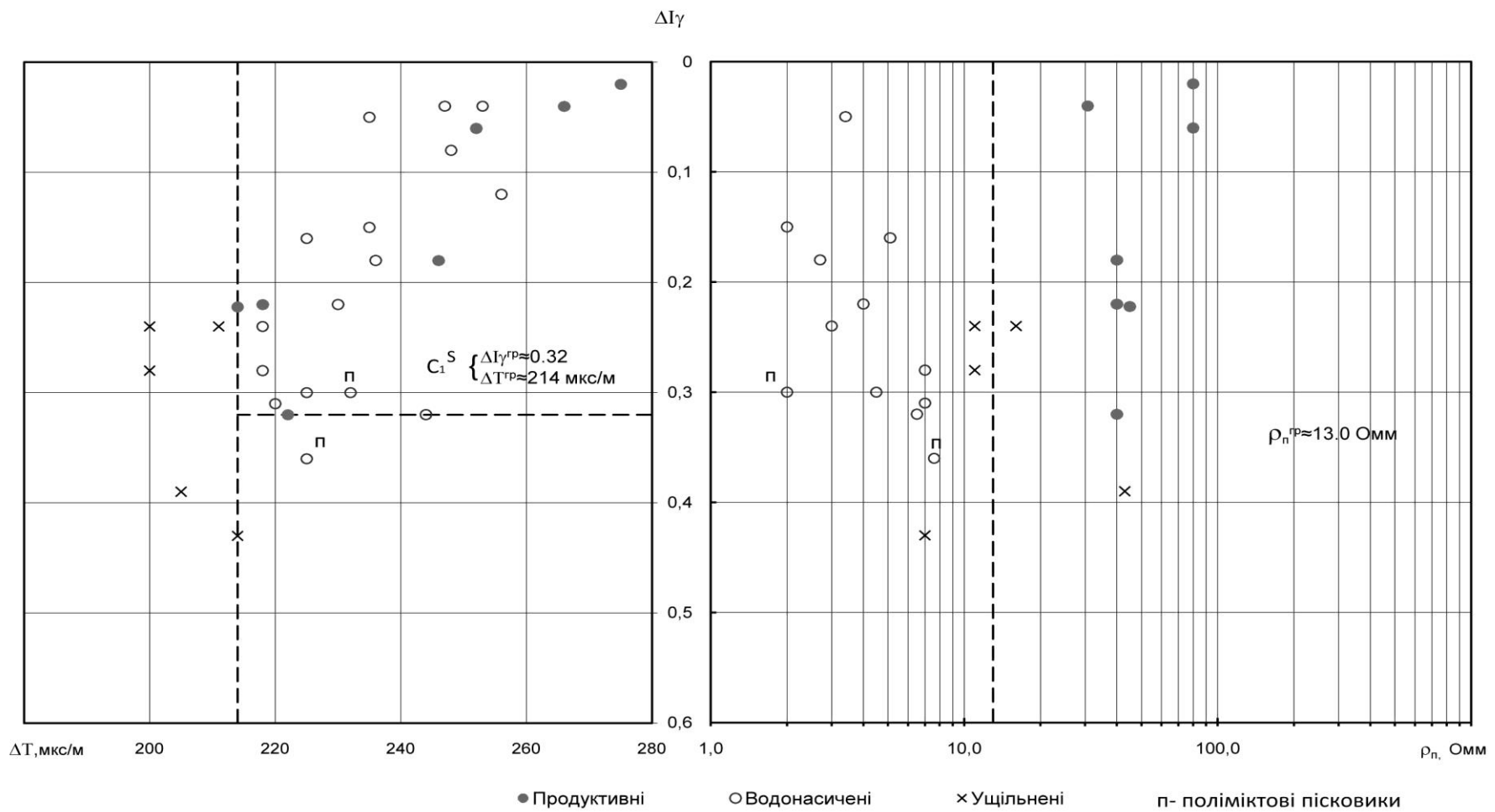


Рисунок 3.3 – Зіставлення параметрів ΔT , $\Delta \gamma$, ρ_n для піщано-глинистих порід C_{1s} Гошіївського родовища [4].

Таблиця 3.4– Загальна характеристика колекторів продуктивних відкладів С_{1s1} Гошіївського родовища [4].

Параметри	h _{эф.} ,м		ΔJγ		ΔT,мкс/м		K _п ^{ГДС} ,%		K _п ^к ,%		ρ _п , Омм		K _{нг} ,%
	прод.	вода	прод.	вода	прод.	вода	прод.	вода	прод.	вода	прод.	вода	
Діапазон зміни параметрів	12,4	113,9	<u>0,02-</u>	<u>0,04-0,36</u>	<u>214-</u>	<u>210-</u>	<u>9,0-</u>	<u>8,0-</u>	–	<u>9,2-</u>	<u>31,0-</u>	<u>0,5-7,5</u>	<u>59-94</u>
Середньозважені значення параметрів			<u>0,32</u>		<u>275</u>	<u>256</u>	<u>19,0</u>	<u>19,0</u>		<u>9,5</u>	<u>80,0</u>		
			0,14	0,18	247	234	14,8	13,6		9,3	45,0		

3.2.4 Петрофізичні зв'язки та обґрунтування граничних значень геолого-геофізичних параметрів за даними ГДС, лабораторних вимірювань на кернах та результатів випробувань

Для вивчення характеру зв'язку геологічних і геофізичних параметрів і одержання необхідних петрофізичних залежностей були сформовані вибірки, в які ввійшли слідуєчі параметри: $K_{п}^k$, $K_{пр}^k$, $P_{п}$, ρ_k^{BK} , ρ_k^{MBK} , P_n , $K_{нг}$, ΔT , ΔJ_y та ін. (таблиці 3.5, 3.6, 3.7). Слід зауважити, що в зв'язку із недостатнім об'ємом інформації по лабораторних вимірах на кернах були залучені дані по сусідніх Руденківському та Ново-Миколаївському родовищах, які з Гошіївським родовищем знаходяться в близьких тектонічних зонах і їх продуктивні породи аналогічні [4].

У вибірку колекторських та геофізичних параметрів для оцінки граничних значень (табл. 3.5) включені інтервали, по яких комплекс геолого-геофізичних та гідродинамічних досліджень дозволяє, навіть при обмеженому обсязі вибірки, чітко розділяти пласти на колектори та неколектори, продуктивні та водоносні. До колекторів віднесені ті пласти, де під час випробувань були зафіксовані припливи флюїду, а також ті, що однозначно класифікуються як водоносні або продуктивні за рядом загальновизнаних геофізичних ознак.

Аналіз результатів ГДС та лабораторних досліджень здійснювався із застосуванням методів математичної статистики. Було побудовано ряд петрофізичних залежностей і полігонів розподілу геолого-геофізичних параметрів. Закон розподілу вибирався з урахуванням того, що більшість геофізичних величин, що характеризують колекторські властивості порід, розподіляються близько до нормального закону. Щоб мінімізувати вплив випадкових факторів, пов'язаних з невеликим обсягом вибірки, емпіричні криві апроксимувалися теоретичними.

Таблиця 3.5 – Вихідні дані для встановлення граничних значень геофізичних та колекторських властивостей для піщано-глинистих порід Гошіївського родовища [4].

№ СВЕРДЛОВИНИ	Індекс пласта	Інтервал пласта, м	$h_{заг}, м$	$h_{эф}, м$	$d_{св}, м$	$\rho_{ст}$	J	$T, мкс/м$	$Kп^k/n, \%$	$Kп^{рек}, \%$	$Kп^{р^k}/n \cdot 10^{-15} \frac{2}{м}$	$\rho_{п}^{рек}, Омм$	$\rho_{Бк}, Омм$	$\rho_{МБк}, Омм$	R_H	Характер насичення	
																ГДС	Випробування
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	$C_1^S - C_1^{V2}$																
8	C-22	3031,2-3033,6	2,4	2,2	0,292	1,00	0,04	253		18,0		0,8	1,2	1,3	1,10	водон.	
	C-22	3037,2-3043,4	6,2	5,2	0,295	0,80	0,15	235		13,5		2,0	2,3	0,9	1,30	водон.	
	C-22	3209,6-3212,8	3,2		0,298		0,52	213		6,5		15	12,4	3,2		ущільн.	
9	C-22	3100,8-3103,2	2,4	1,6	0,293		0,16	225		11,5		5,1	7,3	7,8	2,00	водон.	
11	C-22	2824,0-2825,2	1,2	1,2	0,269		0,22	218		10,0		40,0	30,0	9,0	9,10	газон.	газ
	C-22	2825,2-2828,0	2,8	1,6	0,269		0,32	222		10,0		40,0	40,0	5,0	9,10	газон.	
	C-22	2828,0-2830,4	2,4	2,4	0,260		0,18	246		15,0		40,0	30,0	7,0	31,00	газон.	
	C-22	2830,4-2832,0	1,6	1,6	0,260		0,02	275		19,0		40,0	80,0	15,0	133,00	газон.	
	C-22	2832,0-2833,0	1,0	1,0	0,260		0,06	252		15,5		80,0	80,0	19,0	73,00	газон.	
	C-22	2834,0-2835,0	1,0	1,0	0,266		0,22	214		9,0		45,0	45,0	14,0	7,00	газон.	
	C-22	3052,6-3058,0	5,4	4,0	0,277	1,00	0,05	235		14,0		3,4	5,3	4,6	2,30	водон.	

Таблиця 3.6 – Вихідні дані для побудови графіка залежності $R_H=f(K_B)$ по Руденківському родовищу [4].

Індекс пласта	Інтервал відбору, м	Назва породи	Кп, %	Кпр·10 ⁻¹⁵ м ²	Кв, %	R _H
Свердловина №1						
C ₁ V ₂	2894-2904	пісковик	12,9	6,60	90,1	1,05
C ₁ V ₂					60,6	2,00
C ₁ V ₂					51,4	3,37
C ₁ V ₂					41,8	4,00
C ₁ V ₂					37,1	4,7
C ₁ V ₂	2921-2929		13,0	4,10	32,3	7,58
C ₁ V ₂					96,4	1,06
C ₁ V ₂					71,9	2,06
C ₁ V ₂					45,1	3,76
C ₁ V ₂	3019-3026		11,1	0,37	96,6	1,01
C ₁ V ₂					93,7	1,08
C ₁ V ₂					86,8	1,09
C ₁ V ₂					75,6	1,50
C ₁ V ₂					62,7	2,00
C ₁ V ₂					56,7	2,32
C ₁ V ₂					49,9	2,84
C ₁ V ₂			11,5	0,46	96,3	1,03
C ₁ V ₂					92,7	1,04
C ₁ V ₂					85,4	1,06
C ₁ V ₂					73,7	1,70
C ₁ V ₂					60,7	2,13
C ₁ V ₂					53,7	3,20
C ₁ V ₂					46,6	3,90
C ₁ V ₂			11,3	0,31	96,9	1,14
Свердловина №3						
C ₁ V ₂	2519-2525	пісковик	12,1	0,30	97,8	1,11
C ₁ V ₂					96,4	1,22
C ₁ V ₂					89,6	1,56
C ₁ V ₂					79,2	1,61
C ₁ V ₂	2502-2506	пісковик	18,0	11,40	97,3	1,06
C ₁ V ₂					83,4	1,77
C ₁ V ₂					60,5	2,30

Одними із найважливіших серед петрофізичних зв'язків є залежності $P_n=f(K_n)$ і $P_n=f(K_v)$. При побудові цих залежностей для теригенних порід використані лабораторні дослідження по Руденківському родовищу [5].

Залежність $P_n=f(K_n)$ для нижньокам'яновугільних теригенних відкладів має вигляд (рис.3.5, табл.3.6):

$$\lg P_n^{\text{пл}} = 4,52 - 2,39 \lg K_n^{\text{ат}}; \quad r = -0,93 \quad (3.1)$$

Як видно із рисунка, залежності $P_n=f(K_n^{\text{ат}})$ для пісковиків C_{1s} , C_{1v} і C_{1t} практично співпадають.

Зв'язок $P_n=f(K_v)$, який використовувався для визначення коефіцієнта нафтогазонасичення для порід C_{1s} - C_{1v2} , апроксимується таким рівнянням (рис.3.6):

$$\lg P_n = 3,37 - 1,69 \lg K_v; \quad r = -0,95 \quad (3.2)$$

Необхідно відзначити, що відсутність залежностей типу $P_n=f(K_n)$ і $P_n=f(K_v)$, побудованих окремо для серпуховських та візейських відкладів в зв'язку з малою кількістю лабораторних визначень, знижує достовірність оцінки $K_{\text{нт}}$.

Одним із основних петрофізичних зв'язків типу «кern-кern» є залежність $K_n=f(K_{\text{пр}})$. При зіставленні величин відкритої пористості і абсолютної проникності спостерігаються досить тісні кореляційні залежності між цими параметрами. Розкид точок в межах залежності обумовлений, в основному, впливом глинистості (гранулометричного складу) і структурної будови порід.

Аналіз показує, що цю залежність доцільно застосовувати для оцінки значень абсолютної проникності ($K_{\text{пр}}$) досліджуваних відкладів на основі відомих показників пористості та глинистості, а також для визначення критичних значень пористості або $K_{\text{пр}}$. У даному випадку, виходячи з досвіду робіт та літературних даних, граничне значення $K_{\text{пр}}$ прийнято близько $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, а критична пористість для серпуховських відкладів становить 9 %.

Для визначення граничних значень геофізичних параметрів (ΔT , $\Delta J\gamma$, ρ_p) величини піщаних порід зіставлялися для колекторських і неколекторських варіантів із врахуванням характеру насичення. Як показує аналіз, значення $\Delta J\gamma$ у більшості випадків, а ΔT частково, перекриваються між колекторами та неколекторами, тоді як показники ρ_p повністю перекриваються між продуктивними та щільними породами.

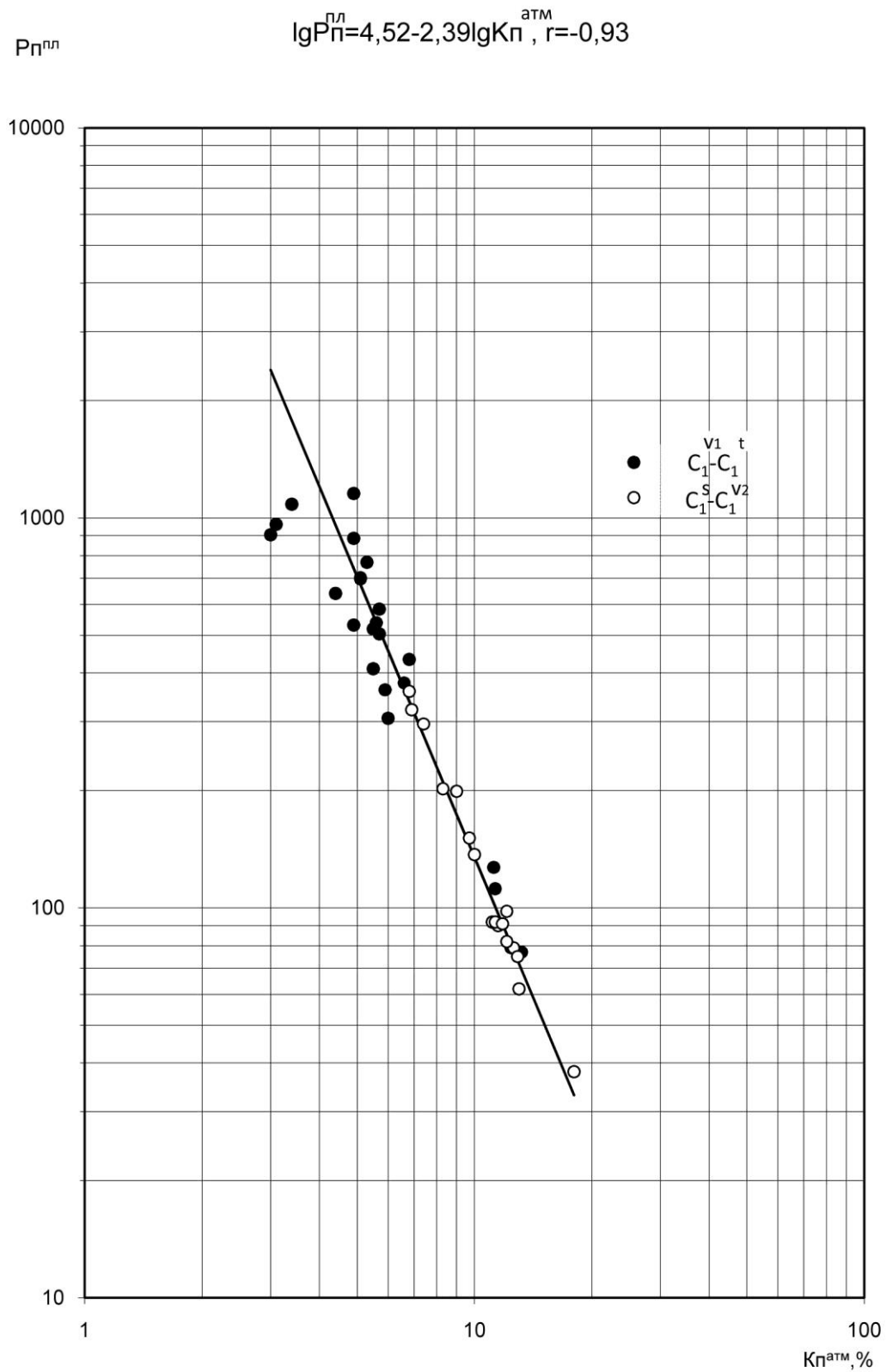


Рисунок 3.5 – Залежність параметра пористості від коефіцієнта пористості для пісковиків C_{1s} , C_{1v} , C_{1t} Руденківського родовища [4].

$$\lg P_H = 3,37 - 1,69 \lg K_B$$

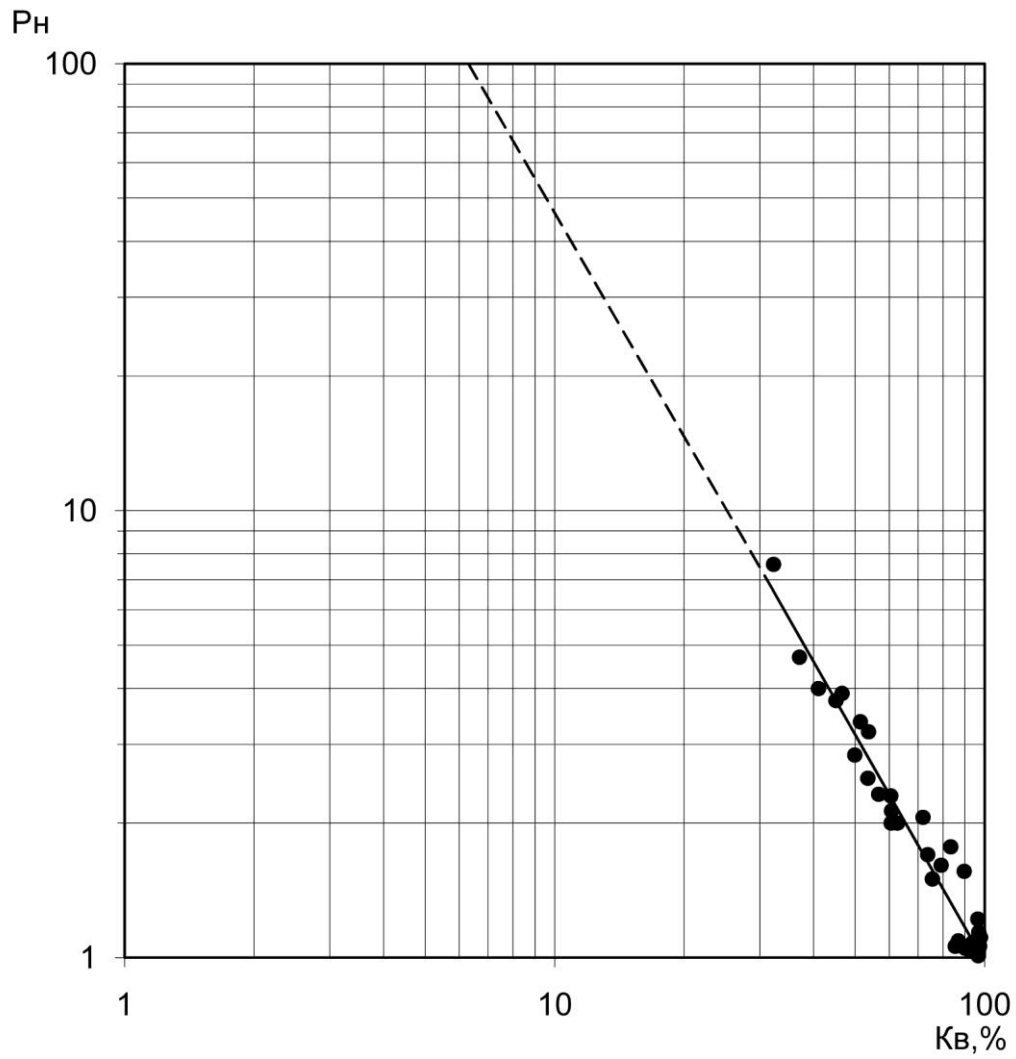


Рисунок 3.6 – Графік залежності $P_H=f(K_B)$ для пісковиків $C_{1S}-C_{1V2}$ Руденківського родовища [4].

Проте при комплексному використанні цих параметрів можна виділити області переважного залягання колекторів і неколекторів, а також водоносних і продуктивних пластів, і приблизно визначити їх граничні значення: ΔT – 214 мкс/м, $\Delta J\gamma$ – 0,32 (за винятком поліміктових порід), ρ_n – продуктивні/водоносні – 13 Омм.

Для підтвердження достовірності оцінки граничної пористості (K_p) був побудований графік залежності пористості від глинистості ($\Delta J\gamma$). Гранична пористість K_{pgr} , визначена за граничним значенням $\Delta J\gamma$, для відкладів C_{1s} становить 9,2 %, що близько до значення, отриманого за залежністю $K_{пк} = f(K_{прк})$.

Для визначення граничних значень геофізичних і колекторських параметрів між промислово-продуктивними та водоносними пластами порівнювали величини питомого опору, параметра насичення R_n та коефіцієнта нафтогазонасичення $K_{нг}$. Як зазначалося раніше, граничне значення ρ_n для продукція/вода у пісковиків C_{1s} у середньому становить 13 Омм. Критичне значення R_n , визначене за розподілом його величин для продуктивних і водоносних пісковиків, дорівнює $\sim 3,6$. Відповідно, критичне значення $K_{нг}$, встановлене за залежністю $R_n = f(K_v)$, становить 54 % (табл. 3.7).

Найбільш надійним підтвердженням встановлених критичних значень K_p , $K_{пр}$ та $K_{нг}$ є результати випробувань свердловин. Однак через обмежену кількість інтервалів випробувань з властивостями, близькими до граничних, підтвердити достовірність отриманих значень у повному обсязі ускладнено.

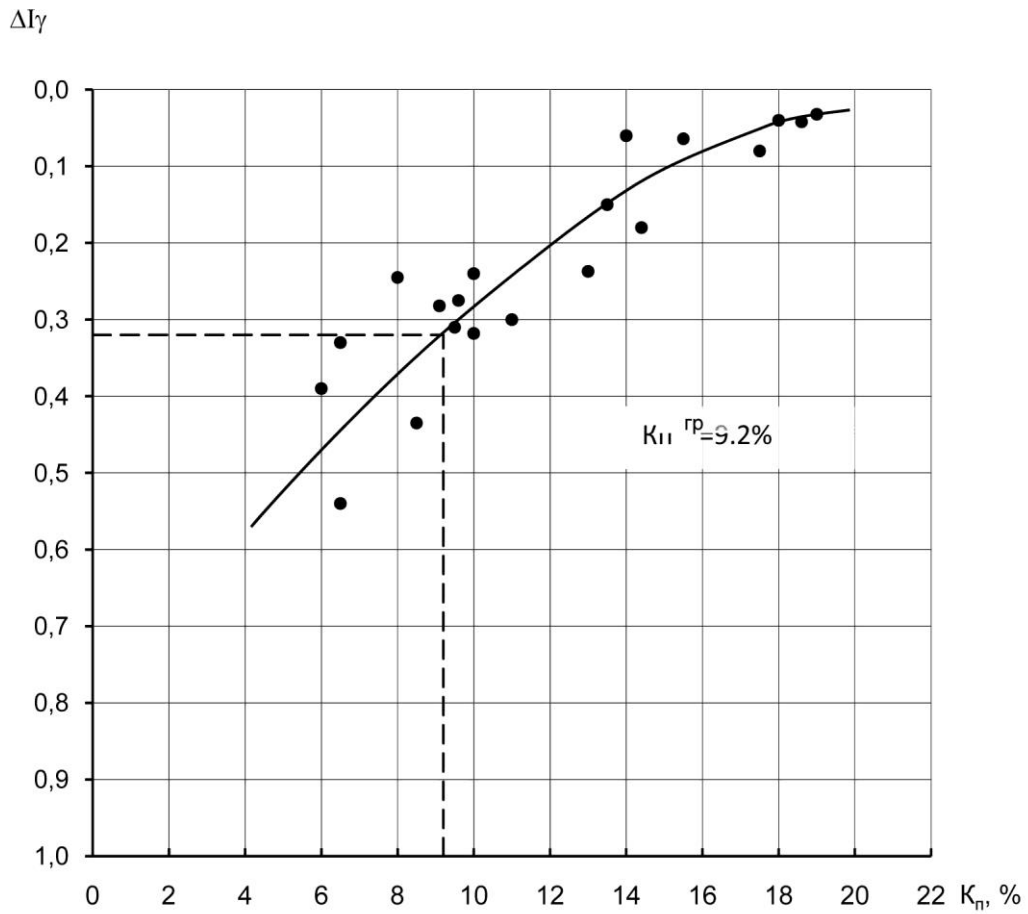


Рисунок 3.7 – Зв'язок пористості з параметром ΔI_{γ} для пісковиків C_{1s} Гошіївського родовища [5].

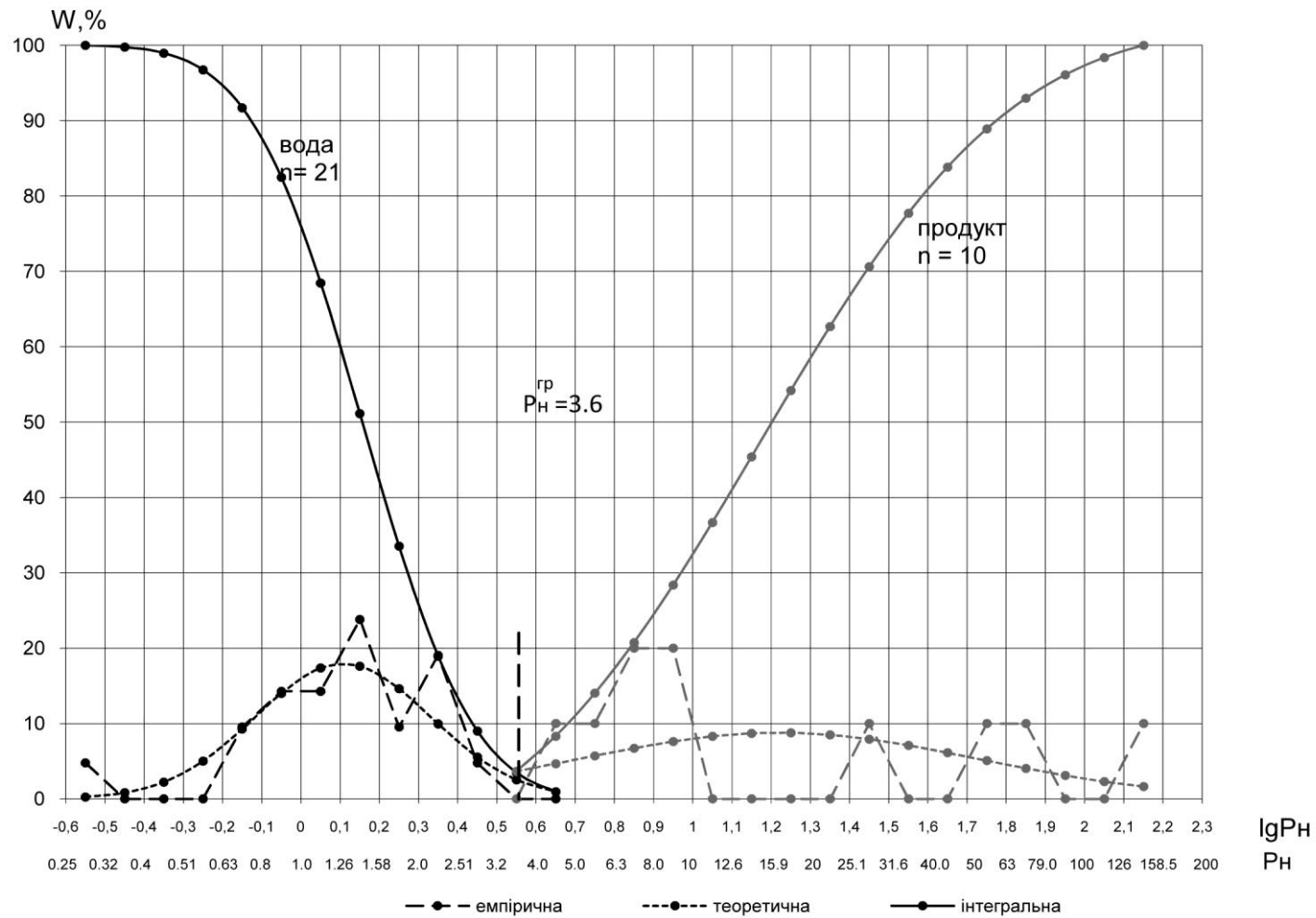


Рисунок 3.8 – Полігони та інтегральні функції розподілу параметра насичення для піщано-глинистих порід S_{1s} Гошіївського родовища [5].

Проведений аналіз показав, що незважаючи на невеликий об'єм фактичного матеріалу критичні значення параметрів, які розділяють колектори і неколектори, продуктивні і водоносні пласти і визначені окремо за результатами випробування, лабораторних досліджень керна і вивчення петрофізичних зв'язків, близькі між собою.

Таблиця 3.7 – Граничні значення геофізичних і колекторських параметрів для теригенних відкладів серпуховського ярусу Гошіївського родовища

параметр ярус	$K_{п}, \%$	$K_{пр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	ΔJ_y	$\Delta T,$ мкс/м	$\rho_{п},$ Омм	R_n	$K_{нг},$ %
C_{1S1}	9	1,0	0,32	214	13	3,6	54

Колектори виділялися на підставі комплексу якісних ознак на кривих ГДС та за граничними значеннями геофізичних і колекторських параметрів.

Основні якісні ознаки міжзернових колекторів, які розкривалися при використанні прісного бурового розчину з репресією на пласт, такі:

1. Проникнення фільтрату промивальної рідини в пласт, визначене за методом БКЗ.

2. Низькі значення електричного опору на діаграмах МБК. Для пісковиків оцінка граничних значень $\rho_{кМБК}$ та ефективності методу ускладнена через обмежений обсяг фактичного матеріалу.

3. Малі значення природної радіоактивності порід. Чисті та слабоглинисті пісковики горизонтів С-17–С-22 мають γ -активність 3–4 мкр/год. При збільшенні глинистого компоненту радіоактивність зростає до значень, характерних для глин (11–16 мкр/год).

4. Зменшення діаметра свердловини відносно мінімального. Для пісковиків ця ознака проявляється частково, іноді спостерігається номінальний або збільшений діаметр у тріщинних колекторах.

5. Додатні прирощення на кривих мікрозондів. Ефективність МК залежить від типу бурового розчину та наявності глинистої кірки на стінках свердловини. Використання глинисто-крейдових висококальцієвих розчинів знижує ефективність МК, проте для піщаних колекторів криві МК у поєднанні з іншими методами дають додаткову інформацію.

6. Від'ємні аномалії на кривій ПС. Метод самочинної поляризації у досліджуваному розрізі менш ефективний для виділення продуктивних колекторів порівняно з методом ГК.

Таким чином, ефективність геофізичних методів при виділенні колекторів залежить від літолого-структурних особливостей порід,

свердловинних, технологічних та геологічних умов. Найбільш результативними виявились методи БКЗ, РК, АК, БК, МБК.

Окрім застосування якісних ознак, для виділення колекторів використовувались також визначені критичні значення геофізичних і колекторських параметрів.

На підставі комплексної інтерпретації ГДС та аналізу всіх геолого-геофізичних матеріалів по нижньосерпуховських відкладах Гошіївського родовища можна зробити такі висновки:

1. Незважаючи на обмежений об'єм геолого-геофізичних досліджень, завдяки високій якості матеріалів була вивчена геологічна будова родовища, виділені пласти-колектори, оцінені їх ефективні товщини, пористість та газонасиченість.

2. Через обмежену кількість лабораторних даних по кернах були залучені залежності з сусідніх родовищ (Руденківське, Ново-Миколаївське), що розташовані у близьких тектонічних зонах і мають продуктивні породи, аналогічні відкладам Гошіївського родовища.

3. Ефективні товщини продуктивних пластів визначалися за результатами комплексної інтерпретації всіх геолого-геофізичних матеріалів із врахуванням граничних значень геофізичних параметрів та нижніх границь відкритої пористості і проникності порід, встановлених за даними випробувань пластів та лабораторних досліджень кернів.

4. Пористість колекторів визначена для всіх перетинів пластів за даними акустичного каротажу (АК), який рекомендований як основний метод для оцінки Кп.

5. Коефіцієнт газонасичення продуктивних пластів визначався відомим і перевіреним методом електричних опорів з використанням експериментальних залежностей $R_n=f(K_v)$, отриманих по керовому матеріалу.

3.3 Відомості про розробку родовища.

Гошіївське газоконденсатне родовище було відкрите у 1983 році бурінням свердловини № 11. На ділянці було пробурено десять свердловин (№№ 6, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16, 20, 23). Промисловий приплив газу отримано у свердловинах № 6 та № 11. Під час випробування свердловини № 6 на інтервалі 2445–2449 м (горизонт С-17) було зафіксовано дебіт 189,8 тис.м³/добу на 8 мм штуцері, а свердловини № 11 на інтервалі 2824–2834 м (горизонт С-22) – 171,6 тис.м³/добу, що підтвердило промислову газоносність горизонту С-22. Після випробувань свердловини були законсервовані до облаштування.

У 1998 році свердловини введено в експлуатацію. Протягом всього часу роботи свердловини № 6 та № 11 не досліджували на продуктивність при стаціонарних режимах фільтрації; здійснювалися лише виміри статичних та пластових тисків та оцінка свердловин при нестаціонарних режимах фільтрації методом відновлення тиску після зупинки свердловини.

У свердловині № 6 спостерігалось поступове збільшення коефіцієнта проникності привибійної зони, що свідчить про її очищення під час експлуатації. Водночас у свердловині № 11 проникність привибійної зони погіршувалася через накопичення рідини, що обмежувало дебіт газу (до 4 тис.м³/добу). Для підтримання припливу газу необхідні періодичні продувки свердловини. Наприклад, у лютому 2006 року дебіт свердловини № 11 зріс до 41 тис.м³/добу після очищення привибійної зони.

Горизонт С-22 експлуатується свердловиною № 11 з червня 1998 року (інтервал перфорації 2824–2834 м). Початковий дебіт складав 75 тис.м³/добу при робочому тиску 14,7 МПа і конденсатному факторі 120 кг/тис.м³. З лютого 1999 року свердловина почала незначно виносити конденсатну воду (водяний фактор 10,9 л/тис.м³).

Середньорічні дебіти свердловини № 11 змінювалися: у 1998 році – від 36 до 75 тис.м³/добу, у 1999 – 30,1 тис.м³/добу, у 2000 – 27,9 тис.м³/добу, у 2001 – 29,6 тис.м³/добу, у 2002 – 19,1 тис.м³/добу. З жовтня 2002 року дебіт різко впав до 4,7 тис.м³/добу через накопичення рідини на вибої. Надалі свердловина працювала в обмеженому режимі залежно від споживання: 23–48 тис.м³/добу (листопад 2005 – березень 2006), 9,5–15,2 тис.м³/добу (листопад 2006 – березень 2007), 15–20 тис.м³/добу (листопад 2007 – січень 2009).

Станом на 1 січня 2010 року з горизонту С-22 видобуто 67,6 млн.м³ газу та 5,0 тис.т конденсату.

3.4 Методика та результати випробування свердловин

Випробування свердловин проводилися з метою отримання даних для виділення продуктивних пластів, визначення їх колекторських властивостей, характеру насичення, оцінки площ нафтогазоносності, товщини продуктивних пластів, пористості, фізико-хімічних параметрів пластових флюїдів, вивчення режиму покладів та термо-баричних умов, а також для характеристики законтурної зони.

Станом на 1 січня 2020 року на Гошіївсько-Відомій площі в межах площі було пробурено 10 пошукових свердловин. Випробування продуктивних горизонтів під час буріння проводилися зверху вниз по мірі їх розкриття за допомогою випробувачів пластів (КВІ-2М-146, ЯКМ-270, штуцер 10 мм). Об'єкти для випробувань обиралися на основі оперативної інтерпретації геолого-геофізичних даних із урахуванням прямих ознак нафтогазоносності. Переважно досліджувалися перспективні горизонти та об'єкти з неоднозначними промислово-геофізичними характеристиками.

Випробування за допомогою ВПТ дозволяли отримати гідродинамічні характеристики пласта: пластовий тиск, гідропровідність, дебіт флюїду, коефіцієнт проникності та коефіцієнт продуктивності. Під час випробувань відбиралися проби пластових флюїдів приладом ОПН-140 для вивчення фізико-хімічних властивостей колекторів.

Режимно-технологічні параметри випробувань визначалися планом робіт з урахуванням геологічних умов, типу колектора та вимог відповідної інструкції. Розкриття горизонтів, перекритих експлуатаційною колоною, виконували за допомогою перфраторів ПКС-80, ПКС-105, ПКО-80, ПКО-89. Виклик припливу флюїдів здійснювався шляхом заміни бурового розчину на воду та зниження рівня води в свердловині. У разі відсутності припливу або необхідності його збільшення застосовувалися методи інтенсифікації: додаткова перфорація, гідроперфорація, соляно-кислотна обробка зони перфорації.

Дослідження свердловин проводилися на різних режимах: п'ять прямих і 1–2 зворотні. На кожному режимі заміряли дебїти газу, води, конденсату, устьові та вибійні тиски. Пластовий тиск вимірювався після очищення свердловини та тимчасового припинення роботи, поки тиск у привибійній зоні відновлювався до пластового. Після завершення досліджень вимір повторювали.

Під час випробувань відбиралися проби газу та води глибинними пробовідбірниками для вивчення властивостей флюїдів у пластових умовах, замірялися пластова температура та інші параметри. Для виділення

працюючих інтервалів застосовували термодобітометрію у поєднанні з методами ГК, НГК, ІННК.

На Гошіївському родовищі по серпуховських відкладах виділено два об'єкти для випробувань: С-17 (свердловина № 6) та С-22 (свердловина № 11). Розкриття пластів виконували кумулятивними перфораторами ПКС-105 (щільність 12 отворів на метр), виклик припливу здійснювали заміною бурового розчину на воду.

Дослідження в інтервалі перфорації 2445–2449 м (пласт С-17) у свердловині № 6 проводилися на п'яти прямих і двох зворотніх режимах. На 8 мм штуцері отримано дебіт газу 189,8 тис.м³/добу при устьових тисках $P_{тр} = 18,9$ МПа, $P_{зтр} = 19,55$ МПа. Пластовий тиск на середині інтервалу перфорації (2447 м) становив 26,43 МПа.

Таблиця 3.8 – Геолого-технічний стан свердловин Гошіївського та Відомого родовищ [5].

№№ св-н, кате-горія	Альтитуда стола рогора, м	Глибина, м Проектна фактична	Термін буріння Початок кінєць	Термін випробу-вання Початок кінєць	Конструкція										Стан свердловини	Примітка
					Кондуктор		I проміжна колона		II проміжна колона		“Потайна” колона		Експлуатаційна колона			
					діа-метр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	гли-бина спуску, м	діа-метр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
6-п	99,4	$\frac{4111}{4111}$	$\frac{06.06.87}{04.11.88}$	$\frac{25.11.88}{05.12.88}$	426	152	324	1586	245	3833	-	-			в експлуатації на поклад пласта С-17	II проміжна колона визнана експлуатаційною згідно протоколу №68 від 24.08.88
8-п	101,5	$\frac{5250}{5250}$	$\frac{30.11.86}{09.04.89}$	$\frac{29.06.89}{26.07.90}$	426	350	324	1813	245	4347	-	-	140х 168	5250	ліквідована по I кат. пункт 1.2 “д”	-
9-п	94,2	$\frac{4832}{4832}$	$\frac{30.05.88}{14.09.89}$	$\frac{23.06.89}{08.09.89}$	426	154	324	1503	245	4129	-	-	-	-	ліквідована по I кат. пункт 1.2 “а”	без спуску експл. колони
10-п	96,9	$\frac{4600}{4600}$	$\frac{21.08.80}{05.10.81}$	$\frac{06.10.81}{14.05.82}$	351	182	245	3311	-	-	-	-	146	4600	ліквідована по I кат.	4300-4600м не зацементований
11-п	100,1	$\frac{4758}{4758}$	$\frac{24.06.82}{18.10.83}$	$\frac{16.09.83}{23.12.84}$	426	166	324	1605	245	4293	-	-			передана в експлуатацію ПППУ на С-21 (інт. 2834-2824) 30.03.84	II проміжна колона визнана експлуатаційною згідно протоколу №28 від 24.10.83
12-п	91,8	$\frac{4990}{4996}$	$\frac{30.06.84}{11.07.86}$	$\frac{12.07.86}{25.05.88}$	426	200	324	1610	245	4386	-	-	140х 168	4996	ліквідована по I кат. пункт 1.2 “д”	4996-4872м - фільтр
14-п	99,86	$\frac{4550}{4270}$	$\frac{24.07.06}{15.09.07}$	$\frac{15.09.07}{13.11.07}$	426	200	324	2300	245	3912	-	-	140х 168	4270	в випробуванні	

16-П	98,4	$\frac{4050}{4050}$	$\frac{14.12.07}{8.08.07}$	$\frac{8.08.08}{-}$	426	200	324	2300	245	3845	-	-	140x 168	4050	в випробуванні	фільтр 3990-3980 м. 3984-3841 м.
23-П	137,0	$\frac{5600}{5474}$	$\frac{26.10.07}{-}$	$\frac{-}{-}$	426	182	324	2690	245	4180	-	-	140x 168	5450 в т.ч. фільтр 5335- 4853 м.	в випробуванні	
20-П	90,5	$\frac{5000}{4900}$	$\frac{19.09.08}{-}$	$\frac{-}{-}$	426	197	324	2100	245	3833			140x 168	4870	в випробуванні	

Таблиця 3.9 – Результати випробування свердловин Гошіївського родовища в процесі буріння [5].

№ свердловини	Випробувач діаметр штуцера, мм	Продуктивний горизонт, пласт	Інтервал випробування, м глибина абсолютна відмітка з урахуванням викривлення	Вид отриманого флюїду	Дебіт, тис.м ³ /добу	Депресія репресія, МПа	Пластовий тиск, МПа глибина, м	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	<u>КВІ-2М-146</u> 10	<u>2449-2445,4</u> -2346,1-2342,5 С-17	<u>2449-2445</u> -2346,1-2342,1	приплив газу	380	<u>5,5</u> 3,7	<u>25,7</u> 2441	Відібрана проба газу (№ 5182)
8	<u>КВІ-2М-146</u> 10 ЯКМ-270	С-23 – В-15	<u>3465-3782</u> -3362,4-3678,8	припливу не отримано	-	<u>14,2*</u> 6,6*		Характер насичення пласта не встановлено в зв'язку з його низькими колекторськими властивостями

Примітка: * - розрахункова величина

У процесі досліджень було відібрано 542,9 тис.м³ газу.

Дослідження в інтервалі перфорації 2834–2824 м (пласт С-22) у свердловині № 11 проводилися на п'яти прямих та одному зворотньому режимі. На 8 мм штуцері під час випробувань отримано приплив газу дебітом 171,6 тис.м³/добу при устьових тисках $P_{тр} = 17,07$ МПа, $P_{зтр} = 18,15$ МПа, а також конденсату дебітом 17 м³/добу. Пластовий тиск на середині інтервалу перфорації (2829 м) становив 25,51 МПа. За час дослідження було відібрано 1,508 тис.м³ газу.

Дослідження на конденсатність проводили шляхом визначення конденсатного фактора при стабільній роботі свердловини на одному з штуцерів, змінюючи режим сепарації за допомогою регулювання тиску та температури.

У свердловині № 6 (пласт С-22) також проводилися дослідження на конденсатність, проте через відсутність сепаратора дебіти конденсату виміряні не були. Результати цих досліджень наведені у фактичних матеріалах.

4. Обґрунтування параметрів підрахунку і підрахунок запасів

4.1 Обґрунтування виділених груп і категорій запасів

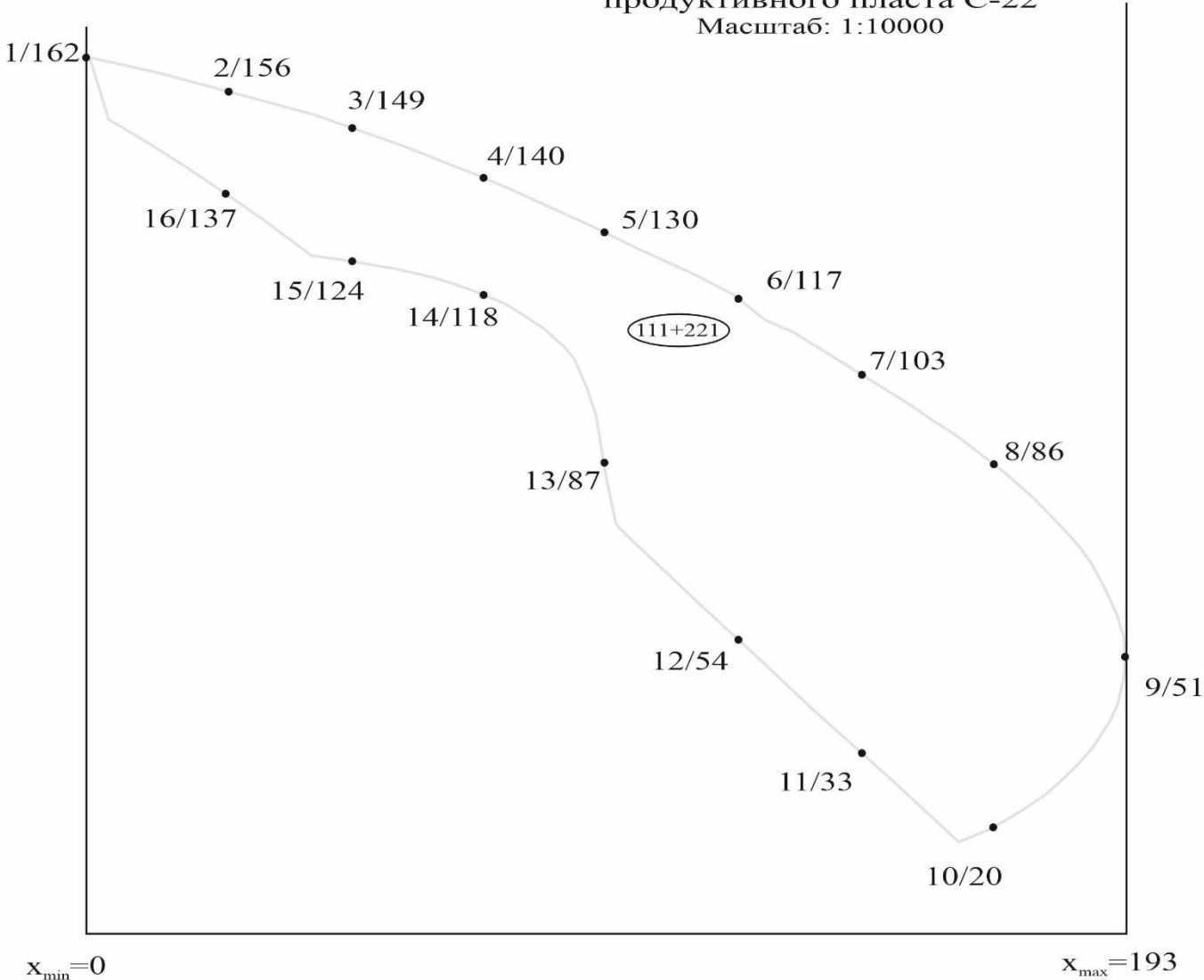
Площу газоносності об'єкту підрахунку визначалися на підрахунковому плані для пласта С-22. Вони відповідали структурній карті покрівлі проникної частини продуктивного пласта та картам ефективних газонасичених товщин, із урахуванням прийнятих контурів газоносності, меж продуктивності, встановлених у свердловинах, які розкривали пласт у найбільш занурених частинах структури, а також виділених класів запасів.

Контури газоносності встановлювалися на основі даних промислово-геофізичних досліджень та результатів випробувань і експлуатації свердловин.

Площу покладу визначали шляхом вимірювання на підрахунковому плані продуктивного горизонту С-22 за допомогою програми [HTTPS://PETROLRES.NUNG.EDU.UA/](https://petrolres.nung.edu.ua/) (Додаток А).

Об'єм газонасичених порід об'єктів підрахунку запасів визначався як добуток площі на газонасичену товщину.

викопіровка з підрахункового плану
продуктивного пласта С-22
Масштаб: 1:10000



Таблиця 4.1. – Визначення середньозважених газонасичених товщин та обчислення площі газонасиченості продуктивних горизонтів та пластів Гошіївського газоконденсатного родовища [5].

Продуктивний пласт	Категорія (код класу)	Блок свердл., (зона покладу)	Номер поля виміру площі	Межі ефективної газонасиченої товщини, м		Середня ефективна	Вимір площі	Площа, тис. м ²	Об'єм, тис. м ³	Середньозважена ефективна товщина (об'єм), м	
				від	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
С-22											
	С ₁ (111+2 21)	11 (газова)	1	8,8	-	8	8,4	91,0	91,0	764,4	h _{еф.} = 4,7
			2	8	-	6	7,0	282,0	282,0	1974,0	
			3	6	-	4	5,0	74,0	74,0	370,0	
			4	4	-	2	3,0	46,0	46,0	138,0	
			5	1	-	0	0,5	213,0	213,0	106,5	
			Всього:				4,7		706,0	3352,9	

4.2 Обґрунтування об'єкту та методу підрахунку запасів

На Гошіївському газоконденсатному родовищі в серпуховських відкладах нижнього карбону встановлено продуктивний пласт - С-22. За період проведення пошуково-розвідувальних робіт в межах родовища пробурено 8 пошукових свердловин, 2 свердловини (№ 20, 23), ще знаходяться в бурінні. Наявна інформація дозволяє провести підрахунок початкових запасів вуглеводнів об'ємним методом, у відповідності до чинної Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу [8].

Підрахунок запасів природного газу та конденсату проведено об'ємним методом на основі вивчення та узагальнення даних геологорозвідувальних та промислово-геофізичних досліджень, згідно з загальноприйнятою формулою [10]:

$$V_{\Gamma} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_{\Gamma} \cdot (P_{\text{пл}} \cdot \alpha_0 - P_{\text{зал}} \cdot \alpha_{\text{зал}}) \cdot f, \quad (4.1)$$

де V_{Γ} – початкові запаси газу, приведені до стандартних умов, млн. м³;
 F – площа газонасиченості, тис. м²;
 h – ефективна газонасичена товщина пласта, м;
 m – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;
 β_{Γ} – коефіцієнт газонасичення, частка одиниці;
 $P_{\text{пл}}, P_{\text{зал}}$ – початковий та залишковий пластові тиски в покладі, МПа;
 $\alpha_0, \alpha_{\text{зал}}$ – поправка на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для $P_{\text{пл}}$ та $P_{\text{зал}}$, частка одиниці;
 f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури, частка одиниці;

При підрахунку запасів газу $P_{\text{к}}=0,1$ МПа, також врахований коефіцієнт переведення тиску з МПа у фізичні атмосфери, який дорівнює 9,87 (1атм=0,101325МПа, звідки 1МПа=9,8692атм).

Початкові геологічні (балансові) запаси газового конденсату ($Q_{\text{к}}$) підраховані за формулою:

$$Q_{\text{к}} = V_{\Gamma} \cdot q, \quad (4.2)$$

де q – початковий вміст в газі стабільного конденсату, т/млн.м³.

Видобувні запаси газового конденсату ($Q_{\text{кв}}$) визначалися за формулою:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{к}}, \quad (4.3)$$

де $\eta_{\text{к}}$ – коефіцієнт вилучення конденсату, частка одиниці.

4.3 Обґрунтування підрахункових параметрів.

Ефективні газонасичені товщини визначалися на основі результатів промислово-геофізичних досліджень для кожної свердловини, що розкривала продуктивний пласт (таблиця 4.2). Під час встановлення газонасичених товщин для окремих свердловин із загальної потужності пласта були вилучені прошарки глини і аргілітів, а також прошарки з пористістю та проникністю, нижчими за кондиційні показники. На основі цих даних за допомогою лінійної інтерполяції створені карти ефективних газонасичених товщин пласта С-22. Також обчислено середньозважені по площі значення газонасичених товщин як суму добутків площ між двома сусідніми ізопакітами та середнього значення товщини, поділену на загальну площу.

4.3.1 Визначення коефіцієнту відкритої пористості.

До розрахунків були прийняті значення відкритої пористості, отримані шляхом комплексної інтерпретації даних ГДС із використанням результатів лабораторних аналізів, які стали основою для побудови петрофізичних залежностей, а також для перевірки достовірності та надійності пористості, визначеної за промислово-геофізичними матеріалами.

Методика визначення відкритої пористості за даними інтерпретації ГДС передбачає зіставлення значень пористості, встановлених за керном, із результатами інтерпретації геофізичних досліджень свердловин.

Для підрахунку запасів газу використані середньоарифметичні значення середньозважених по товщині пористостей окремих свердловин, отримані за матеріалами промислово-геофізичних досліджень, оскільки вони є найбільш обґрунтованими та узгодженими з даними аналізу кернового матеріалу та результатами випробувань свердловин.

4.3.2. Визначення коефіцієнту газонасиченості.

Коефіцієнти газонасиченості продуктивних пластів визначалися на основі комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. Показники газонасиченості для кожної свердловини, наведені в таблиці 4.2, обчислювалися як середньозважені за ефективною товщиною.

Оскільки всі підрахункові об'єкти в межах контуру продуктивності були розкриті лише двома свердловинами — № 6 та № 11 (пласт С-22), значення коефіцієнта газонасиченості для цих об'єктів прийнято за даними відповідної свердловини.

Таблиця 4.2 – Підрахункові параметри із врахуванням граничних значень [5].

Горизонт	Прод. пласти	№ п.п.	Глибина, м		Альт, ст.рот., м	Поправка на кривизну, м		Абс. відмітка, м		Товщина, м			Коефіцієнти		Літологія	Характер насичення	Примітка
			покрівлі	підощви		покрівлі	підощви	hзаг., м	heф. заг., м	heф. прод, м	Кп,%, дол.од	Кнг,%, дол.од					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Свердловина 6 альт. ст.рот. 99,4 м																	
C-22	C-22	8	2980,0	2982,4	99,4	5,2	5,2	-2875,4	-2877,8	2,4	2,0		9,0		піск.гл.	водонош.	
Свердловина 8 альт. ст.рот. 101,5 м																	
C-22	C-22	4	3028,0	3030,4	101,5	4,6	4,6	-2921,9	-2924,3	2,4	1,8		12,0		піск.гл.	водонош.	
		5	3031,2	3033,6	101,5	4,6	4,6	-2925,1	-2927,5	2,4	2,2		18,0		піск.	водонош.	
	C-22	8	3260,0	3264,8	101,5	6,0	6,0	-3152,5	-3157,3	4,8	3,0		12,0		піск.	обводн.	
									h=	4,8	3,0		Кп=	0,120			
Свердловина 9 альт. ст.рот. 94,2 м																	
C-22	C-22	4	3100,8	3103,2	94,2	3,5	3,5	-	-	2,4	1,6		11,5		піск.гл.	водонош.	
		5	3103,2	3104,6	94,2	3,5	3,5	-	-	1,4	1,4		13,0		піск.	водонош.	
										h=	3,8	3,0	0,0	Кп=	0,122		
Свердловина 11 альт. ст.рот. 100,1 м																	
C-22	C-22	4	2824,0	2825,2	100,1	4,3	4,3	-2719,6	-2720,8	1,2	1,2	1,2	10,0	74,0	піск.гл.	газонош.	
		5	2825,2	2828,0	100,1	4,3	4,3	-2720,8	-2723,6	2,8	1,6	1,6	10,0	74,0	піск.гл.	газонош.	
		6	2828,0	2830,4	100,1	4,3	4,3	-2723,6	-2726,0	2,4	2,4	2,4	15,0	87,0	піск.гл.	газонош.	
		7	2830,4	2832,0	100,1	4,3	4,3	-2726,0	-2727,6	1,6	1,6	1,6	19,0	94,0	піск.	газонош.	
		8	2832,0	2833,0	100,1	4,3	4,3	-2727,6	-2728,6	1,0	1,0	1,0	15,5	92,0	піск.	газонош.	
		9	2834,0	2835,0	100,1	4,3	4,3	-2729,6	-2730,6	1,0	1,0	1,0	9,0	70,0	піск.гл.	газонош.	
														Кг =	0,83		
								h=	10,0	8,8	8,8	Кп=	0,135				

4.3.3. Термобаричні умови газоконденсатних покладів і температурні поправки

Для замірів початкових пластових тисків застосовувались глибинні манометри типу МГН-2, МСУ-2 класу точності 0,6. Перед кожним дослідженням і після нього глибинні манометри тариувались.

За результатами вимірів побудовані епюри пластових тисків Горбцівського родовища та проведено розрахунок величини пластового тиску на контакт, найвищій відмітці покладу та його середині, з врахуванням густини пластового флюїду [5]. Так, наприклад, в покрівлі покладу величина пластового тиску відрізняється на величину тиску стовпа газу висотою, що дорівнює добутку висоти покладу і густини флюїду в пластових умовах:

$$P_{п.} = P_з - \gamma_{пл.ум.} \cdot h_{п.} \cdot 9,81 \quad , \quad (4.4.)$$

де $P_{п.}$ – тиск в найвищій відмітці покладу, МПа;
 $P_з$ – тиск заміряний на відповідній глибині покладу, МПа;
 $\gamma_{пл.ум.}$ – густина флюїду в пластових умовах, кг/м³;
 $h_{п.}$ – висота частини покладу від заміру до найвищої відмітки, м;
 $h_{п.} = H_з - H_{п.}$,

де $H_з, H_{п.}$ - абсолютна відмітка в точці заміру та в покрівлі, відповідно, м.

Внаслідок різниці густини газової і водяної частин покладу утворюється надлишковий пластовий тиск. При наявності виміру тиску лише в газовій частині покладу можливо визначити ГВК з використанням лінії гідростатичного тиску, приймаючи до уваги густину флюїду в пластових умовах. Точка перетину розподілу тисків в газовій частині покладу і лінії гідростатичного тиску дорівнює відмітці ГВК.

Для пласта С-22 розрахунок тиску проводився з урахуванням заміру $P_{пл.}$. Абсолютна відмітка ГВК, розрахованого графоаналітичним методом становила (-)2461,0м, тобто на 114,9м нижче НГВП в св.№6, що є мало-ймовірним. З метою запобігання завищення запасів відмітка ГВК прийнята умовно.

Густина газу в пластових умовах визначається за формулою (Правил розробки нафтових і газових родовищ [13]):

$$\gamma_{пл.ум.} = \frac{\gamma_{г.} \cdot P_{пл.} \cdot 283,58}{z \cdot T_{пл.}} \quad , \quad (4.5.)$$

де $\gamma_{пл.ум.}$ – густина газу в пластових умовах, кг/м³;

γ_r – густина газу в стандартних умовах, кг/м³;
 $P_{пл.}$ – пластовий тиск, МПа;
 $T_{пл.}$ – пластова температура, К;
 z – поправка на стиснення газу, частка одиниці.

Для підрахунку запасів прийняті значення пластових тисків, зняті з епюри на абсолютних відмітках, що відповідають $\frac{1}{2}$ висоти пластових покладів від прийнятого чи розрахункового контакту.

Враховуючи те, що на Гошіївському родовищі вимір термоградієнта не був проведений у жодній свердловині, тому для визначення температурних поправок термоградієнт взятий по св. № 2 сусіднього Мачухського родовища [5].

Пластова температура визначалась шляхом зняття величини температури на абсолютній відмітці, яка відповідає середині висоти покладу від прийнятого контакту.

Поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури визначалась за формулою:

$$f = \frac{T + t_{ст}}{T + t_{пл}}, \quad (4.6.)$$

де T - абсолютна температура (273°C);
 $t_{ст}$ - стандартна температура (20°C);
 $t_{пл}$ - пластова температура (°C);

4.3.4. Поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта

Поправочний коефіцієнт (α) на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта являє собою зворотню величину коефіцієнта стисливості (Z) і визначається за формулою

$$\alpha = \frac{1}{Z} \quad (4.7)$$

Коефіцієнт стисливості газу визначається за методикою, викладеною [8].

Компонентний склад газів серпуховських покладів досліджувався тематичною експедицією. Дослідження газоконденсатних систем продуктивного пласта С-22 проведено УкрДГРІ [5].

Слід відзначити, що для покладу горизонту С-22 Гошіївського родовища за результатами промислових газоконденсатних досліджень було визначено

потенційний вміст стабільного конденсату у видобувному газі, який становив 66,65 г/м³ (у перерахунку на пластовий газ). Однак дані початкового етапу експлуатації родовища показали, що під час дослідження свердловини №11 газоконденсатний фактор виявився заниженим. За фактичними показниками видобутку газу та конденсату за 1998 рік цей фактор для горизонту становив 131,3 г/м³ стабільного конденсату.

З огляду на це можна зробити висновок, що проба, відібрана для аналізу, була неякісною. Тому при обґрунтуванні підрахункових параметрів склад пластового газу, потенційний вміст конденсату та інші характеристики прийнято за аналогією з пластом С-22 у свердловині №6.

Псевдокритичні тиски та температури визначено за складом пластового газу. Значення коефіцієнтів α і Z , а також пластової температури, температурних поправок до розрахункових пластових тисків і густини газу в пластових та стандартних умовах для кожного покладу наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. – Визначення псевдокритичних температур і тисків для продуктивних пластів Гошіївського родовища [3].

Горизонт, блок, (свердловина)	Середній склад газу покладу	Вміст в порціях від об'єму	Критичні параметри		Псевдокритичні параметри	
			Тиск, МПа	Темпера- тура, К	Тиск, МПа	Темпе- ратура, К
1	2	3	4	5	6	7
С-22 №11 2445-2449	метан	78,94	4,606	190,55	3,636	150,420
	етан	6,54	4,881	305,43	0,319	19,975
	пропан	7,58	4,251	369,82	0,322	28,032
	і-бутан	0,78	3,648	408,13	0,028	3,183
	н-бутан	1,34	3,797	425,16	0,051	5,697
	пентан+вищі	3,23	3,19	488,6	0,103	15,782
	гелій	0,06	0,23	5,2	0,000	0,003
	азот	1,20	3,399	126,26	0,041	1,515
	двооксид вуглецю	0,33	7,384	304,2	0,024	1,004
			100,00			4,52

4.4 Результати підрахунку запасів

Підрахунок запасів проведено на основі методики, визначеної “Методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та газу у надрах і їхньої класифікації” [14] та “Інструкція про облік запасів нафти, природного газу та наявних у них корисних компонентів і заповнення звітного балансу запасів корисних копалин за формою №6-ГР (нафта, природний газ, конденсат, етан, пропан, бутани, гелій)” [10].

Підрахунок запасів вільного газу та конденсату з горизонту С-22 Гошіївського родовища проведені об'ємним методом за допомогою програми <https://petrolres.nung.edu.ua/> і приведено у додатку Б.

Початковий вміст стабільного конденсату в пластовому газі Гошіївського родовища визначався на підставі промислових і експериментальних досліджень.

Потенційний вміст вищезгаданих компонентів для пласта С-22, прийняті за аналогією з пластом С-17 згідно з результатами досліджень в св. № 6.

4.4.1 Підрахунок запасів гелію.

Запаси гелію визначалися за формулою:

$$V_{\text{He}} = \frac{V_r \cdot M_{\text{He}}}{100},$$

де V_{He} – запаси гелію, тис.м³

V_r – запаси газу, млн.м³

M_{He} – мольна доля гелію в пластовому газі, %.

4.4.2 Коефіцієнт вилучення газу та конденсату.

Для розрахунку прогнозного видобутку конденсату динаміку вмісту вуглеводнів С₅₊ у видобувних газах по горизонтах родовища визначали аналітичним методом з урахуванням результатів газоконденсатних досліджень та фактичних даних щодо видобутку газу і конденсату.

Техніко-економічну оцінку розробки Гошіївського родовища виконано на основі показника накопиченого приведенного вільного грошового потоку. За результатами економічних розрахунків встановлено, що накопичений приведений вільний грошовий потік є додатним для всіх проаналізованих експлуатаційних об'єктів, що свідчить про економічну доцільність їх розробки

та можливість рекомендації до впровадження.

Економічними розрахунками визначено оптимальний термін розробки кожного експлуатаційного об'єкта та відповідні коефіцієнти вилучення газу й конденсату.

До розгляду пропонуються коефіцієнти вилучення газу та конденсату:
- для блоку св.№ 11 (пласт С-22) 0,858;

Додаток Б

 [English](#)

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт газонасиченості:

Пластовий тиск, МПа:

Пластова температура, °С:

Коефіцієнт надстисливості газу:

Коефіцієнт вилучення газу:

Результати обчислень:

Площа газонасиченості - 787 тис. м²

Початкові загальні запаси газу категорій С₁+С₂ - 84 млн. м³

Початкові добувні запаси газу категорій С₁+С₂ - 70 млн. м³

Таблиця 4.4. – Зведена таблиця підрахункових параметрів, запасів вільного газу і конденсату Гошіївського родовища

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Поправки, частка одиниці		13	14	15	16	17	18	19	Поточні запаси газу на дату підрахунку, млн. м ³			23	24	25	26	27	28	Поточні запаси конденсату на дату підрахунку, тис.т		
										11	12								20	21	22							29	30	31
С-22																														
	111+221	C ₁	787	4,7	3615	0,135	0,83	30,34	0,1	0,69	1,01	84,0	0,968	82,0	0,858	70,0	12,0	68,0	14,0	2,0	12,0	176,15	14,0		5,0	9,0	5,0	9,0	0,0	9,0
Разом по блоку	111+221	C₁										84,0		82,0		70,0		68,0	14,0	2,0	12,0		14,0		5,0	9,0	5,0	9,0	0,0	9,0

4.5 Якість і ефективність геологорозвідувальних робіт, а також геолого-промислових досліджень під час видобутку вуглеводнів

Базою для проведення пошуково розвідувального буріння на Гошіївській площі є результати проведених сейсмічних досліджень. Дослідження проводилося методом загальної глибинної точки по 12-кратній схемі спостережень з коефіцієнтом точності 0,90.

У результаті Гошіївську структуру (родовище) було підготовлено до пошуків покладів у відкладах нижнього карбону за відбивальними горизонтах IVб (P₂), Vб₂ (C₂V), V_{B2} (C₁V₂), V_{B2}¹ (C₁V₁), V_{B2}⁴ (C₁t) у межах окремого Чередниківського блоку. Під час буріння першої свердловини №10, яка досягла проектної глибини 4600 м і вибоєм увійшла в покрівлю газоносних пісковиків турнейського ярусу, було підтверджено результати сейсмозв'язки. Подальше заглиблення свердловини не проводило через невідповідність конструкції складним геолого-технічним умовам.

Наступні пробурені свердловини №11 (у блоці свердловини №10) та №6 (у відокремленому, більш піднятому блоці) встановили промислову газоносність і підтвердили сходинчасто-блокову будову Гошіївського родовища. Водночас свердловина №6 не підтвердила наявності нижньовізейських, турнейських і фаменських відкладів у цій частині структури і вже на глибині 3953 м (за проекту 4890 м) розкрила девонську сіль. Такі розбіжності з проектом пояснюються складнішою будовою нижньовізейсько-турнейських горизонтів.

Кожна нова свердловина уточнювала уявлення про геологічну будову, що зумовило необхідність продовження пошукового буріння у поєднанні з сейсмічними дослідженнями. Завдяки цьому всі три свердловини виявилися продуктивними:

- №10 — у турнейських відкладах,
- №11 — у турнейських та нижньосерпуховських,
- №6 — у нижньосерпуховських.

На підставі результатів буріння цих трьох свердловин і переглянутих сейсмічних побудов було визначено доцільність буріння свердловини №18 для дорозвідки нижньосерпуховських покладів у блоці свердловини №6.

Після передачі родовища видобувній компанії виконано деталізаційні 3D-сейсмічні дослідження. За їхніми результатами, які суттєво змінили попередні уявлення про будову, пробурено дві нові свердловини №14 і №16, розташовані південніше свердловин №10 та №11 у грабеноподібному блоці. Планувалося розкриття повного нижньокам'яновугільного розрізу та надсольових девонських відкладів.

Фактично ж ці свердловини не підтвердили очікуваний повний розріз:

девонська сіль була розкрита на 1010 м раніше, ніж прогнозувалося, і свердловини перетнули субмеридіональне порушення на 350–400 м вище проектного, потрапивши в окремий піднятий блок. У нижньосерпуховському горизонті газоносності вони виявилися непродуктивними.

Геолого-економічну оцінку вуглеводневих ресурсів нижньосерпуховських відкладів Гошіївського родовища виконано на основі скоригованої моделі, що враховує дані буріння та оновлені сейсмічні побудови. Із усіх пробурених свердловин була ліквідована лише свердловина №10, яка розташована поза межами покладів.

Таким чином, із трьох свердловин, що первинно розкрили нижньосерпуховський горизонт, дві виявилися продуктивними, що відповідає коефіцієнту 0,67. З урахуванням двох нових свердловин (№14 та №16), пробурених за оновленими сейсмічними моделями, із п'яти свердловин коефіцієнт продуктивності за горизонтом геолого-економічної оцінки становить 0,4.

Продуктивні пласти були випробувані в двох свердловинах, тоді як у решті вони виявилися ущільненими або водонасиченими. На свердловинах, що перебували в дослідно-промисловій експлуатації, добові виміри дебітів газу, конденсату і води проводили регулярно, а пластові тиски фіксували згідно з комплексними програмами та проектами дослідно-промислової розробки покладів.

5. Обґрунтування підготовленості родовища (покладу) до промислового освоєння та рекомендації з подальшого його вивчення.

На підставі даних пошукових робіт, дослідно-промислової розробки, геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів, техніко-економічного обґрунтування рентабельності видобутку газу з нижньосерпуховського покладу С-22 та результатів подальших геологорозвідувальних досліджень, спрямованих на його довивчення, Гошіївське родовище підготовлене до промислової розробки.

Цей висновок ґрунтується на достатньому рівні вивченості геологічної будови родовища, підтверженому сейсмозвідувальними роботами, пошуковим бурінням і дослідно-промисловими випробуваннями. Проведено обґрунтування ємнісно-фільтраційних властивостей порід, визначено склад флюїдів у пластових і стандартних умовах, оцінено параметри продуктивності, а також гідрогеологічні, термобаричні та гірничо-геологічні умови, що є сприятливими для розробки нижньосерпуховського покладу С-22.

Зібрана геолого-промислова інформація дала змогу побудувати геологічну модель покладу С-22, виконати оцінку балансових запасів об'ємним методом і подати їх на затвердження. Частка запасів газу розвіданої частини родовища, включаючи як балансові, так і позабалансові, становить 89,8 % від загального обсягу по покладу С-22.

Економічні розрахунки доводять, що обсяг розвіданих балансових запасів, згідно з пунктом 9.4 «Інструкції із застосування класифікації запасів» [8], забезпечує рентабельну діяльність видобувного підприємства при існуючому фонді свердловин.

Гошіївське родовище розташоване в добре освоєному нафтогазовому районі, де вже функціонує інфраструктура промислів, що забезпечені питною та технічною водою, а також сировиною для виробництва будівельних матеріалів, необхідних для газоконденсатного видобутку.

У проєкті дослідно-промислової розробки (ДПР), а також у технологічній схемі розробки суміжних родовищ передбачено комплекс раціональних природоохоронних заходів. Ідентифіковано та оцінено потенційно небезпечні екологічні фактори, що можуть впливати на довкілля в процесі видобутку та транспортування продукції, визначено максимальні разові гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для газопромислових об'єктів. Розроблено заходи щодо охорони навколишнього середовища, атмосферного повітря, поверхневих і підземних вод, а також щодо збереження ґрунтів, флори й фауни та утилізації супутніх вод, що видобуваються разом із газом.

6. Економічна основа проектних робіт.

Розрахунок економічних показників ефективності робіт виконувався на основі технологічних показників варіантів розробки. Розрахунок техніко-економічної ефективності розробки запасів Гошіївського газоконденсатного родовища базується на зіставленні в очікуваному періоді доходу від реалізації отриманої продукції та сукупних витрат, що необхідні для отримання цього доходу.

Основними показниками ефективності розробки родовища є “дисконтований грошовий потік”, собівартість товарної продукції, її рентабельність. Дисконтований грошовий потік враховує фактор часу і визначається як різниця між вартістю реалізації продукції та витратами (капітальними та експлуатаційними (без амортизації), з урахуванням усіх податків, платежів до бюджету.

Розрахунки проводилися з використанням наступних умов господарської діяльності [17, 18]:

- гранична ціна природного газу, який поставляється промисловим споживачам Національною акціонерною Компанією “Нафтогаз України” станом від 28.02.2013 р. становить 21362,26 грн. за 1000 м³ та гіна конденсату 23670,43 грн./т. Саме за цією ціною виконана економічна оцінка розробки родовища.

- податок на додану вартість – з 1 січня 2024 р. по 31 грудня 2024 р. згідно “Перехідні положення” Податкового кодексу України ставка податку становить 20%, з 1 січня 2025 р. – 17%;

- податок на прибуток – згідно “Перехідні положення ХХ розілу” ставка податку на прибуток підприємств становить з 1.01.2024 р. по 31.12.2024 р. 19%, з 1 січня 2025 р.—17%;

- ставка дисконтування – 7,5%.

Вартість товарної продукції у річних обсягах обчислюється із врахуванням витрат газу на технологічні потреби (дослідження свердловин, продувка шлейфів, сепараторів, інших технологічних витрат) та втрат з розрахунку загалом 1,5% від обсягу видобутку газу.

Величину збору плати за надра включається в експлуатаційні витрати. Розрахунок виконаний на валовий видобуток газу і конденсату.

Нормативи нових (додаткових) капітальних вкладень на дорозробку родовища таких як – вартість відновлення свердловин, вартість буріння експлуатаційних свердловин, їх облаштування, приймаються за усередненими даними по Західному регіону України.

В розрахунках прийнято:

- вартість відновлення свердловин – 850,0 тис. грн./св.;

При розрахунках капітальних витрат на обв'язку свердловин та будівництво шлейфів взято питому вартість робіт, яка складає 3430 тис. грн. на одну свердловину, при довжині трубопроводу Ду-76×5 мм 1000 м в умовах ґрунтів, наближених до умов родовища, на основі кошторисних норм та середніх кошторисних цін, затверджених Держбудом України, розраховану за програмним комплексом АВК-3, зокрема на:

- обв'язку гирла свердловини;
- шлейф свердловини Ду-76×5 мм;
- підключення шлейфа свердловини на вхідній гребінці, або до шлейфа іншої свердловини із влаштуванням запірної арматури;
- під'їзна дорога з гравійним покриттям;
- благоустрій та озеленення території;
- будівлі та споруди тимчасового призначення, додаткові витрати на виконання БМР у зимовий період, проектні та вишукувальні роботи, затрати на проведення комплексної державної експертизи, на покриття адміністративних витрат будівельно-монтажних організацій, податки та збори, обов'язкові платежі, що не враховані складовими будівництва, інше.

Капітальні вкладення на заміну фонду свердловин не закладались, оскільки експлуатаційними витратами передбачено проведення капітальних ремонтів свердловин із середнім міжремонтним періодом у 8 років та поточних ремонтів, робіт по інтенсифікації видобутку газу.

Нормативи експлуатаційних витрат згруповані в дві групи: умовно-змінні, що залежать від рівня видобутку та умовно-постійні, що залежать від кількості свердловин. (таблиця 6.1) та розраховані за даними надкористувача.

Таблиця 6.1 - Розрахунок амортизації свердловин

Свердловина № 6			Свердловина № 10			Свердловина № 11			Всього амортизаційних відрахувань, тис. грн.
Рок и	Первісна вартість свердловини, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис. грн.	Рок и	Первісна вартість свердловини, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис. грн.	Рок и	Первісна вартість свердловини, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис. грн.	
1	42697	2846,47	1	42738	641070,00	1	59530	3968,67	647885,13
2	38427,3	2561,82	2	38464,2	576963,00	2	53577,0	3571,80	583096,62
3	34584,6	2305,64	3	34617,8	519266,70	3	48219,3	3214,62	524786,96
4	31126,1	2075,07	4	31156,0	467340,03	4	43397,4	2893,16	472308,26
5	28013,5	1867,57	5	28040,4	420606,03	5	39057,6	2603,84	425077,44
6	25212,2	1680,81	6	25236,4	378545,42	6	35151,9	2343,46	382569,69
7	22690,9	1512,73	7	22712,7	340690,88	7	31636,7	2109,11	344312,72
8	20421,8	1361,46	8	20441,5	306621,79	8	28473,0	1898,20	309881,45

9	18379,7	1225,31	9	18397,3	275959,61	9	25625,7	1708,38	278893,31
10	16541,7	1102,78	10	16557,6	248363,65	10	23063,1	1537,54	251003,98
11	14887,5	992,50	11	14901,8	223527,29	11	20756,8	1383,79	225903,58
12	13398,8	893,25	12	13411,6	201174,56	12	18681,1	1245,41	203313,22
13	12058,9	803,93	13	12070,5	181057,10	13	16813,0	1120,87	182981,90
14	10853,0	723,53	14	10863,4	162951,39	14	15131,7	1008,78	164683,71
15	9767,7	651,18	15	9777,1	146656,25	15	13618,6	907,90	148215,34

Розрахунок експлуатаційних витрат на видобуток вуглеводнів Гошіївського родовища наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 - Розрахунок експлуатаційних витрат на видобуток вуглеводнів

Роки	Експлуатаційні витрати на видобуток нафти, тис.грн.				Експлуатаційні витрати на видобуток розч. газу, тис.грн.				Всього експл. витрат, тис.грн.	Кількість свердловин
	поточні	плата за надра	амортизація	всього	поточні	збір за ГРП	амортизація	всього		
2025	77700	728640	485936,39	1292276,39	1830	0,00	161978,80	163809	1456085,18	3
2026	77700	728640	437340,91	1243680,91	1830	0,00	145780,30	147610	1391291,21	3
2027	77700	728640	393605,67	1199945,67	1830	0,00	131201,89	133032	1332977,55	3
2028	71250	667920	354244,38	1093414,38	1710	0,00	118081,46	119791	1213205,83	3
2029	71250	667920	318819,49	1057989,49	1710	0,00	106273,16	107983	1165972,65	3
2030	71250	667920	286937,26	1026107,26	1710	0,00	95645,75	97355,8	1123463,01	3
2031	64800	607200	258243,37	930243,37	1710	0,00	86081,12	87791,1	1018034,49	3
2032	64800	607200	232418,95	904418,95	1710	0,00	77472,98	79183	983601,93	3
2033	64800	607200	209177,02	881177,02	1710	0,00	69725,67	71435,7	952612,69	3
2034	64800	607200	188259,31	860259,31	1470	0,00	62753,10	64223,1	924482,42	3
2035	64800	607200	169433,41	841433,41	1470	0,00	56477,80	57947,8	899381,21	3
2036	64800	607200	152490,11	824490,11	1470	0,00	50830,04	52300	876790,15	3
2037	58350	546480	137241,15	742071,15	1470	0,00	45747,05	47217,1	789288,21	3
2038	58350	546480	123517,10	728347,10	1470	0,00	41172,37	42642,4	770989,47	3
2039	58350	546480	111165,46	715995,46	1470	0,00	37055,15	38525,2	754520,62	3
2040	58350	546480	3,64	604833,64	1230	0,00	1,21	1231,21	606064,85	3
2041	58350	546480	3,35	604833,35	1230	0,00	1,12	1231,12	606064,47	3
2042	51900	485760	3,10	537663,10	1230	0,00	1,03	1231,03	538894,13	3
2043	42225	394680	2,87	436907,87	1230	0,00	0,96	1230,96	438138,82	3
2044	42225	394680	2,66	436907,66	1230	0,00	0,89	1230,89	438138,55	3
2045	42225	394680	19,79	436924,79	1230	0,00	6,60	1236,6	438161,39	3
2046	42225	394680	15,47	436920,47	1230	0,00	5,16	1235,16	438155,63	3
2047	42225	394680	19,650	436924,65	1230	0,00	6,550	1236,55	438161,20	3

Розрахунок амортизації основних засобів Гошіївського родовища наведено в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 - Розрахунок амортизації основних засобів

Роки	I група основних засобів		II група основних засобів		III група основних засобів		IV група основних засобів		Всього амортизаційних відрахувань, тис. грн.
	Балансова вартість, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис. грн.	Балансова вартість, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис. грн.	Балансова вартість, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис. грн.	Балансова вартість, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис. грн.	
2025	150,000	7,500	17,000	6,800	105,000	15,750	0	0	30,050
2026	142,500	7,125	10,200	4,080	89,250	13,388	0	0	24,593
2027	135,375	6,769	6,120	2,448	75,863	11,379	0	0	20,596
2028	128,606	6,430	3,672	1,469	64,483	9,672	0	0	17,572
2029	122,176	6,109	2,203	0,881	54,811	8,222	0	0	15,212
2030	116,067	5,803	1,322	0,529	46,589	6,988	0	0	13,320
2031	110,264	5,513	0,793	0,317	39,601	5,940	0	0	11,771
2032	104,751	5,238	0,476	0,190	33,661	5,049	0	0	10,477
2033	99,513	4,976	0,286	0,114	28,612	4,292	0	0	9,382
2034	94,537	4,727	0,171	0,069	24,320	3,648	0	0	8,443
2035	89,811	4,491	0,103	0,041	20,672	3,101	0	0	7,632
2036	85,320	4,266	0,062	0,025	17,571	2,636	0	0	6,926
2037	81,054	4,053	0,037	0,015	14,935	2,240	0	0	6,308
2038	77,001	3,850	0,022	0,009	12,695	1,904	0	0	5,763
2039	73,151	3,658	0,013	0,005	10,791	1,619	0	0	5,282
2040	69,494	3,475	0,008	0,003	9,172	1,376	0	0	4,854
2041	66,019	3,301	0,005	0,002	7,796	1,169	0	0	4,472
2042	62,718	3,136	0,003	0,001	6,627	0,994	0	0	4,131
2043	59,582	2,979	0,002	0,001	5,633	0,845	0	0	3,825
2044	56,603	2,830	0,001	0,000	4,788	0,718	0	0	3,549
2045	53,773	2,689	18,000	7,200	106,000	15,900	1	0,6	26,389
2046	51,084	2,554	10,800	4,320	90,100	13,515	0,4	0,24	20,629
2047	50,000	2,500	18,000	7,200	106,000	15,900	1	0,6	26,200

Продовження табл. 6.3

Роки	Всього амортизаційних відрахувань, тис. грн.	Амортизаційні відрахування на нафту, тис. грн.	Амортизаційні відрахування на розч. газ, тис. грн.
2025	647915,183	485936,388	161978,796
2026	583121,213	437340,909	145780,303
2027	524807,554	393605,666	131201,889
2028	472325,834	354244,375	118081,458
2029	425092,648	318819,486	106273,162
2030	382583,013	286937,260	95645,753
2031	344324,494	258243,370	86081,123
2032	309891,928	232418,946	77472,982
2033	278902,687	209177,016	69725,672
2034	251012,419	188259,314	62753,105
2035	225911,210	169433,408	56477,803
2036	203320,146	152490,110	50830,037
2037	182988,206	137241,154	45747,051
2038	164689,471	123517,103	41172,368
2039	148220,619	111165,464	37055,155
2040	4,854	3,640	1,213
2041	4,472	3,354	1,118
2042	4,131	3,098	1,033
2043	3,825	2,869	0,956
2044	3,549	2,662	0,887
2045	26,389	19,791	6,597
2046	20,629	15,472	5,157
2047	26,200	19,650	6,550

Основні техніко-економічні показники розробки Гошіївського родовища родовища за оптимальним другим варіантом наведені в таблиці 6.4.

Таблиця 6.3 - Основні ТЕП розробки родовища

Роки	Видобуток газу, млн.м3	Видобуток газового конденсату, тис. т	Товарна кількість газу, млн.м3	Товарна кількість конденсату, тис. т	Капітальні вкладення в експлуатацію родовища, тис.грн.	Експлуатаційні витрати на видобуток нафти, тис.грн.	Експлуатаційні витрати на видобуток розч. газу, тис.грн.	Собівартість газу, грн/млн.м3,	Собівартість газового конденсату, грн./1000 т
2025	120,0	30,0	117,582	27,885	120,6	1292276,4	573330,8	10769,0	19111,0
2026	120,0	30,0	117,582	27,885	120,6	1243680,9	516636,1	10364,0	17221,2
2027	120,0	30,0	117,582	27,885	120,6	1199945,7	465611,6	9999,5	15520,4
2028	110,0	28,0	107,784	26,026	120,6	1093414,4	419270,1	9940,1	14973,9
2029	110,0	28,0	107,784	26,026	120,6	1057989,5	377941,1	9618,1	13497,9
2030	110,0	28,0	107,784	26,026	120,6	1026107,3	340745,1	9328,2	12169,5
2031	100,0	28,0	97,985	26,026	120,6	930243,4	307268,9	9302,4	10973,9
2032	100,0	28,0	97,985	26,026	120,6	904418,9	277140,4	9044,2	9897,9
2033	100,0	28,0	97,985	26,026	120,6	881177,0	250024,9	8811,8	8929,5
2034	100,0	24,0	97,985	22,308	120,6	860259,3	224780,9	8602,6	9365,9
2035	100,0	24,0	97,985	22,308	120,6	841433,4	202817,3	8414,3	8450,7
2036	100,0	24,0	97,985	22,308	120,6	824490,1	183050,1	8244,9	7627,1
2037	90,0	24,0	88,187	22,308	120,6	742071,2	165259,7	8245,2	6885,8
2038	90,0	24,0	88,187	22,308	120,6	728347,1	149248,3	8092,7	6218,7
2039	90,0	24,0	88,187	22,308	120,6	715995,5	134838,0	7955,5	5618,3
2040	90,0	20,0	88,187	18,590	120,6	604833,6	4309,2	6720,4	215,5
2041	90,0	20,0	88,187	18,590	120,6	604833,4	4308,9	6720,4	215,4
2042	80,0	20,0	78,388	18,590	120,6	537663,1	4308,6	6720,8	215,4
2043	65,0	20,0	63,690	18,590	120,6	436907,9	4308,3	6721,7	215,4
2044	65,0	20,0	63,690	18,590	120,6	436907,7	4308,1	6721,7	215,4
2045	65,0	20,0	63,690	18,590	120,6	436924,8	4328,1	6721,9	216,4
2046	65,0	20,0	63,690	18,590	120,6	436920,5	4323,1	6721,9	216,2
2047	65,0	20,0	63,690	18,590	120,6	436924,7	4327,9	6721,9	216,4
За 5 р.	530,000	140,000	519,321	130,130	186,144	5012173,4	1722365,7	10138,1	16064,9
За 10 р.	1020,000	264,000	999,447	245,388	186,144	9161604,4	2748298,5	9578,0	13166,1
За 20 р.	1785,000	472,000	1749,032	438,724	186,144	14537862,5	3066907,1	8282,7	7312,5

Продовження табл. 6.3

Роки	Сукупні витрати, тис. грн.	Реалізація продукції з ПДВ тис.грн.	ПДВ, тис.грн.	Рента, тис.грн.	Реалізація продукції без ПДВ, тис.грн.	Балансовий прибуток, тис.грн.	Податок на прибуток, тис.грн.	Чистий прибуток, тис.грн.	Рентабельність (чистий прибуток/експл.витрати),%
2025	808290,6	2438456,5	406409,4		2032046,1	1769950,7	442487,7	1327463,1	91,17
2026	808290,6	2438456,5	406409,4		2032046,1	1781613,7	445403,4	1336210,2	96,04
2027	808290,6	2438456,5	406409,4		2032046,1	1792110,1	448027,5	1344082,6	100,83
2028	741000,6	2240577,5	373429,6		1867147,0	1648769,9	412192,5	1236577,4	101,93
2029	741000,6	2240577,5	373429,6		1867147,0	1657271,9	414318,0	1242953,9	106,60
2030	741000,6	2240577,5	373429,6		1867147,0	1664923,6	416230,9	1248692,7	111,15
2031	673830,6	2064001,6	344000,3		1720000,3	1536754,1	384188,5	1152565,6	113,21
2032	673830,6	2064001,6	344000,3		1720000,3	1542952,0	385738,0	1157214,0	117,65
2033	673830,6	2064001,6	344000,3		1720000,3	1548530,1	387132,5	1161397,5	121,92
2034	673590,6	2021395,6	336899,3		1684495,3	1518088,5	379522,1	1138566,4	123,16
2035	673590,6	2021395,6	336899,3		1684495,3	1522606,7	380651,7	1141955,0	126,97
2036	673590,6	2021395,6	336899,3		1684495,3	1526673,1	381668,3	1145004,8	130,59
2037	606420,6	1844819,6	307469,9		1537348,7	1395276,8	348819,2	1046457,6	132,58
2038	606420,6	1844819,6	307469,9		1537348,7	1398570,6	349642,6	1048927,9	136,05
2039	606420,6	1844819,6	307469,9		1537348,7	1401535,0	350383,7	1051151,2	139,31
2040	606180,6	1802213,6	300368,9		1501843,7	1392752,0	348188,0	1044564,0	172,35
2041	606180,6	1802213,6	300368,9		1501843,7	1392752,1	348188,0	1044564,0	172,35
2042	539010,6	1625637,7	270939,6		1354697,1	1257696,1	314424,0	943272,1	175,04
2043	438255,6	1360773,8	226795,6		1133977,1	1055112,2	263778,0	791334,1	180,61
2044	438255,6	1360773,8	226795,6		1133977,1	1055112,2	263778,1	791334,2	180,61
2045	438255,6	1360773,8	226795,6		1133977,1	1055108,1	263777,0	791331,1	180,60
2046	438255,6	1360773,8	226795,6		1133977,1	1055109,1	263777,3	791331,8	180,61
2047	438255,6	1360773,8	226795,6		1133977,1	1055108,1	263777,0	791331,1	180,60
За 5 р.	3570663,0	10849735,8	1808289,3		9041441,5	8050671,5	2012667,9	6038003,6	99,31
За 10 р.	6871686,0	20822743,8	3470457,3		17352276,5	15561846,6	3890461,7	11671385,0	108,37
За 20 р.	12027177,0	36546316,8	6091052,8		30455244,0	27680702,1	6920175,5	20760526,5	137,91

Продовження табл. 6.3

Роки	Рентабельність (грошовий потік/сукупні витрати),%	Грошовий потік, тис.грн.	Накопичений грошовий потік, тис.грн.	Дисконтний множник	Дисконтований грошовий потік, тис.грн.	Накопичений дисконтований грошовий потік готівки, тис.грн.	Податки та відрахування до бюджету (ПДВ ГРР та інші), тис.грн.
2025	244,37	1975257,6	1975257,6	1,0	1975257,6	1975257,6	1135050,4
2026	244,37	1919210,9	3894468,5	0,9	1744562,7	3719820,3	1135050,4
2027	237,44	1868769,5	5763238,0	0,8	1545472,4	5265292,7	1135050,4
2028	252,20	1708782,7	7472020,7	0,8	1283295,8	6548588,5	1041350,6
2029	230,60	1667926,0	9139946,7	0,7	1139193,4	7687781,9	1041350,6
2030	225,09	1631155,1	10771101,8	0,6	1012947,3	8700729,3	1041350,6
2031	242,07	1496769,5	12267871,3	0,6	845674,8	9546404,0	951201,3
2032	222,13	1466985,3	13734856,6	0,5	752563,5	10298967,5	951201,3
2033	217,71	1440179,6	15175036,2	0,5	672563,9	10971531,4	951201,3
2034	213,81	1389458,2	16564494,4	0,4	589130,3	11560661,6	944100,3
2035	206,28	1367745,6	17932240,0	0,4	527949,8	12088611,5	944100,3
2036	203,05	1348204,4	19280444,4	0,4	473219,7	12561831,2	944100,3
2037	222,32	1229325,2	20509769,6	0,3	392154,7	12953985,9	853950,9
2038	202,72	1213496,8	21723266,4	0,3	351914,1	13305900,0	853950,9
2039	200,11	1199251,3	22922517,7	0,3	315403,1	13621303,1	853950,9
2040	197,84	1044448,2	23966965,9	0,2	249623,1	13870926,2	846849,9
2041	172,30	1044447,9	25011413,8	0,2	227689,6	14098615,9	846849,9
2042	193,77	943155,6	25954569,4	0,2	186744,8	14285360,7	756700,6
2043	215,21	791217,3	26745786,8	0,2	142419,1	14427779,8	621476,6
2044	180,54	791217,1	27537003,9	0,2	129759,6	14557539,4	621476,6
2045	180,54	791236,9	28328240,7	0,2	121850,5	14679389,9	621476,6
2046	180,54	791231,9	29119472,6	0,1	104442,6	14783832,5	621476,6
2047	180,54	791236,7	29910709,3	0,1	71211,3	14855043,8	621476,6
За 5 р.	241,80	7971618,6			5033674,8		5026454,3
За 10 р.	232,98	14746531,6			7688693,2		9663907,3
За 20 р.	211,55	29910709,3			14855043,8		16929592,8

ВИСНОВКИ

В адміністративному відношенні Гошіївське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавської області України.

Гошіївське родовище розташоване в південній прибортовій зоні крайових дислокацій, на північний схід від протяжного Зачепилівсько-Левенцівського валу, і включає два структурно різнобудовані елементи: Гошіївську структуру та Відоме склепіння. Площа родовища має складну блокову будову, що проявляється численними скидами, значними коливаннями товщин та літологічною мінливістю порід у розрізі свердловин. Геологічну будову родовища відображають дані буріння ряду свердловин на Гошіївській та суміжній Відомій площі, які разом формують єдиний структурно-тектонічний комплекс. У формуванні геологічної будови беруть участь відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ер.

В результаті пошукових робіт на площі встановлено два самостійних структурних поверхи з кутовою та стратиграфічною незгідністю: перший охоплює нижньовізейські, турнейські та девонські відклади, другий — нижньосерпуховські утворення. Просторове розміщення покладів газоносних горизонтів на Гошіївському та Відомому родовищах визначається літофаціальним типом порід, а продуктивні пласти стратиграфічних комплексів, з різноманітністю структурно-тектонічної складності та особливостями літофаціального типу розрізу, мають чітке просторове положення, контролюються непроникливими шарами і утворюють турнейсько-нижньовізейський та верхньовізейсько-серпуховський нафтогазоносні комплекси.

Площі газоносності об'єктів підрахунку визначалися на підрахунковому плані для пласта С-22. Вони відповідали структурній карті покрівлі проникної частини продуктивного пласта та картам ефективних газонасичених товщин, із урахуванням прийнятих контурів газоносності, меж продуктивності, встановлених у свердловинах, які розкривали пласт у найбільш занурених частинах структури, а також виділених класів запасів.

Площу покладів визначали шляхом вимірювання на підрахунковому плані продуктивного горизонту С-22 за допомогою програми <https://petrolres.nung.edu.ua/>. Початкові загальні запаси газу категорій C_1+C_2 становлять - 84 млн. м³, початкові добувні запаси газу категорій C_1+C_2 - 70 млн. м³. Початкові загальні запаси конденсату 14,0 тис.т, Початкові видобувні запаси конденсату – 5,0 тис.т.

Геолого-економічну оцінку вуглеводневих ресурсів нижньосерпуховських відкладів Гошіївського родовища виконано на основі скоригованої моделі, що враховує дані буріння та оновлені сейсмічні побудови. Із усіх пробурених свердловин була ліквідована лише свердловина №10, яка розташована поза межами покладів.

Таким чином, із трьох свердловин, що первинно розкрили нижньосерпуховський горизонт, дві виявилися продуктивними, що відповідає коефіцієнту 0,67. З урахуванням двох нових свердловин (№14 та №16), пробурених за оновленими сейсмічними моделями, із п'яти свердловин коефіцієнт продуктивності за горизонтом геолого-економічної оцінки становить 0,4.

Економічні розрахунки доводять, що обсяг розвіданих балансових запасів, згідно з пунктом 9.4 «Інструкції із застосування класифікації запасів», забезпечує рентабельну діяльність видобувного підприємства при існуючому фонді свердловин.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т. 2 : Східний нафтогазоносний регіон. - Львів : УНГА, 1998. - 923 с.
2. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./Українська нафтогазова академія.-Львів, 1998.- Т. 1: Східний нафтогазоносний регіон - 494 с.
2. Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення: Монографія. – К.: УкрДГРІ, 2005.
3. Зюзькевич М., Павленко П. Геологічне районування та визначення рейтингу перспективності геологічних зон і нафтогазоносності комплексів південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини // Питання розвитку газової промисловості України. Вип. XXXI – Харків: УкрНДІгаз, 2003, с.46-54.
4. Звіт за договором 52.627/2003-2003 "Підрахунок запасів ВВ Руденківського родовища" // Лапутін А.А., Творжевський О.С. – Харків, 2001. – 430 с.
5. Звіт за договором 52.627/2003-2003 "Підрахунок запасів ВВ Гошіївського родовища" // Лапутін А.А., Творжевський О.С. – Харків, 2003. – 399 с.
- 6 ДСТУ 4068-2002 Документація. Звіт про геологічне вивчення надр. Загальні вимоги до побудови, оформлення звіту. – Київ: Держстандарт України, 2002.
7. Пат. 51729 Україна, МПКЗ E21B 47/06. Спосіб дослідження газових свердловин / Матус Б.А., Курилюк Л.В., Славін В.І., Горлачова Л.Ф., Токарєв В.П., Клименко Ю.О.; заявник і патентовласник Матус Б.А. – № U 200601237; заявл. 01.04.99; опубл. 16.12.02, Бюл. №12.
- 8 Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу – Київ: ДКЗ України, 1998.
- 9 Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. – Київ: ДКЗ України, 1999.
10. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко [та ін.]. - К. : Наукова думка, 2005. - 432 с.
11. Голуб П., Солодкий В., Павленко П. Удосконалення методичних

прийомів розкриття, випробування та освоєння свердловин – шляхи підвищення ефективності пошукових робіт // Матеріали Міжнародної наукової конференції «Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів України – Харків, 2006, с.26-28.

12. Клименко Ю. Стан і нові напрямки вдосконалення техніки і методів випробування свердловин в процесі буріння // Збірник наукових праць міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України – 1998» – Полтава, 1988, с.164-165.

13. Правил розробки нафтових і газових родовищ. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 02 червня 2017 р. за № 692/30560

14. Методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та газу у надрах і їхньої класифікації, Київ, 2016

15. Інструкція про облік запасів нафти, природного газу та наявних у них корисних компонентів і заповнення звітнього балансу запасів корисних копалин за формою №6-ГР (нафта, природний газ, конденсат, етан, пропан, бутани, гелій)

16. Державний баланс запасів корисних копалин України. Газ природний. Випуск 23 – Київ, 2007.

17. Державний баланс запасів корисних копалин України. Конденсат. Випуск 47 – Київ, 2007.

18. Кодекс України про надра. – Київ, 1994.

19. Галузевий стандарт України. Порядок обліку запасів нафти, природного газу та наявних у них компонентів. Вид. офіційне ГСТУ-41-00032626-00-009-99. Комітет України з питань геології та використання надр. – Київ, 1999. – 50 с.