

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР 103 – НЗГ

Група НЗГм – 24-1

Михайло Гуцуляк

2025

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 _____ *Гуцуляк Михайлу Васильовичу*

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) _____ *Геолого–економічна оцінка запасів газу та конденсату продуктивного горизонту В-25-26 Михайлівського 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. Опублікована 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 Водонасність 3. Дослідження геолого-промислових параметрів продуктивних відкладів 3.1 Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів 3.1.1 Аналіз емісних 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. Палійчук О.В.
р (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

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

РЕФЕРАТ

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

У роботі представлено аналіз геолого-промислових характеристик продуктивного горизонту В-25-26 Михайлівського родовища.

У першому розділі подано загальну інформацію про родовище, описано його геологічну та тектонічну будову, а також охарактеризовано виконані геолого-геофізичні роботи, їх ефективність і результати випробування свердловин.

Другий розділ присвячено детальному аналізу геологічної будови та нафтогазоносності Михайлівського родовища.

У третьому розділі розглянуто результати досліджень геолого-промислових параметрів продуктивних шарів.

Четвертий розділ містить оцінку сучасного стану вивченості родовища та надає рекомендації щодо подальшого освоєння горизонту В-25-26 і родовища загалом.

У п'ятому розділі виконано економічні розрахунки, які слугують підґрунтям для проектних рішень.

Перелік ключових слів: газ, газоконденсат, продуктивний горизонт, підрахунок запасів, свердловина, випробування, дослідження свердловин, код класу.

REPORT

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

The paper presents an analysis of the geological and industrial characteristics of the productive horizon B-25-26 of the Mikhailivskoye field.

The first chapter provides general information about the field, describes its geological and tectonic structure, and characterizes the geological and geophysical work performed, its effectiveness, and the results of well testing.

The second chapter is devoted to a detailed analysis of the geological structure and oil and gas potential of the Mikhailovskoye field.

The third chapter examines the results of studies of the geological and industrial parameters of productive layers.

The fourth chapter contains an assessment of the current state of knowledge about the field and provides recommendations for the further development of the B-25-26 horizon and the field as a whole.

The fifth chapter presents economic calculations that serve as a basis for design decisions.

List of keywords: gas, gas condensate, productive horizon, reserve estimation, well, testing, well investigation, class code.

ЗМІСТ

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 Аналіз методів дії на привибійну зону пласта вибраного покладу
- 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 ємнісних параметрів порід-колекторів
- 3.2 Фізико-хімічна характеристика 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

ВСТУП

Актуальність теми. Упродовж останніх років питання енергетичної безпеки набуло особливого значення для України, ставши одним із ключових елементів національної безпеки. Нафтогазова галузь відіграє фундаментальну роль у забезпеченні стабільного економічного розвитку, оскільки гарантує безперебійне функціонування інших секторів економіки та задовольняє енергетичні потреби населення.

Серед найактуальніших викликів для нафтогазового комплексу України — забезпечення балансу між експортом та імпортом енергоресурсів, нарощування власного видобутку нафти й газу, а також адаптація промисловості та споживчого ринку до зростаючих цін на енергоносії.

Об'єктом дослідження є продуктивний газonosний горизонт В-25-26 Михайлівського газоконденсатного родовища.

Метою роботи є аналіз геолого-промислових характеристик продуктивного горизонту В-25-26 Михайлівського газоконденсатного родовища та формування рекомендацій щодо подальшої геолого-економічної доцільності його розробки.

Основними методами дослідження є експериментальні лабораторні вимірювання параметрів порід-колекторів, виконані на репрезентативних зразках керну, відібраного з візейських відкладів Михайлівського газоконденсатного родовища.

Новизна отриманих результатів полягає у кількісній оцінці поточних запасів газоконденсату продуктивного горизонту В-25-26 Михайлівського газоконденсатного родовища.

У процесі геолого-економічної оцінки горизонту В-25-26 було виконано комплекс економічних і геологічних розрахунків, спрямованих на вирішення таких основних завдань:

1. Провести детальний аналіз геологічної будови та газonosності родовища з урахуванням літолого-стратиграфічних особливостей, структурно-тектонічних характеристик, а також історії відкриття й вивчення родовища.

2. Проаналізувати обсяги та результати виконаних геологорозвідувальних і експлуатаційних робіт, зіставити дані випробувань та досліджень свердловин.

3. На основі матеріалів розробки родовища, а також результатів випробування та дослідження свердловин обґрунтувати параметри покладу та вибір методики підрахунку запасів газоконденсату.

4. Визначити ступінь готовності родовища до промислового освоєння та

розробити рекомендації щодо подальшої експлуатації продуктивного горизонту В-25-26.

5. Провести економічну оцінку доцільності подальшої розробки Михайлівського газоконденсатного родовища.

Методи досліджень:

- створення графоаналітичної моделі об'єкта дослідження;
- аналіз об'єкта дослідження, що передбачає його розчленування на окремі складові елементи з метою їхнього детального та самостійного вивчення.

Наукова новизна результатів — на основі аналізу геолого-промислових характеристик розрізу візейських відкладів розроблено сучасну геологічну модель продуктивного горизонту В-25-26 Михайлівського газоконденсатного родовища.

Практична цінність результатів. Отримані результати досліджень створюють підґрунтя для економічно обґрунтованої та раціональної розробки продуктивного горизонту В-25-26 Михайлівського газоконденсатного родовища.

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

Базою для виконання роботи слугували фондові геолого-геофізичні матеріали, результати буріння свердловин, отримані під час переддипломної практики, а також інформація з опублікованих джерел, присвячених досліджуваному району.

1. ОГЛЯД ІСТОРІЇ ГЕОЛОГІЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ РОДОВИЩА.

1.1 Історія відкриття та вивчення родовища.

До 1952 року всі геолого-геофізичні дослідження на території Дніпровського грабена мали виключно регіональний характер і були спрямовані на загальне вивчення його геологічної будови. У 1952–1953 роках на основі вивчення мергелів київського ярусу була виявлена Михайлівська антиклінальна складка, яка в сучасному тектонічному розумінні відповідає Михайлівському, Брезівському та Українському підняттям.

У 1957 році сейсмозвідувальними роботами було підтверджено наявність антиклінальної структури по відбиваючому горизонту I (K_2km) — т.зв. Колонтаївської, або за термінологією авторів того часу — Михайлівсько-Трудолюбівської складки, яка включала два склепіння: Михайлівське та Брезівське.

У період 1957–1960 років на досліджуваній площі проводилось структурно-пошукове буріння, результати якого підтвердили існування Михайлівського та Брезівського піднять по верхньокрейдових відкладах. На основі отриманих матеріалів буріння та сейсмічних досліджень, у 1959 році Михайлівське підняття було включене в програму глибокого пошукового буріння.

Перші свердловини №№ 4, 5, 6, закладені впоперек антиклінальної структури та пробурені на глибину до 3000 м, не виявили промислових покладів нафти і газу в межах мезозойських, пермських та верхньокам'яновугільних відкладів. Однак під час буріння свердловини №4 з нижньопермських і верхньокам'яновугільних відкладів було відібрано kern пісковиків, насичених нафтою, що свідчило про нафтогазоносність розрізу.

У 1961–1962 роках на Михайлівській площі сейсмозвідувальною партією були проведені сейсмічні дослідження, за результатами яких вдалося вивчити геологічну будову підняття до глибини 4–5 км.

У 1974 році матеріали зазначених сейсмічних робіт були переінтерпретовані в рамках тематичних досліджень, що дозволило уточнити геологічну модель району. Оновлені сейсмічні дані стали підґрунтям для постановки пошукових робіт на нафту і газ у глибокозалягаючих кам'яновугільних відкладах Михайлівської структури.

У липні 1974 року відповідно до проєкту в склепінні Михайлівського підняття було закладено свердловину №14. У жовтні 1976 року з серпуховських відкладів цієї свердловини отримано перший промисловий приплив газу.

У 1976–1977 роках об'єднанням «Укргеофізрозвідка» було виконано комплекс детальних сейсмічних робіт, що забезпечив точне уявлення про геологічну будову Михайлівського підняття в межах палеозойських відкладів. На основі отриманих структурних побудов були спроєктовані нові пошукові та розвідувальні свердловини.

Матеріали цих досліджень дали змогу розпочати опішукування верхньосерпуховського поверху газоносності та виявити поклади вуглеводнів

у верхньовізейських відкладах.

У серпні 1979 року родовище було введено в дослідно-промислову розробку по верхньосерпуховському газоносному комплексу. Після завершення етапу промислової оцінки в 1981 році було здійснено підрахунок запасів, які були затверджені в Державній комісії по запасах (ДКЗ).

Починаючи з 1982 року, після передачі родовища в режим дослідно-промислової розробки, пошукові роботи були зосереджені на довивченні візейських покладів вуглеводнів.

У 1992–1994 роках на площі родовища Східно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією проводилися сейсмічні дослідження з метою уточнення геологічної будови візейсько-турнейських відкладів.

За результатами цих робіт були побудовані три структурні карти по відбиваючих горизонтах: V_{B2}^1 (C_{1V2}), V_{B3} (C_{1V1}) та V_{B4} (C_{1t}). Однак ці карти мали загальносхематичний характер і не повністю узгоджувалися з результатами буріння випереджуючих експлуатаційних свердловин.

Найбільш достовірною виявилася структурна карта по відбиваючому горизонту нижнього візе V_{B3} , яка була використана для створення геологічної моделі родовища в межах візейського поверху газоносності на основі даних буріння пошукових і випереджуючих експлуатаційних свердловин.

1.2 Географо-економічний нарис.

Михайлівське газоконденсатне родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Михайлівського та Краснокутського районів Полтавської та Харківської областей України.

Найближчими населеними пунктами є районні центри Котельва та Краснокутськ, розташовані на відстані 9–20 км від меж родовища. До найближчих сіл належать Котелевка, Колонтаєво, Карайкозівка та інші. Транспортне сполучення між районними центрами і селами здійснюється через асфальтовані автошляхи та дороги з твердим покриттям. Найближча залізнична станція — Артемівка — знаходиться за 35–40 км на південний схід від родовища.

У безпосередній близькості до Михайлівського родовища розташовані інші нафто- та газоконденсатні об'єкти, зокрема Більське, Опішнянське, Рибальське та Матвіївське родовища, які перебувають на стадії розробки (рис. 1.1).

З економічної точки зору, район має переважно сільськогосподарське спрямування. Основними видами діяльності місцевого населення є землеробство та тваринництво.

ОГЛЯДОВА КАРТА РАЙОНУ

МАСШТАБ 1:500 000

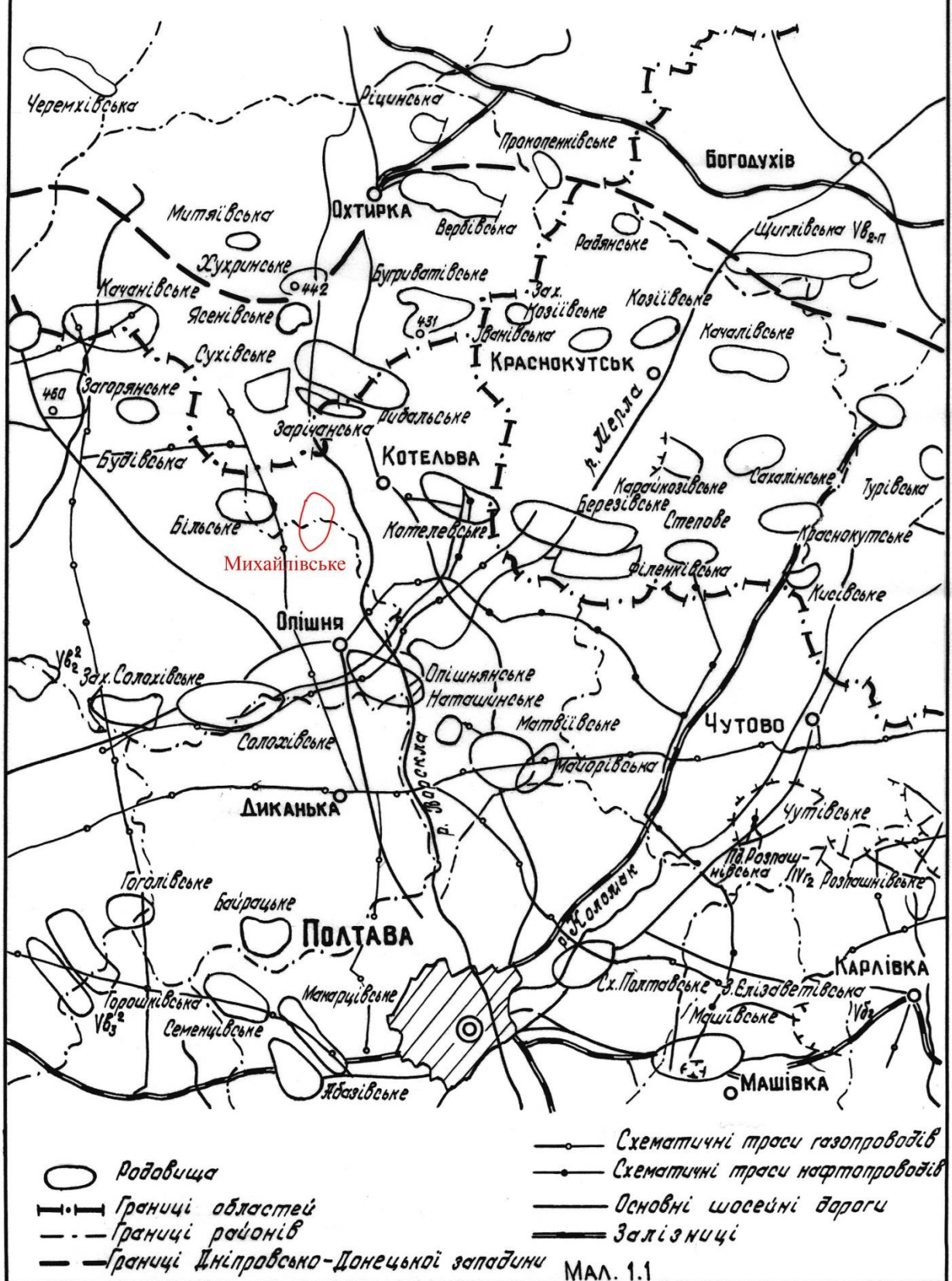


Рисунок 1.1 - Оглядова схема району робіт

Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура повітря становить $+7,2^{\circ}\text{C}$, а середньорічна кількість опадів — у межах 476–516 мм. Найхолоднішим місяцем року є січень із середньою температурою -8°C , а найтеплішим — липень, коли середня температура повітря досягає $+20\dots+25^{\circ}\text{C}$.

У геоморфологічному відношенні територія родовища розташована в межах Придніпровської низовини й являє собою пологохвилясту рівнину з загальним ухилом у напрямках з півночі на південь та зі сходу на захід. Рельєф має пересічений характер через розгалужену систему долин, ярів і балок. Максимальні абсолютні відмітки місцевості приурочені до вододілів річок Мерли та Котелевки і коливаються в межах 140–204 м.

Річка Мерла, ліва притока річки Ворскли, характеризується асиметричною долиною: правий берег крутий і високий, лівий — низький і пологий. Річка Котелевка протікає в субширотному напрямку і впадає у Ворсклу в районі селища Котельва. Її долина симетрична, береги пологі, а русло — частково заболочене.

Серед корисних копалин району, окрім покладів вуглеводнів, виявлено також глини, піски, суглинки, торф і підземні води, які використовуються для задоволення місцевих господарських потреб.

1.3 Методика пошуково-розвідувальних робіт.

На основі матеріалів сейсмозвідувальної партії №2/61 та їх переінтерпретації у 1974 році було складено проєкт пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у кам'яновугільних відкладах [2].

Основною метою цих робіт було з'ясування наявності промислових покладів вуглеводнів у візейських та серпуховських відкладах, які проявили продуктивність на сусідніх площах Дніпровсько-Донецької западини — зокрема, на Матвіївській та Опішнянській.

Профіль пошукових свердловин.

Перший профіль включав свердловини №14, №18 та №15, пробурені до глибини 5300–5600 м з метою дослідження візейських і серпуховських відкладів до горизонту В-166 (В-19). Профіль було закладено впоперек структури, а свердловина №17 — у напрямку розвинення поздовжнього профілю.

Свердловина №14.

Закладена в склепінній частині структури з проєктною глибиною 5300 м. При досягненні глибини 5302 м було повністю розкрито серпуховські та

частково верхньовізейські відклади (літологічні пачки В-14, В-15). Горизонти В-14 та В-15 представлені ущільненими пісковиками, які дали лише слабкий приплив газу. Натомість у серпуховських відкладах продуктивними виявилися горизонти С-5 і С-3, з яких при випробуванні було отримано промисловий приплив газу.

Свердловина №15.

Закладена в північній присклепінній частині структури, у межах окремого структурного блоку, на відстані 2370 м від свердловини №14. Проектна глибина — 5550 м. Свердловина розкрила ті ж серпуховські горизонти, що й свердловина №14, а також верхньовізейські відклади до горизонту В-16б. Було виявлено структурну невідповідність — зазначені відклади залягали на 20 і 70 м вище, ніж у свердловині №14. Отримано такі результати:

- Горизонт В-16б: промисловий приплив газу — 700 тис. м³/добу (на діафрагмі 17,98 мм).
- Горизонти В-16а, В-15, В-14: підтверджена газонасиченість, приплив — 3,01 тис. м³/добу та 261,2 м³/добу.

Свердловина №18.

Проектна глибина — 5600 м; закладена на південно-західному крилі складки з метою оконтурювання серпуховських покладів та перевірки продуктивності верхньовізейських горизонтів. На глибині 5451 м було розкрито горизонти С-3 і С-5 у законтурній частині. Вибоем свердловина досягла пачки В-14, однак горизонт В-16б не був розкритий через його більш глибоке залягання.

Свердловина №17.

Закладена на південно-східній перикліналі, на відстані 3250 м південно-східніше свердловини №14. Проектна глибина — 5400 м. На глибині 4800 м розкрито горизонт С-5 у приконтурній частині, встановлено контакт газ–вода. Подальше буріння припинено через невідповідність глибин фактичного і проектного залягання візейських відкладів.

Геофізичні дослідження 1976–1977 років.

У зв'язку з виявленими розбіжностями між проектними та фактичними глибинами у 1976–1977 роках на Михайлівській площі були проведені детальні сейсмічні дослідження методом СГТ (сейсмічна глибинна трансляція).

Результатом стало уточнення геологічної будови площі з урахуванням буріння чотирьох свердловин у межах палеозойських та мезозойських відкладів.

На основі нових даних побудовано структурні карти за відбиваючими горизонтом:

- **V₂** (C_{1V₂}) — верхньовізейський горизонт,
- **V₆** (C_{2b}) — башкирський горизонт,
- **IV_Г** (P₁) — нижньопермський горизонт,
- **IV_Б** (P₂) — середньопермський горизонт.

Побудови по всіх відбиваючих горизонтах виявились високої якості, що підтверджується результатами буріння. При цьому склепінчаста частина структури у відкладах палеозою зміщена на 1,0–1,5 км на північ порівняно з попередніми сейсмічними моделями.

У 1977 році на основі оновлених геофізичних даних був розроблений проєкт пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у кам'яновугільних відкладах Михайлівської площі [4]. Згідно з проєктом планувалося пробурити п'ять свердловин, розташованих уздовж двох профільних ліній — вздовж та впоперек структури. Такий підхід дозволяв не лише визначити наявність покладів вуглеводнів у візейських відкладах, але й надати попередню оцінку їх запасів.

Перший профіль складався з трьох свердловин — № 26, 20 і 22, проектні глибини яких становили відповідно 5825 м, 6200 м та 5870 м. Він був прокладений уздовж структури з метою дослідження газоносності візейських відкладів як у плані, так і в розрізі.

Свердловина № 26, закладена на південно-східній перикліналі, на 2120 м південно-східніше свердловини № 14, при досягненні глибини 5830 м повністю розкрила верхньовізейський розріз і на глибині 5792 м увійшла в покрівлю нижньовізейських відкладів. За результатами ГДС та випробувань в експлуатаційній колоні встановлено промислову газоносність горизонтів В-16а і В-16б, з яких отримано припливи газу 44,8 тис. м³/добу та 59,3 тис. м³/добу відповідно (на діафрагмах 3,98 та 6 мм).

Горизонт В-20-21 виявлено газонасиченим (за ГДС); при випробуванні через фільтр отримано дебіт 3,7 тис. м³/добу. Горизонт В-14, також ідентифікований як газоносний, при тестуванні не дав припливу газу. Інші горизонти (В-17, В-18-19, В-22-23, В-24) зафіксовані як ущільнені.

Свердловина № 22, глибиною 5875 м, була закладена на північно-західній перикліналі у найменш сприятливому геологічному напрямку для вивчення покладів вуглеводнів у візейських відкладах, виявлених раніше свердловиною № 15. При досягненні глибини 5823 м було розкрито основну частину верхньовізейського розрізу (горизонти В-14 — В-21). Згідно з ГДС, вивченням керн та результатами випробувань, горизонти В-14, В-16а, В-16б і В-20 складені ущільненими піщаними породами, з яких отримано припливи

газу від незначних значень до 344,1 м³/добу. Інші горизонти переважно глинисто-алевролітові. Таким чином, бурінням свердловини № 22 встановлена зона ущільнення в інтервалі від В-14 до В-21.

Свердловина № 20, проектної глибини 6200 м, була закладена у склепінній частині структури, в районі перетину сейсмічних профілів 1412 та 2112, на 870 м південно-східніше свердловини № 15, з метою виявлення газових покладів у сприятливих умовах. При досягненні 5950 м розкрито повний розріз візейського ярусу, з переходом у турнейську карбонатну товщу на глибині 5629 м. Подальше буріння зупинено через досягнення проектного інтервалу.

За результатами ГДС, аналізу керна та випробувань встановлена промислова газонасиченість нижньовізейських горизонтів (В-24, В-25-26), а також підтверджена продуктивність горизонтів В-14, В-16а і В-16б. Інші горизонти представлені ущільненими пісковиками з ознаками газонасиченості і пористістю 3–6%. Свердловина введена в дослідно-промислову розробку (ДПР) по горизонту В-25-26.

На поперечному профілі (свердловини №№ 27, 20, 28), було пробурено лише свердловину № 27 (глибина 5975 м), розташовану на південному крилі структури на 3250 м північніше свердловини № 18. При досягненні 5620 м та розкритті горизонту В-16б буріння зупинено. Відклади виявились ущільненими з мало потужними пісковиками (0,8–1,7 м), з пористістю від 1,4 до 9,2%, в окремих пластах — до 17,9%. При випробуванні шести об'єктів (В-16б, В-16а, В-15а, В-14) отримано припливи газу 45,3–369,3 м³/добу. Свердловина була ліквідована з геологічних причин.

Свердловина № 28 на північно-східному крилі, у межах зануреного блоку, пробурена до глибини 4990 м. Після розкриття верхньосерпуховських газонасичених відкладів подальше буріння припинено через геологічну недоцільність.

На основі результатів буріння свердловин №№ 15, 20, 22, 26, 27 встановлено:

- суттєва варіабельність складу і потужності порід-колекторів у плані і розрізі;
- нестабільність фільтраційно-ємкісних характеристик колекторів;
- широкий діапазон дебітів — від незначних до промислових значень;
- локальне розповсюдження пісковиків із кондиційною пористістю та проникністю;
- відсутність чітких закономірностей у локалізації і геометрії покладів вуглеводнів у верхньовізейських відкладах.

Ці невизначеності пов'язані з недостатньою густиною сітки буріння (2,0–3,25 км), що не дозволяє повністю дослідити зміну властивостей горизонту В-166 та зони тріщинуватості.

Крім того, свердловина № 20 виявила третій газonosний поверх, пов'язаний з горизонтом В-25-26, що потребувало додаткових досліджень.

У 1986 році підготовлено доповнення до проєкту 1977 року, яке передбачало буріння трьох пошукових свердловин № 25, 29 і 44 для достовірної оцінки продуктивності візейських горизонтів.

Свердловина № 25 з глибиною 5950 м була пробурена на північно-східному крилі структури, розташована на 2000 м південно-східніше від свердловини № 20. Її основною метою було попереднє оцінювання газonosності горизонтів В-22-23, В-25-26, а також розвідка горизонту В-166. Було розкрито візейські відклади до горизонту В-24, проте поглиблення до проектної глибини не здійснювалося через складні геологічні умови і наявність продуктивних пластів. Встановлено промислову газonosність горизонтів В-20 і В-166 із притоками газу 82,8 тис.м³/д на штуцері 7 мм та 68,7 тис.м³/д на 5 мм штуцері. Після завершення свердловина передана в добувну промислову розробку (ДПР).

Свердловина № 29 мала проектну глибину 5950 м, але фактично була пробурена до 5600 м через ускладнення ствола. Вона розташована на південно-західному крилі структури, між свердловинами № 26 та № 27. При досягненні скоригованої глибини розкрито газonosний розріз до горизонту В-166, де газonosними виявились горизонти В-14, В-16а і В-166. Подальші роботи по підготовці свердловини до випробування призвели до технічних ускладнень, внаслідок чого її ліквідували.

Свердловина № 44 із глибиною 5900 м розташована на північно-західній периклінальній частині структури, приблизно в 1000 м східніше свердловини № 22. Вона повністю розкрила візейські газonosні відклади і увійшла в верхню частину турнейських утворень (горизонт Т-1). За даними керна, ГДС і випробувань підтверджена промислова газonosність нижньовізейських відкладів та горизонтів В-20-21, В-166, В-16а і В-14. З горизонту В-20-21 отримано дебіт газу 52,3 тис.м³/д на штуцері 7 мм, свердловина введена в ДПР.

Свердловина № 200 мала проектну глибину 6100 м, проте була поглиблена до 6200 м для повного розкриття горизонту В-25-26. Вона пробурена в окремому блоці, за 275 м на схід від свердловини № 25, відповідно до проєкту розвідки нижньовізейських горизонтів. Було виділено 6 газонасичених, 6 невизначених, 2 можливо ущільнених і 44 ущільнені пласти. Свердловина успішно виконала своє призначення і передана в експлуатацію на горизонти В-20-21 та В-25-26.

Характеристика керового матеріалу:

- Загальна довжина проходки з відбором керна по родовищу становить 1885,91 м, що становить 42% від загальної буріння.
- По продуктивних пластах керна відсутній у кількох свердловинах (№№

104, 106, 107, 116, 117, 118, 200).

- Сумарна проходка з керном по продуктивних пластах становить 506,47 м (46% від загального розміру буріння по продуктивних горизонтах).
- У лабораторіях проведено понад 800 визначень пористості, близько 600 — проникності, 497 — карбонатності та 99 — гранулометричного складу.
- Найкраще дослідженим пластом є В-1662.
- Задовільна характеристика отримана для пластів В-14а, В-16а1, В-16а3, В-25-26.
- Пласти В-15а та В-16а2 досліджені лише по одній свердловині кожен.
- Інші пласти практично не охарактеризовані керновими матеріалами.

Таким чином, кількість керна матеріалу, що висвітлює продуктивну частину розрізу Михайлівського родовища, є недостатньою, що обмежує детальне вивчення властивостей продуктивних пластів і ускладнює точне прогнозування запасів.

1.4 Промислово-геофізичні дослідження свердловин.

Продуктивні горизонти візейських відкладів нижнього карбону Михайлівського родовища розкривалися свердловинами з різними конструкціями.

Верхні шари розрізу бурилися долотами діаметром $\varnothing 490$ та $\varnothing 394$ мм, після чого встановлювався кондуктор діаметром $\varnothing 426$ мм, який опускався на глибину 250–350 м. Це забезпечувало кріплення ствола свердловини та устя, перекриття кайнозойських відкладів і захист прісних вод від забруднення.

Крейдові та кам'яновугільні відклади проходилися долотами діаметром $\varnothing 393,7$; $\varnothing 295,3$ та $\varnothing 269,9$ мм. Технічні колони діаметром $\varnothing \varnothing 245 \times 324$ мм встановлювалися на глибинах від 2400 до 5550 м. Вони служили для перекриття крейдових, юрських, тріасових та пермських відкладів, які можуть поглинати та коагулювати буровий розчин, а також верхньо- та нижньокам'яновугільних порід з метою запобігання поглинанню розчину, водопроявам і обвалам сипучих аргілітів. Окрім того, колони перекривали верхньосерпуховські газонасичені горизонти, що перебувають у промисловій розробці.

Кондуктор і технічна колона цементувалися до устя свердловини. Експлуатаційна колона діаметром $\varnothing \varnothing 114 \times 140 \times 168$ мм опускалась на глибини від 5450 до 5968 м із підйомом цементу до устя для ізоляції та випробування перспективних горизонтів. Буріння виконувалося з використанням глинистого розчину, що мав такі параметри: питома вага 1,05–1,6 г/см³, в'язкість 30–105 секунд, водовіддача 5–9,5 см³ за 30 хвилин.

Для покращення властивостей промивальної рідини та при виникненні

ускладнень у процесі буріння до глинистого розчину додавали хімічні реагенти — нафту, КССБ, КМЦ, ВЛР, гіпан, баріт та інші.

Пластова вода Михайлівського родовища за хімічним складом належить до хлоркальцієвого типу. Проби води були відібрані лише з серпуховських відкладів, тому для визначення питомого опору пластових вод візейських відкладів використовували узагальнену залежність зміни питомого опору води з глибиною для відкладів ДДЗ (див. рис. 1.2). Питомий опір пластових вод в інтервалах продуктивних горизонтів становить близько 0,013 Ом·м.

Вимірювання температури гірських порід Михайлівського родовища проводилися у свердловинах № 15, 20 та 27. Величина термоградієнта у межах продуктивної товщі становить близько 2,5°C на 100 м, а температура порід змінюється в діапазоні від 122° до 155°C (див. рис. 1.3).

Геофізичні дослідження розрізів свердловин виконувалися відповідно до технічної інструкції та інтервалів, визначених геолого-технічними нарядами.

Для вивчення розрізу продуктивних відкладів Михайлівського родовища використовувався детальний комплекс геофізичних досліджень (ГДС) ДДЗ, що зарекомендував себе на багатьох родовищах. Цей комплекс дозволяє успішно вирішувати як загально-геологічні завдання — літологічне розчленування та кореляцію розрізів, так і промислово-геофізичні задачі — виділення колекторів, оцінку їх пористості, нафтогазонасиченості, ефективної товщини, визначення відбиття контактів, а також оцінку технічного стану свердловин.

До складу комплексу геофізичних досліджень у свердловинах входили такі методи:

1. Стандартний каротаж (УО, ПС).
2. Бокове каротажне зондування (БКЗ) та метод самочинної поляризації (ПС).
3. Кавернометрія і профілеметрія.
4. Радіоактивний каротаж (ГК, НГК, ІННК, ННК-Т).
5. Мікрокаротаж (МК).
6. Боковий мікрокаротаж (БМК).
7. Боковий каротаж (БК).
8. Індукційний каротаж (ІК).
9. Акустичний каротаж (АК).
10. Термометрія.
11. Інклінометрія.
12. Газовий каротаж.
13. Відбір проб на каротажному кабелі.
14. Акустична цементометрія (АКЦ).

15. Перфорація пластів.

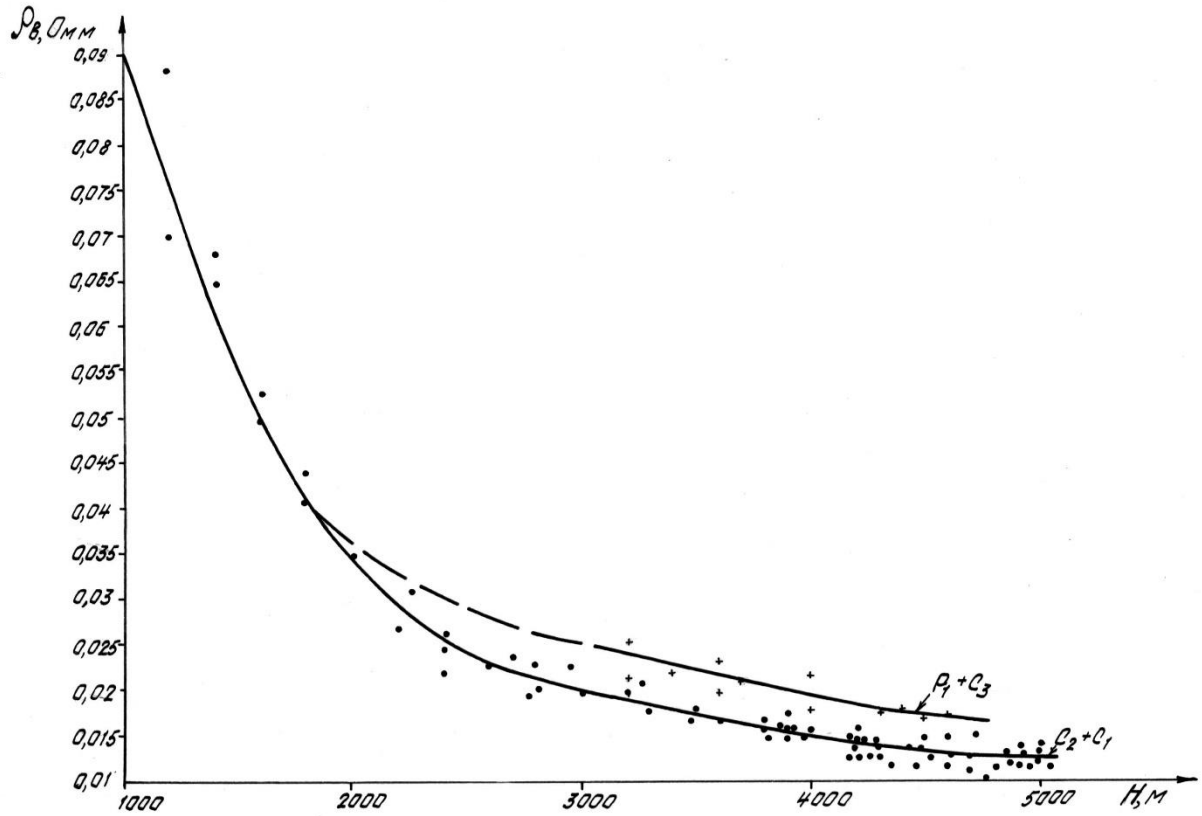


Рисунок 1.2 – Графік залежності $\rho_v=f(N)$ для ДДЗ (Березівське, Михайлівське, Кременівське, Новогригорівське, Харківцівське, Тимофіївське, Суходолівське, Машівська інш. родовища) [4].

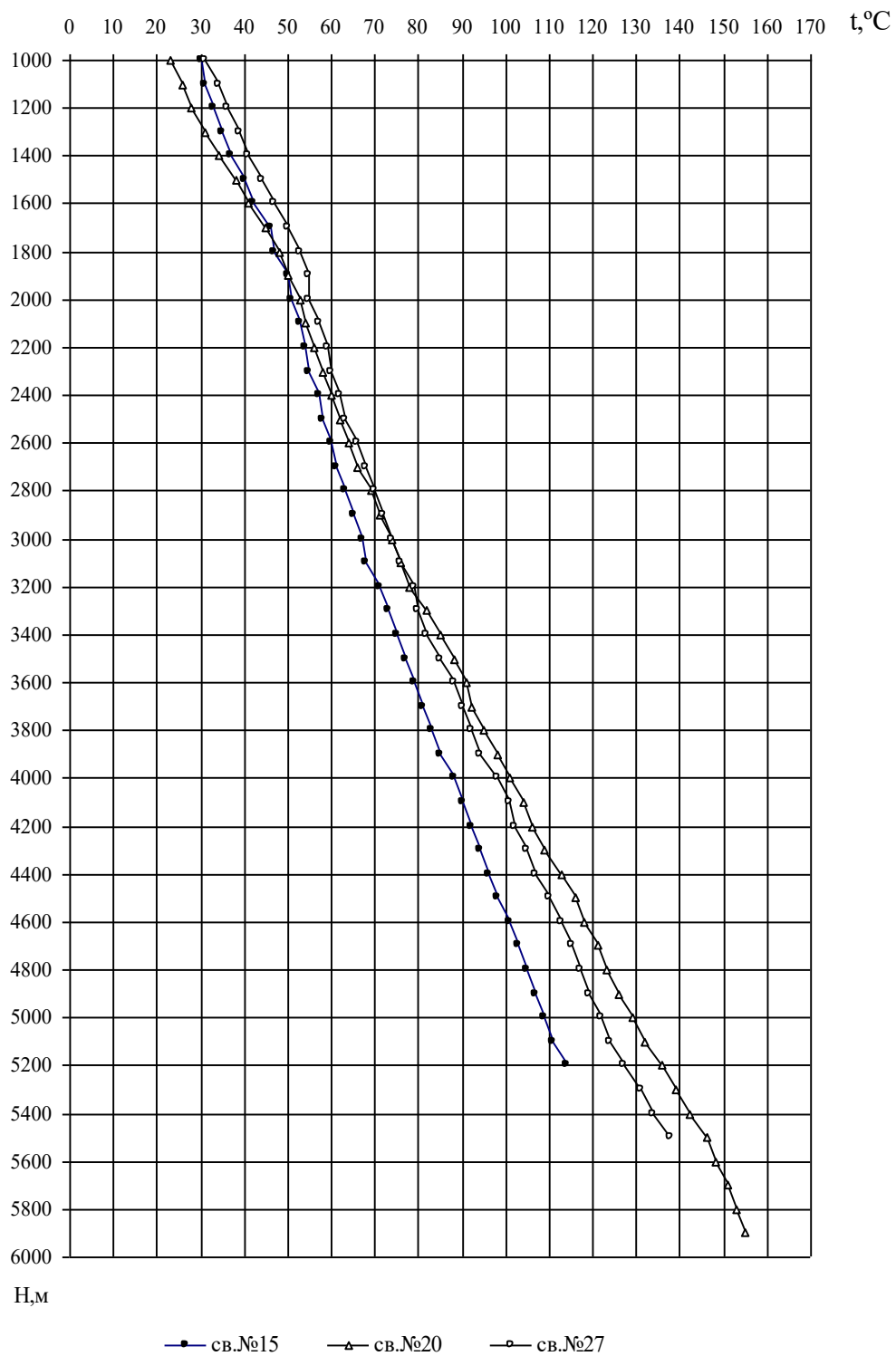


Рисунок 1.3 — Забір термоградієнта в свердловинах №№15, 20, 27 Михайлівського родовища [3].

Свердловини, які при дослідженнях знаходились в стані спокою
 №15 - 5 діб; №20 - 14 діб; №27 - 10 діб.

Вивчення нафтогазонасиченості розрізу свердловин проводилося за допомогою випробувача пластів на трубах під час буріння. Загалом було проінтерпретовано 20 свердловин: серед них 8 пошукових (№№ 14, 15, 20, 22, 25, 26, 29, 44), 2 розвідувальні (№№ 27, 200, 10) та експлуатаційні (№№ 82, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118).

Наприклад, у свердловині № 22 залишили буровий інструмент, і було пробурено другий стовбур з глибини 5111 м, через що через вплив металу визначення істинного питомого електричного опору пластів стало неможливим.

У свердловині № 115 в інтервалі 5805 м до вибою дослідження методами ГДС не виконувалися через обрив ОБТ, що унеможливило достовірне вивчення розрізу повним комплексом ГДС, зокрема методами АК і МК.

У свердловині № 106 за технічних причин у інтервалі 5460–5770 м не було виконано замірів АК, МК та НГК.

Дослідження розрізів проводилися із застосуванням серійної свердловинної та наземної апаратури.

Таблиця 1.1 – Виконаний комплекс геофізичних досліджень по Михайлівському родовищу [3].

Номер свердловини, м	Методи та масштаби запису діаграм																							
	1:500						1:200											Термокаротаж	ТДМ	Термоградієнт	Газовий каротаж	ВПК	ВПТ	Інклінометрія
	стандартний каротаж	профілемет., кавернометрія	ГК	НГК	ВЦК	АКЦ	БКЗ	ПС	мікронзондування	кавернометрія	ГК	НГК	ІК	БК	БМК	АК	ІННК							
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
14	310-5300	315-5240	0-5300	0-5300			2300-5300	2300-5300	2300-5260	2300-5300	2280-5300	2280-5300	2300-5040	2300-5300	2300-5280	2100-5300	2700-3995	4000-5302			ГКПБ 3996-5250	4590-5300		315-5300
5300																								
15	0-5463	0-5450	0-5380	0-5380	0-3479	0-5430	2300-5450	2300-5450	2300-5450	2300-5450	2300-5380	2300-5380	2300-3520 4300-4905	2300-5450	2300-5460	2300-5470	4300-5433	0-5360		0-5200	ГКПБ 0-5420	4475-4480 4495-4506 4560-4570		0-5450
5489																								
20	20-5952	350-5954	300-5900	300-5900			2460-2800 4100-5952	2460-2800 4100-5952	2460-2768 4100-5630	2460-2800 4100-5952	2350-2660 4100-5930	2350-2660 4100-5930	2460-2800 4100-5350	2460-2800 4100-5954	2460-2810 4100-5945	2450-2680 4100-5926		0-5939	5560-5760	0-5927	ГКПБ 0-5959	4380-4520 5130-5370 5651-5668		300-5900
5959																								
22	16-5810	0-5800	0-5823	0-5823		0-5745	2466-2975 4360-5802	2466-2975 4360-5802	4360-5145	2466-2975 4360-5802	2200-5807	2200-5807	2466-2990 4280-5804	2466-2990 4280-5806	2480-3000 4280-5145	4280-5820	4370-5750	0-5804		0-5700		4607-4784		0-5810
5823																								
25	10-5955	250-5960	0-5950	0-5950			4350-5955	4350-5955	4350-5954	4350-5955	4350-5950	4350-5950	4350-5954	4350-5958	4350-5958	4350-5950	4700-5790	0-5948	5760-5875			5510-5645	5510-5567	350-5945
5960																								
26	0-5820	0-5820	0-5820	0-5820	0-1000 3250-5365	0-5640	2460-2810 4250-5820	2460-2810 4250-5820	2400-2800 4250-5820	2460-2810 4250-5820	2400-2850 4250-5820	2400-2850 4250-5820	2420-2805 4200-5460	2466-2690 4230-5820	2400-2800 4250-5820	2440-2808 4250-5816		4750-5815	5350-5560	0-3730	4591-5826	4834-4852 5167-5177 5420-5465 5500-5553 5793-5813		0-5825
5826																								
27	253-5600	253-5600	0-5610 МНК 4380-5590	0-5610 МНК 4380-5590		0-2400 4000-5608	4380-5600	4380-5600	4320-5547	4380-5600	2500-5610	2500-5610	4400-5342	4380-5600	4320-5570	4340-5575	5150-5600	2500-4740		0-5557	ГКПБ 0-5420	5168-5177 5260-5420	5162-5242	0-5600
5620																								
29	10-5600	5-5600	0-5600	0-5600		0-4145	3750-5595	3750-5595	3750-5600	3750-5595	3750-5600	ННКГ 3750-5600	3750-5576	3750-5600	3750-5600	3750-5600	3750-4160				4405.5-5575.5	5160-5420 5380-5420		25-5600

Закінчення таблиці 1.1

5600																								
44	5-5950	0-5955	0-5955	0-5955		0-5000	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4200-5950	4000-4750	0-2665	5600-5780		ГКПБ	5390-5460	5686-5730	0-5950
5950							5140-5934	5600-5785	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	
82	327-5420	327-5420	2400-2650	2400-2650			2400-2650	2400-2650	2400-2650	2400-2650	2400-2650	2400-2650	2400-2650	2400-2650	2400-2650	2400-2650								
5420			3800-5428	3800-5428				3800-5423	3800-5423	3800-5418	3800-5423	3800-5428	3800-5418	3800-5428	3800-5418	3800-5428	3800-5418							
106	10-5770	0-5770	0-5764				2700-4760	2700-4760	2700-4760	2700-4760	2700-4760	2700-4760	2700-4760	2700-4760	2700-4760	2700-4760	1260-1960							25-4760
5770				4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	4770-5770	2300-2760					
107	320-4750	320-4748	0-4752				3900-4750	3900-4750	3900-4750	3900-4750	3900-4750	3900-4750	3900-4750	3900-4750	3900-4750	3900-4750	4040-4820							25-4750
5540				4760-5527	4760-5526	5530			4760-5530	4760-5530	4756	4760-5530	4760-5530	4760-5530	4760-5530	4760-5530	4760-5530	4760-5530	5100-5492					
112	10-5830	0-5830	0-5830				4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	3884-4560							0-5820
5830				4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830	4000-5830					
115	320-5812	2520-5804	0-5804	ННК-Т			3720-5805	3720-5805	3730-4360	3720-5805	3740-5804	ННК-Т	3730-5585	3740-5810	3940-5550	3740-5590								0-5812
5871				3320-5804	0-5508																			
116	12-5880	321-5875	0-5880	3850-5880			4000-5872	4000-5872	4000-5505	4000-5872	4000-5880	ННК-Т	4000-5524	4000-5877	4000-5515	4000-5536	4000-5760							25-5875
5885				4000-5880	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	4000-5872	
117	280-5810	286-5805	0-5950	ННК-Т			2400-5942	2400-5942	2400-5916	2400-5942	2400-5950	ННК-Т	2715-5916	2400-5950	2400-5916	2400-5950								0-5450
5950				2400-5950																				
118	0-5280	290-5280	3250-4487	ННК-Т			2408-5280	2408-5280	2408-5280	2408-5280	2408-5280	ННК-Т	3250-4487	2400-4485	2400-5280	2400-5280								0-975
5280				4750-5280	4750-5280	0-2402																		
200	280-6210	280-6210	0-6210	ННК-Т			5277-5860		5277-5860	5277-6210	5277-6210	ННК-Т	5277-6210		5277-5860	5277-5690	5277-6210							0-5675
6210				2500-6210																				
							5919-6210		5919-6210						5919-6210	5919-6210							5650-6145	

Петрографічні моделі, покладені в основу виділення реперів колекторів і продуктивних пластів

Промислові скупчення газу і конденсату у візейських відкладах Михайлівського родовища виявлені в піщано-алевролітових породах горизонтів В-14, В-15, В-16, В-20-21, В-25-26, а також у карбонатних породах горизонтів В-20-21, В-24 і В-25-26.

Комплексне дослідження цих порід проводилося на основі результатів промислово-геофізичних обстежень свердловин, лабораторного аналізу керну, випробувань продуктивності, а також враховувались відмінності в літологічному складі та фізичних властивостях відкладів. Це дало змогу встановити підрахункові параметри, здійснити літологічне розчленування, кореляцію розрізів свердловин та виконати необхідні структурні побудови.

Літологічне розчленування проводилось за даними ГДС відповідно до прийнятої методики для девонсько-доломітових відкладів.

Кореляцію продуктивного інтервалу виконували із використанням даних стандартного, радіоактивного, акустичного каротажів та кавернометрії. У разі потреби залучався повний комплекс геофізичних досліджень. Побудова кореляційних схем розпочиналася з виділення опорних пластів у всіх розрізах свердловин. Для цього застосовували характерні реперні горизонти, зокрема регіональний репер М-9, вапнякові товщі горизонтів Б-10-12 тощо.

З метою простеження продуктивних пластів і вивчення їх геологічної будови на площі були побудовані кореляційні схеми вздовж ліній свердловин.

№№ 27, 105, 115, 107, 116;

№№ 114, 29, 25, 26, 20;

№№ 44, 22, 117, 104, 82, 20.

Горизонт В-25-26 був розкритий і підтверджений як продуктивний у свердловинах №№ 20, 106, 44, 112, 116, 114, 117, 200. Колектори цього горизонту переважно представлені пісковиками, іноді — вапняками в нижній частині розрізу (зокрема в свердловині № 44), які часто мають тріщинувату структуру. Пісковики відзначаються добрими фільтраційно-ємкісними властивостями та сталою ефективною товщиною — від 7 до 16,6 м (у середньому 10,7 м), з пористістю в межах 6,0–18,5 % (у середньому 9,5 %). Карбонатні породи (свердловина № 44) мають ефективну товщину 4,0 м, а їх пористість становить 6,5–7,5 % (у середньому 7,3 %).

Дослідження фізичних властивостей порід продуктивних пластів Михайлівського родовища проводилося як за геофізичними даними, так і на основі зразків керна. Керн було відібрано із 12 свердловин, при цьому ступінь їх насиченості керовим матеріалом є нерівномірним. Найповніше охарактеризовано основний продуктивний горизонт В-16. Менш повно — горизонти В-14, В-15 і В-25-26, при цьому у пластах В-14 та В-15 переважно

відібрано ущільнені різновиди порід. По горизонтах В-20-21, В-22-23 і В-24 зібрано обмежену кількість ущільнених зразків, що свідчить про недостатню кернову характеристику колекторських порід, особливо карбонатних відкладів.

Лабораторні дослідження були проведені в межах тематичної експедиції ДГП «Полтаванафтогазогеологія» та у лабораторії петрофізичних досліджень ЕГДС ДГП «Укргеофізика». У ході робіт визначалися наступні параметри: об'ємна густина, відкрита пористість, абсолютна та ефективна проникність, вміст карбонатів, вагова глинистість, залишкова водонасиченість, питомий електричний опір, а також відповідні характеристики пористості та насичення газом і нафтою.

Продуктивні колектори переважно представлені пісковиками та алевролітами, з незначною участю карбонатних порід.

На основі схожості літологічних, колекторських та геофізичних властивостей продуктивні пласти були умовно поділені на три групи:

1. Пісковики верхнього візе (горизонти В-14 – В-20-21);
2. Карбонатні породи горизонтів В-20-21 і В-24;
3. Пісковики нижнього візе (горизонт В-25-26).

Колектори візейських відкладів Михайлівського родовища належать до типу порід зі складною структурою порового простору. Основною формою пористості є міжзернова, проте вона зазнала значних змін під впливом катагенезу, тектонічних процесів та інших геологічних факторів, що сприяли розвитку тріщинуватості. Наявність тріщин підтверджується як результатами лабораторного аналізу керну, так і геофізичними даними (наприклад, зниженням показників кривих опору МБК, БК, збільшенням діаметра свердловин тощо). Ефективність ГДС-методів у виявленні тріщинуватих колекторів могла б бути вищою за умови проведення повторних вимірювань методами опору, однак такі дослідження на родовищі не виконувалися.

Пісковики мають сіре і світло-сіре забарвлення, крупно- та середньозернисті, кварцові, з карбонатно-глинистим цементом, тріщинуваті. У тріщинах розвинений білий кристалічний кварцит, іноді відчувається запах конденсату. Породи складаються переважно з кварцу (80–90%), з незначною кількістю польових шпатів (10–15%), плагіоклазів, слюди, уламків кременистих порід. Кварцові зерна кутуваті, регенеровані, з конформними контактами; місцями спостерігаються стиліти, до яких приурочене скупчення слюди та акцесорних мінералів (циркон, турмалін, анатаз). Цемент поровий або базально-поровий, представлений каолінітом, кристалічно-зернистим анкеритом; трапляються сфероліти й сидерити, в окремих порах — плівки й включення бітуму. Контакти між зернами переважно конформно-регенераційні.

Вапняки темно-сірого кольору, дуже щільні, дрібнозернисті, приховано-кристалічні. При взаємодії з HCl реагують бурхливо. Складені з дрібнозернистого перекристалізованого кальциту, з великою кількістю дрібних і великих

форамініфер, а також поодинокими залишками остракод. Камери форамініфер зазнали перекристалізації, їхні стінки утворені пелітоморфним кальцитом. У проміжках між кальцитовими зернами зустрічаються тонкі плівки буроватої політоморфної глинистої речовини з включеннями піритового пилу. На окремих залишках спостерігається розвиток альбіту. Також зустрічаються поодинокі зерна кварцу алевритової крупності та дрібні ромбічні або неправильної форми зерна доломіту. У структурі порід помітні слабо виражені стилолітоподібні прожилки глинистого матеріалу. Цемент представлений глинистою речовиною, сильно затемненою вуглисто-піритовими включеннями.

Покрівля продуктивних пластів сформована потужними пачками алевроліто-аргілітових порід потужністю 40–80 м, що містять прошарки вапняків. Алевроліт темно-сірий до чорного, дуже щільний, з включеннями слюди, місцями переходить у щільний пісковик. Аргіліт темно-сірий або чорний, вапнистий, щільний, із значним ступенем піритизації.

Різноманітність фізичних і колекторських властивостей досліджуваних порід зумовлена мінеральним складом, кількістю та типом цементу, а також ступенем вторинних змін, які виникли під впливом тиску, температури та складу флюїдів.

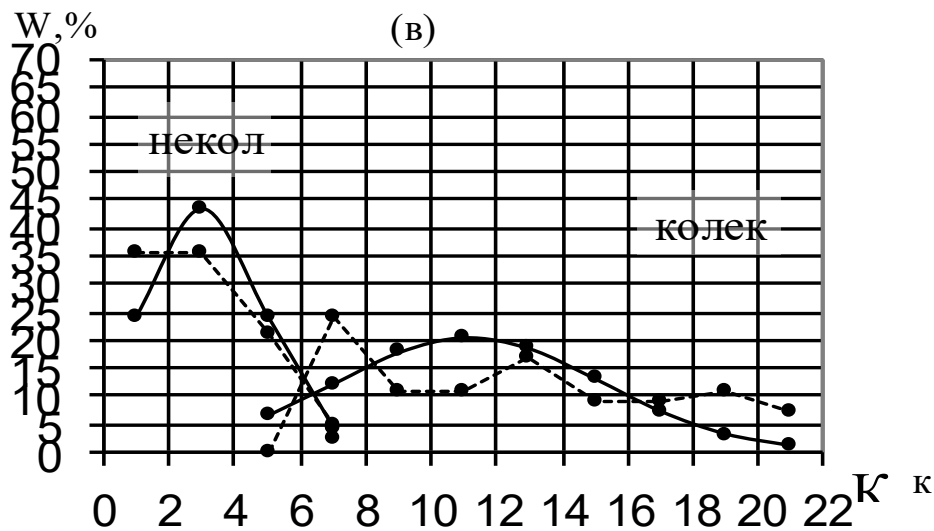


Рисунок 1.4 — Розподіл пористості колекторів і неколекторів для піщано-глинистих відкладів В-25-26 Михайлівського родовища [2].

Аналіз лабораторних досліджень кернів свідчить про широкий діапазон змін колекторських характеристик продуктивних горизонтів (K_p — пористість, $K_{пр}$ — проникність, $K_{гл}$ — глинистість, S_a — вміст карбонатів). На рисунках 1.4–1.5 подано криві розподілу значень цих параметрів окремо для колекторських і неколекторських різновидів теригенних порід стратиграфічної підгрупи В-25-26.

У таблиці 1.2 наведено діапазони змін та середні значення параметрів K_p , K_{pr} , S_a і K_{gl} .

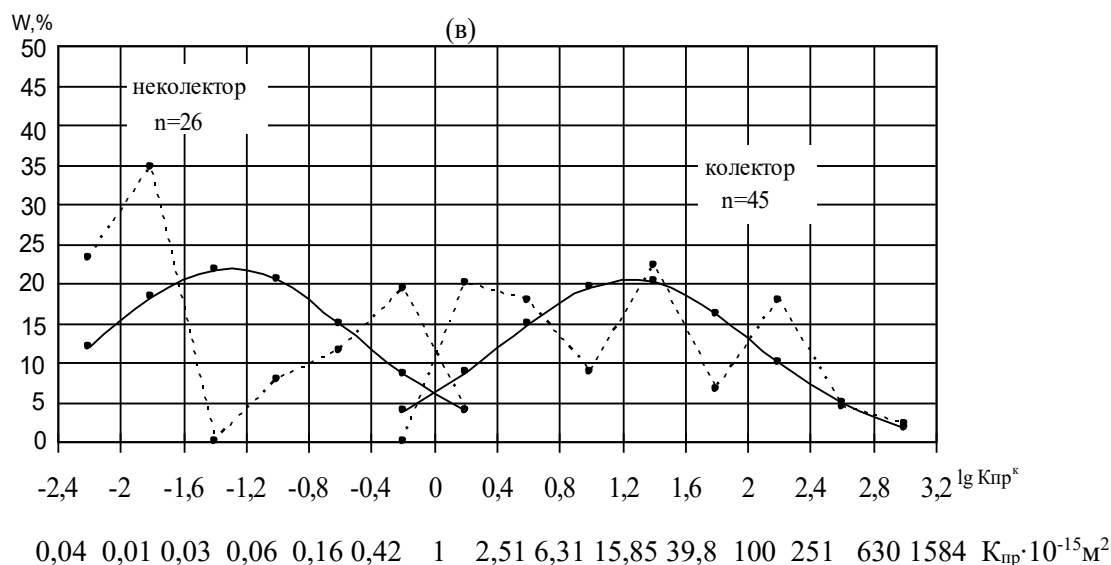


Рисунок 1.5 — Розподіл проникності колекторів і неколекторів для піщано-глинистих відкладів В-25-26 Михайлівського родовища [2].

Таблиця 1.2 — Діапазони зміни K_p , K_{pr} , S_a , K_{gl} по керну теригенних порід Михайлівського родовища [2].

Горизонти	$K_p^k, \%$		$K_{pr}^k \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$		$K_{gl}^k, \%$		$S_a^k, \%$	
	діапазон	середнє	діапазон	середнє	діапазон	середнє	діапазон	середнє
В-25-26	6,0-19,2	11,3	0,7-800	10,0				

Найкращі колекторські властивості серед досліджених порід виявлені у пісковиках горизонтів В-16 і В-25-26. Для горизонту В-16 значення пористості (K_p) змінюються в межах 6,5–21,0 %, а проникності (K_{pr}) — від 0,7 до $1580,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; середні значення становлять відповідно 11 % та $16,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Для горизонту В-25-26 пористість варіює в межах 6,0–19,2 %, проникність — 0,7– $800,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; середні значення — 11,3 % та $10,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пісковики горизонтів В-14–В-15 характеризуються менш сприятливими колекторськими властивостями: пористість 6,5–17,0 %, проникність — 0,7– $250,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, середні значення — 11,0 % та $8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Аналіз даних свідчить, що для горизонтів В-16 і В-25-26 у 85–90 % випадків пористість колекторів становить 7,0–13,0 %, а проникність — у 80 % випадків — $1,0\text{--}40,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Для горизонтів В-14–В-15 ці показники нижчі: пористість — 6,5–10 %, проникність — $1,0\text{--}16,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Максимальні значення проникності (до $1580,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) зареєстровані в пісковиках горизонту В-16.

Показники карбонатності (Са) та глинистості (Кгл) визначались за керновими зразками лише для відкладів горизонтів В-14–В-16. Як видно з таблиці 5.2, колектори цих горизонтів мають, переважно, невисоку глинистість та карбонатність.

Через обмежений обсяг кернавого матеріалу з карбонатних порід узагальнити їх колекторські характеристики складно. Наявні зразки представлені щільними породами з дуже низькими колекторськими властивостями: пористість 0,4–1,3 %, проникність — $0-0,06 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Геофізичні властивості піщано-алевролітових порід значно варіюють залежно від пористості, ступеня глинистості, характеру насичення тощо (див. табл. 5.3). Зокрема, питомий електричний опір (ρ_p) для газонасичених теригенних порід СІV₂ та В-25-26 становить 17,0–450,0 та 15,0–200,0 Ом·м відповідно (середні значення — 65,0–106,0 і 92,0 Ом·м).

Через відсутність у розрізі повноцінних водоносних колекторів (всього три пласти), провести аналогічний аналіз для водонасичених порід неможливо. У неколекторах значення ρ_p становить 58,0–600,0 Ом·м (середнє — близько 160,0 Ом·м).

Таким чином, продуктивні колектори Михайлівського родовища, як правило, демонструють високі значення питомого опору — до 450,0 Ом·м, що зумовлено як їх продуктивністю, так і складною будовою порового простору (наявність окварцованих, регенерованих зерен тощо).

Природна радіоактивність (γ) для піщаних колекторів СІV₂ і В-25-26 становить відповідно 1,6–6,6 і 1,4–5,0 мкР/год (середні значення — 3,0–4,1 і 2,9 мкР/год).

Інтервальний час (ΔT) для піщаних колекторів СІV змінюється в межах 195–248 мкс/м (середнє значення — 204–210 мкс/м), для неколекторських різновидів — 180–215 мкс/м (середнє — 195 мкс/м).

Виділення пластів-колекторів і визначення ефективних товщин.

Виділення колекторів і визначення їх ефективної товщини на Михайлівському родовищі здійснювалось шляхом комплексного аналізу даних геофізичних досліджень свердловин — МК, МБК, ПС, РК, АК, ІК, БК, кавернометрії (графічні додатки 34–53), а також результатів лабораторного вивчення кернавого матеріалу та гідродинамічних випробувань.

Колектори ідентифікувались за сукупністю ознак, які можна розділити на дві основні групи:

Якісні ознаки — пов'язані з вищою проникністю порід-колекторів та наявністю фільтрату бурового розчину в продуктивному інтервалі.

Кількісні ознаки — числові параметри геофізичних та колекторських характеристик, які відповідають встановленим межам між колекторами та неколекторами.

Ефективність виділення колекторів за якісними (прямими) ознаками залежить не лише від будови порового простору, а й від ряду геологічних та

технологічних чинників: пластового тиску, типу бурового розчину, тривалості періоду між розбурюванням і проведенням геофізичних досліджень, ефективної товщини пласта тощо.

Аналіз геолого-геофізичних матеріалів свердловин Михайлівського родовища показав, що прямими якісними ознаками також можуть характеризуватись тріщинуваті породи з міжзерновою пористістю, за умови, що значення пористості (K_p) і проникності ($K_{пр}$) матриці перевищують нижні граничні показники. Натомість у випадку тріщинно-порових колекторів, де ці показники є нижчими, характерні ознаки проникнення фільтрату на кривих ГДС часто не фіксуються. При значному проміжку часу між розбурюванням і дослідженням пластів прямі ознаки можуть бути повністю або частково втрачені через розвиток глибоких зон проникнення фільтрату і кольматацію тріщин у привибійній зоні.

Основні прямі (якісні) ознаки колекторів при розкритті на прісному розчині з репресією на пласт:

- 1. Наявність проникнення фільтрату бурового розчину у пласт, що фіксується за результатами методів БКЗ, МК, МБК.**
 - Для водоносних і продуктивних пластів пісковиків характерні тришарові криві БКЗ з інтенсивним проникненням.
 - Продуктивні неглинисті пісковики частіше мають тришарові криві зі зменшеним проникненням або двошарові криві.
 - Діаметр зони проникнення фільтрату для більшості теригенних колекторів становить 2–8 діаметрів свердловини.
 - У карбонатних колекторах нижнього віку переважають двошарові криві БКЗ, що пояснюється слабким розвитком тріщинності або їх кольматацією.
- 2. Наявність додатних прирощень на діаграмах мікрозондів (метод мікрокаротажу, МК).**
 - Метод є ефективним для виявлення колекторів у нетріщинних піщаних породах.
 - У тріщинуватих і карбонатних породах при відсутності глинистої кірки його ефективність значно знижується.
- 3. Низькі значення питомого електричного опору на діаграмах МБК.**
 - Метод МБК забезпечує високу надійність виявлення колекторів, особливо у комплексі з даними бокового каротажу (БК).
 - Зони тріщинуватості часто виділяються як мінімуми на діаграмах МБК або БК, а іноді й на кривих БКЗ — на фоні нетріщинних порід — через значне проникнення бурового розчину в зону тріщин.

У карбонатних породах метод МБК виявляється найбільш ефективним для визначення колекторів з міжзерновою або змішаною пористістю. У тріщинуватих

колекторах криві МБК мають значну варіативність, при цьому уявні опори зазвичай є високими. Однак на фоні ущільнених карбонатів, які характеризуються дуже великими значеннями електричного опору, тріщинуваті прошарки вирізняються зниженими показниками, що дозволяє їх виявляти.

4. Від'ємні аномалії самопливного потенціалу (ПС): У більшості випадків метод виявився малоефективним для Михайлівського родовища. Це пов'язано із застосуванням мінералізованого бурового розчину, а також з високим опором порід у розрізі, що ускладнює ідентифікацію колекторів за аномаліями ПС.

5. Зміна діаметра свердловини: Хоча зменшення діаметра свердловини щодо номінального може свідчити про наявність фільтраційно-ємкісного колектора, така ознака фіксується не завжди. Нерідко, особливо в тріщинуватих породах, спостерігається навіть збільшення діаметра. Це пов'язано з ослабленням механічної міцності порід у процесі буріння, що призводить до їх руйнування.

6. Знижена природна радіоактивність: На фоні глинистих вміщуючих порід піщані колектори мають знижені значення γ -активності (переважно в межах 2–4 мкр/год), що дозволяє їх диференціювати. В окремих випадках, піщані породи візейського ярусу проявляють підвищену γ -активність через вміст пелітового матеріалу або внаслідок поліміктовості. Карбонатні колектори (вапняки) зазвичай також характеризуються низькою природною радіоактивністю. Проте, в розрізі можуть зустрічатися різновиди з підвищеними значеннями інтенсивності γ -випромінювання (I_γ), що обумовлено доломітизацією або пелітовими включеннями.

Таким чином, **ефективність геофізичних методів при виділенні колекторів** суттєво варіює в залежності від літологічно-структурних особливостей порід, умов буріння та геофізичних параметрів свердловин. Найбільш результативними методами для ідентифікації та оцінки колекторів виявилися: акустичний каротаж (АК), радіоактивний каротаж (РК), боковий каротаж (БК), мікрокаротаж (МК), мікробоковий каротаж (МБК), боковий каротаж з затисненням (БКЗ), кавернометрія.

Проте, використання **лише якісних ознак** виявлення колекторів не завжди забезпечує надійність через суб'єктивність інтерпретацій, обмежену кількість геолого-геофізичних даних та інші фактори. У зв'язку з цим, **виділення колекторських інтервалів та визначення їх ефективної товщини** здійснювалося комплексно — з урахуванням **кількісних критеріїв**, серед яких використовувалися числові значення таких параметрів, як: пористість (K_p), проникність ($K_{пр}$), глинистість ($K_{гл}$), карбонатність (C_a) та інші.

1. K_p , $K_{пр}$, $K_{нг}$, $K_{зв}$;
2. ρ_p , P_n , ΔT , ΔI_γ .

Величини граничних значень приведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Граничні значення геофізичних і колекторських параметрів [2].

Параметри	$K_p, \%$	$K_{пр} \times 10^{-15} \text{ м}^2$	$\Delta\gamma$	$\Delta T, \text{ мкс/м}$	$K_{нг}, \%$	$\rho_p, \text{ Омм}$	$Q_{a.v./h}, \text{ т.м}^3/\text{добу.м}$
Ярус							
CIV ₂	6,5	0,85	0,21	197	72	~15.0- 25.0	15,0
B-25-26	6,0				69		
карбонати	5,0				70		
ef	~67	~70					

Пласт класифікувався як неколектор, якщо за більшістю наведених вище показників він характеризувався як ущільнена або глиниста порода, а також мав пористість і проникність нижчі за критичні значення. У випадках неоднозначної інтерпретації результатів додатково враховувалися дані ОПН, ІННК, а також результати випробувань пластів з аналогічними характеристиками, як на цьому, так і на суміжних родовищах.

До продуктивних колекторів відносили інтервали, в яких значення параметра ефективної оцінки (ПЕО), параметра насичення (R_n) або коефіцієнта нафтогазонасичення ($K_{нг}$) дорівнювали або перевищували встановлені критичні межі. При цьому пріоритет надавався саме $K_{нг}$, оскільки цей показник меншою мірою залежить від пористості порід.

Слід зауважити, що ефективність застосування методу ІННК була частково обмежена через високу неоднорідність та глинистість геологічного розрізу. Тому в основному використовувалися якісні ознаки — зокрема, підвищення інтенсивності сигналів на кривих ІННК у газонасичених інтервалах порівняно з водоносними.

Частково дослідження розрізу проводилось із застосуванням випробування пластів на кавернозність (ВПК). Під час інтерпретації враховували як якісні характеристики (наявність або відсутність припливу флюїдів), так і кількісні показники.

Таким чином, комплексне застосування якісних та кількісних критеріїв дало змогу з високим ступенем достовірності і точності визначати наявність колекторів та оцінювати характер флюїдонасичення пластів.

Визначення коефіцієнта пористості пластів-колекторів.

У зв'язку з нерівномірністю освітленості керном продуктивних горизонтів було проведено дослідження можливості забезпечення повної характеристики колекторських властивостей по всій площі родовища на основі даних геофізичних досліджень.

Для розв'язання цієї задачі застосовувалися методи акустичного та радіоактивного каротажу. З метою отримання більш представницької вибірки були залучені також дані за аналогічними відкладами Березівського родовища, запаси якого були підтвержені в ДКЗ у 1992 році.

Статистичні залежності, отримані на основі вихідної вибірки, наведені у таблиці 1.4.

Визначення пористості по комплексу методів АК і ГК.

Рівняння регресії, які були одержані для піщано-глинистих порід Михайлівського і Березівського родовищ мають вигляд [4]:

$$K_{п} = -43,44 + 0,256\Delta T - 8,85\Delta I_{\gamma}, \quad R = 0,98, \quad S = 0,79 \quad (1.1)$$

$$K_{п} = -50,41 + 0,28\Delta T, \quad r = 0,95, \quad S = 1,35 \quad (1.2)$$

Таблиця 1.4 — Вихідні дані для встановлення зв'язку між колекторськими властивостями і геофізичними величинами для візейських теригенних відкладів Михайлівського родовища [2].

№св.	Індекс горизонту	Інтервал пласта,м	d _{св} ,м	K _п ^к /n,%	K _{пр} ^к /n·10 ⁻¹⁵ м ²	ΔI _γ	ΔT,мкс/м	ΔI _γ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Михайлівське родовище								
20	В-25-26	5353,0-5354,0	0,214	7,7/3	2,9/3	0,05	200	0,65
	В-25-26	5667,6-5672,8	0,163	10,0/6	36,0/6	0,08	212	0,50

Аналіз показав, що найінформативнішим параметром для оцінки пористості є інтервальний час ΔT\Delta TΔT. Для усунення впливу глинистості на залежність K_p=f(ΔT)K_p = f(\Delta T)K_p=f(ΔT) було введено параметр глинистості ΔI_γ\Delta I_{\gamma}ΔI_{\gamma}. В результаті тіснота зв'язку значно покращилась, і коефіцієнт кореляції підвищився до 0,98.

Відомо, що зміна термобаричних умов для піщано-глинистих порід на глибинах понад 3000–3500 м практично не впливає на величину ΔT\Delta TΔT, тому корекції на ущільнення в залежність не вводили.

Питання впливу газонасичення на ΔT\Delta TΔT розглядалось шляхом порівняння пористості за керном та за акустичним каротажем у газонасичених і водоносних пластах. Хоча водоносних пластів у розрізі небагато, зіставлення (рис. 1.6) показало, що розбіжність значень пористості за керном (K_{рк}K_{рк}K_{рк}) і за акустичним каротажем (K_{рАК}K_{рАК}K_{рАК}) для продуктивних колекторів у 87 % випадків не перевищує ±10 %, а в усіх випадках — ±15 %. При цьому закономірностей завищення пористості у газонасичених пластах не виявлено.

Отже, використання методу акустичного каротажу в комплексі з гамма-каротажем дає достовірні оцінки пористості.

Номограма, побудована за залежністю (1.1), наведена на рис. 1.7.

Для визначення пористості карбонатних порід застосовувалося рівняння «середнього часу»:

$$K_{п} = \frac{\Delta T^{визм.} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{р} - \Delta T_{ск}}, \quad (1.3)$$

де

$\Delta T^{\text{вим}}$ – величина інтервального часу в пласті;

$\Delta T_{\text{ск}}$ – інтервальний час в скелеті породи ($\Delta T_{\text{ск}} = 155$ мкс/м);

$\Delta T_{\text{р}}$ – інтервальний час в рідині, яка заповнює пори ($\Delta T_{\text{р}} = 615$ мкс/м).

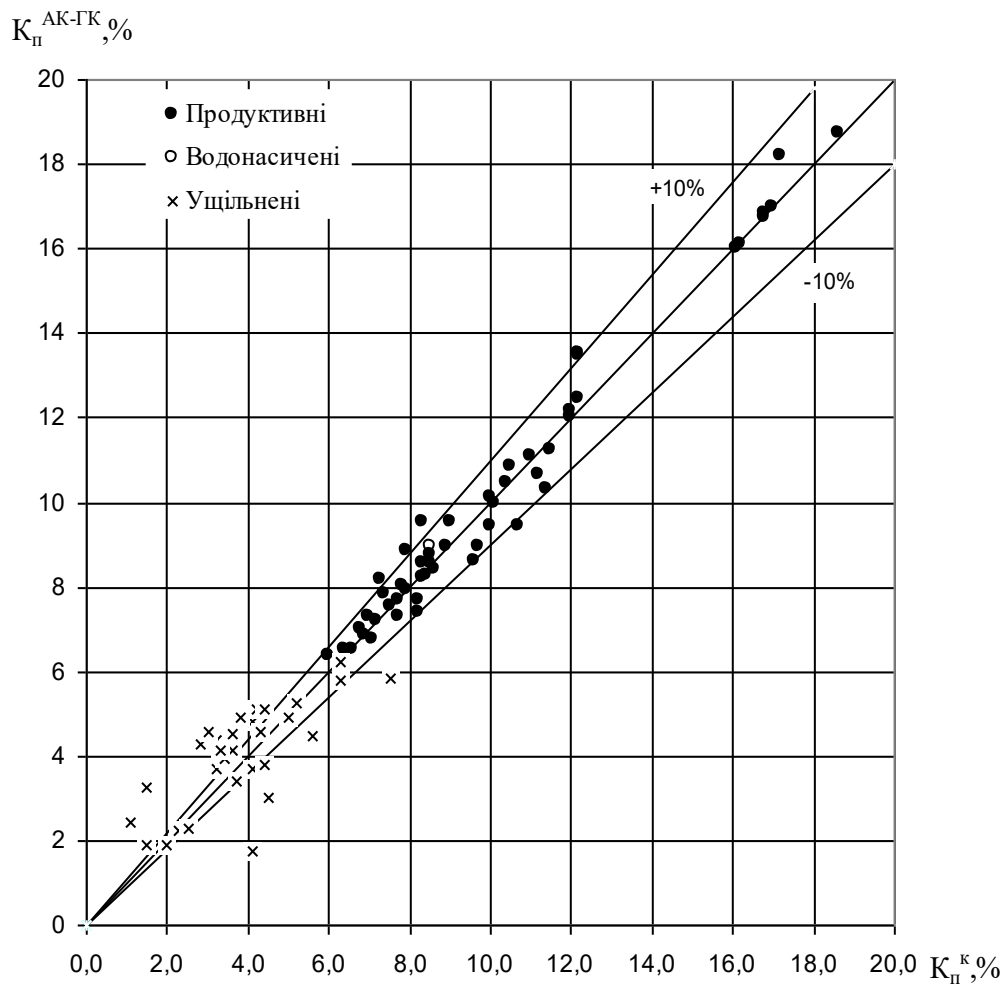


Рисунок 1.6 — Зіставлення значень пористості, визначених по керну і АК-ГК піщано-глинистих порід S_1 в Михайлівського родовища [2].

$$K_{II} = -43.44 + 0.256\Delta T - 8.85\Delta I_{\gamma}, \quad R=0.98 \quad S=0.79$$

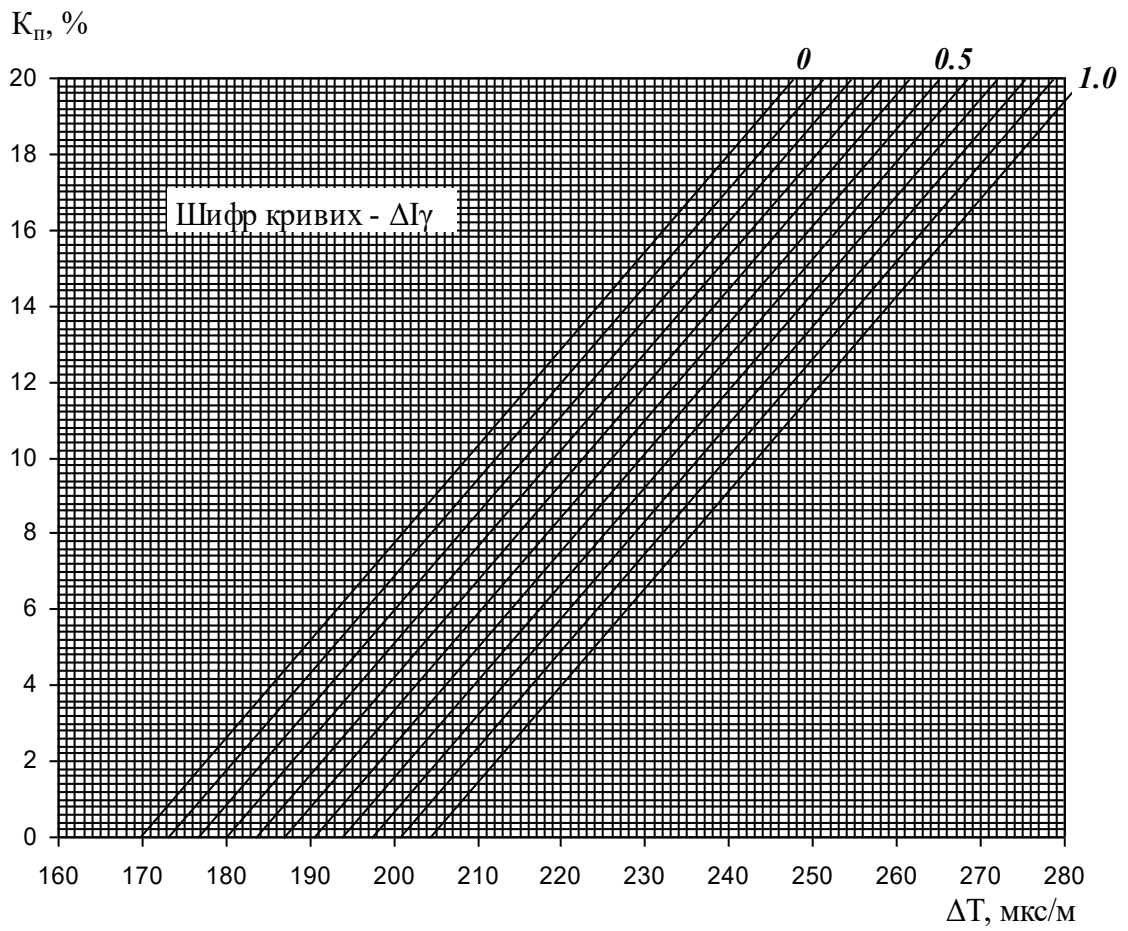


Рисунок 1.7 — Номограма для визначення K_{II} за д [4].

Для карбонатів з підвищеною глинистістю ($\Delta I_\gamma > 0,15-0,17$) при оцінці $K_{\text{п}}$ застосовувалась залежність $K_{\text{п}} = f(\Delta T, \Delta I_\gamma)$, яка одержана для вапняків [3] і опробувана на родовищах, захищених в ДКЗ (наприклад Голиківське, Мовчанівське, Чутівське і ін.). Залежність має вигляд:

$$K_{\text{п}} = -31,73 + 6,885 \Delta I_\gamma + 0,213 \Delta T \quad (1.4)$$

Визначення пористості за комплексом методів ГК-НГК, ГК-ННК-т

У піщано-глинистих відкладах СІv Михайлівського родовища методи нейтронного гамма-каротажу (НГК) та нейтронного нейтронного каротажу (ННК-т) достовірно відображають водневміст порід, що дає можливість використовувати їх для оцінки пористості.

Величина $K_{\text{п}}$ по методу НГК визначалась по експериментальній залежності типу $K_{\text{п}} = (\Delta I_{\text{н}\gamma}, \Delta I_\gamma)$ [3].

Відносний параметр $\Delta I_{\text{н}\gamma}$ визначався з використанням двох опорних пластів по формулі:

$$\Delta I_{\text{н}\gamma} = \frac{I_{\text{н}\gamma}^{\text{зам}} - I_{\text{н}\gamma}^{\text{зл}}}{I_{\text{н}\gamma}^{\text{щіл}} - I_{\text{н}\gamma}^{\text{зл}}}, \quad (1.5)$$

де $I_{\text{н}\gamma}^{\text{зам}}$ – покази НГК проти інтерпретованого пласта,

$I_{\text{н}\gamma}^{\text{гл}}$ – покази НГК проти розмитих глин,

$I_{\text{н}\gamma}^{\text{щіл}}$ – покази НГК проти щільного пласта.

Одержані статистичні рівняння $K_{\text{п}} = f(\Delta I_{\text{н}\gamma}, \Delta I_\gamma)$ мають вигляд:

$$K_{\text{п}} = 16,79 - 18,21 \Delta I_\gamma - 13,73 \Delta I_{\text{н}\gamma}, \quad R = 0,90, \quad S = 1,59 \quad (1.6)$$

$$K_{\text{п}} = 13,27 - 12,09 \Delta I_{\text{н}\gamma}, \quad R = 0,65, \quad S = 2,79 \quad (1.7)$$

Як видно, при врахуванні глинистості порід (ΔI_γ) між параметрами $K_{\text{п}}^{\text{к}}$ і $\Delta I_{\text{н}\gamma}$ спостерігається задовільний зв'язок.

В покази кривої НГК вносились поправки за природну радіоактивність і діаметр свердловини. Номограма, побудована по залежності 1.7 приведена на рис. 1.8.

Пористість вапняків визначалась по залежності $K_{\text{п}} = f(\Delta J_{\text{н}\gamma}, \Delta J_\gamma)$ для карбонатів Чутівського родовища (вона опробувана також на Мачухському і ін. родовищах):

$$\ln K_{\text{п}} = 3,62 - 3,1 \Delta J_{\text{н}\gamma} - 2,51 \Delta J_\gamma, \quad R = 0,86, \quad S = 0,32 \quad (1.8)$$

Щоб з'ясувати чи впливає газонасиченість на покази НГК, порівнювались значення пористості по керну і НГК (рис.1.9). Найбільший вплив газонасиченості спостерігається в високопористих ($K_{\text{п}} > 12\%$) неглинистих пісковиках (св. №№ 25, 44 – горизонти В-16 і В-25-26 та ін.). У більшості випадків заниження значень пористості по НГК в колекторах

становить 15-35%. В глинистых с пониженою пористістю пластах ($K_{п} < 10\%$) вплив газонасичення майже не спостерігається і значення $K_{п}^{НГК}$ в 77 % випадків розходиться не більш чим на 15 %.

Розрізи свердловин №№ 29, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200 досліджувалися методом ННК-т за допомогою апаратури СРК. Пористість по нейтронному каротажу визначалась по формулі:

$$K_{п} = K_{п}^{заг} - K_{гл} \cdot W_{зв}, \quad (1.9)$$

де $K_{гл}$ – об’ємна глинистість, %;

$W_{зв}$ – вміст зв’язаної води для глин ($W_{зв} \approx 0,23\%$).

Була використана апаратурна методика визначення $K_{п}^{заг}$ по градуювальних еталонах пористості:

$$K_{п}^{заг} = -8,2 + 75,4 (In\gamma^{м.3} / In\gamma^{в.3}) - 1,25 (In\gamma^{м.3} / In\gamma^{в.3})^2, \quad \text{де} \quad (1.10)$$

$In\gamma^{м.3}$ – покази малого зонда ННК-т,

$In\gamma^{в.3}$ – покази великого зонда ННК-т.

У це рівняння при визначенні пористості вводилась поправка за діаметр свердловин (рис.1.9, (а)) і літологію [15] (в реальному діапазоні пористості колекторів поправка за літологію (для пісковиків) складає $\sim +4\%$ при умові, що апаратура прокалібрована по «вапняку»).

Поправка за глинистість, в зв’язку з невеликим об’ємом кернових вимірів гранулометричного складу, визначалась по залежності $\Delta I\gamma = f(K_{гл}, W_{зв})$, взятій із літературних джерел [32].

Так як метод ННК-т проводився переважно в експлуатаційних свердловинах, в яких керн не відбирався, його ефективність визначалась по співставленню $K_{п}^{ННК-т}$ зі значеннями $K_{п}^{АК}$ і $K_{п}^К$ (рис.1.9 (б)). Як видно, спостерігається заниження $K_{п}^{ННК-т}$ в порівнянні з $K_{п}^{АК}$ і $K_{п}^К$ приблизно на 10-35 % переважно для газоносних колекторів з $K_{п} < 10-11\%$. В 70 % випадків похибка оцінки $K_{п}$ колекторів ($K_{п} > 10-11\%$) не перевищує $\pm 15\%$.

В св. № 115 в зв’язку з відсутністю заміру АК в інтервалі 5660-5794 м і неякісним заміром кривих ННК-т (якщо використовувати відношення $\frac{I_{nn}^{м3}}{I_{nn}^{63}}$)

пористість визначалась по кривій малого зонда ННК-т з використанням

параметра $\Delta I_{nn}^{м3} = \frac{I_{nn}^{м3} - I_{nn}^{21}}{I_{nn}^{щіл} - I_{nn}^{21}}$ і залежності $K_{п} = f(\Delta In\gamma, \Delta I\gamma)$ - рис.5.25.

Співставлення одержаних значень $K_{п}^{ННК-т}$ з $K_{п}^{АК}$ (інтервал 5119-5660 м) показує задовільну сходиність.

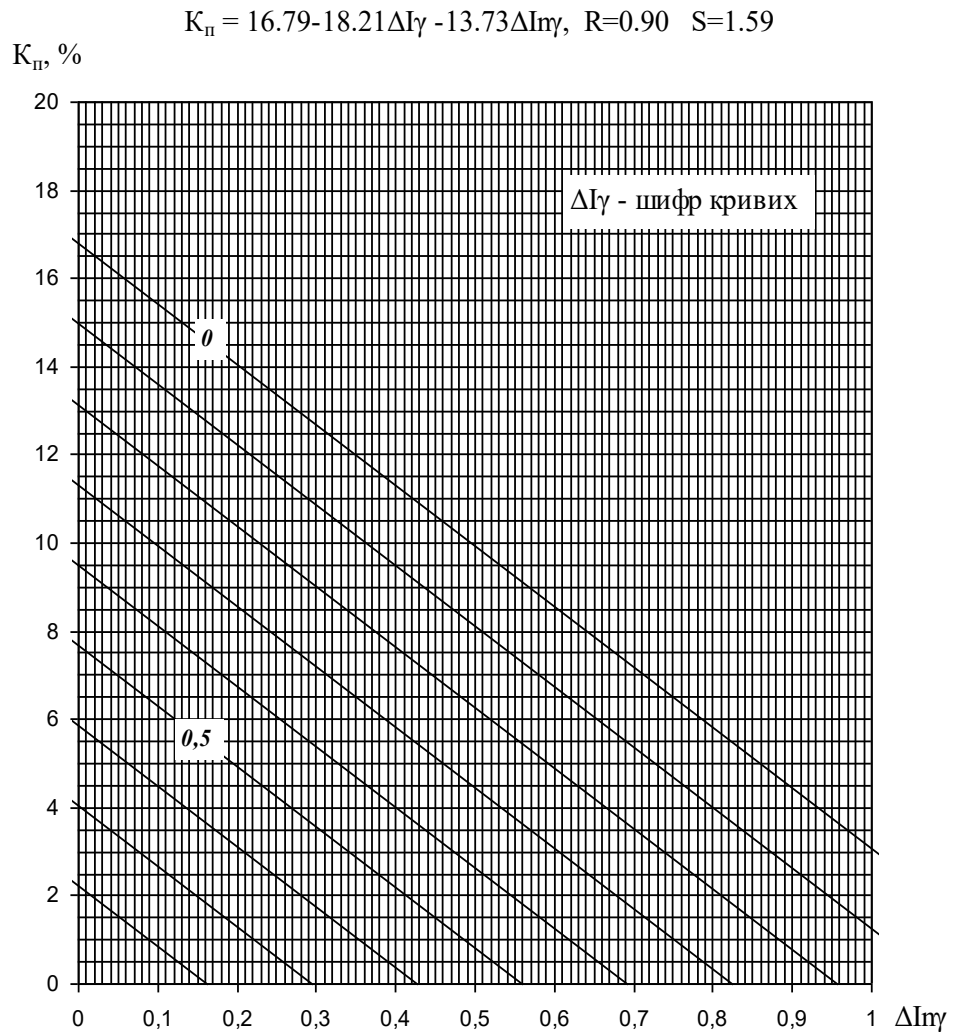


Рисунок 1.8 — Номограма для визначення пористості по НГК-ГК піщано-глинистих порід S_{1v} Михайлівського газоконденсатного родовища [2].

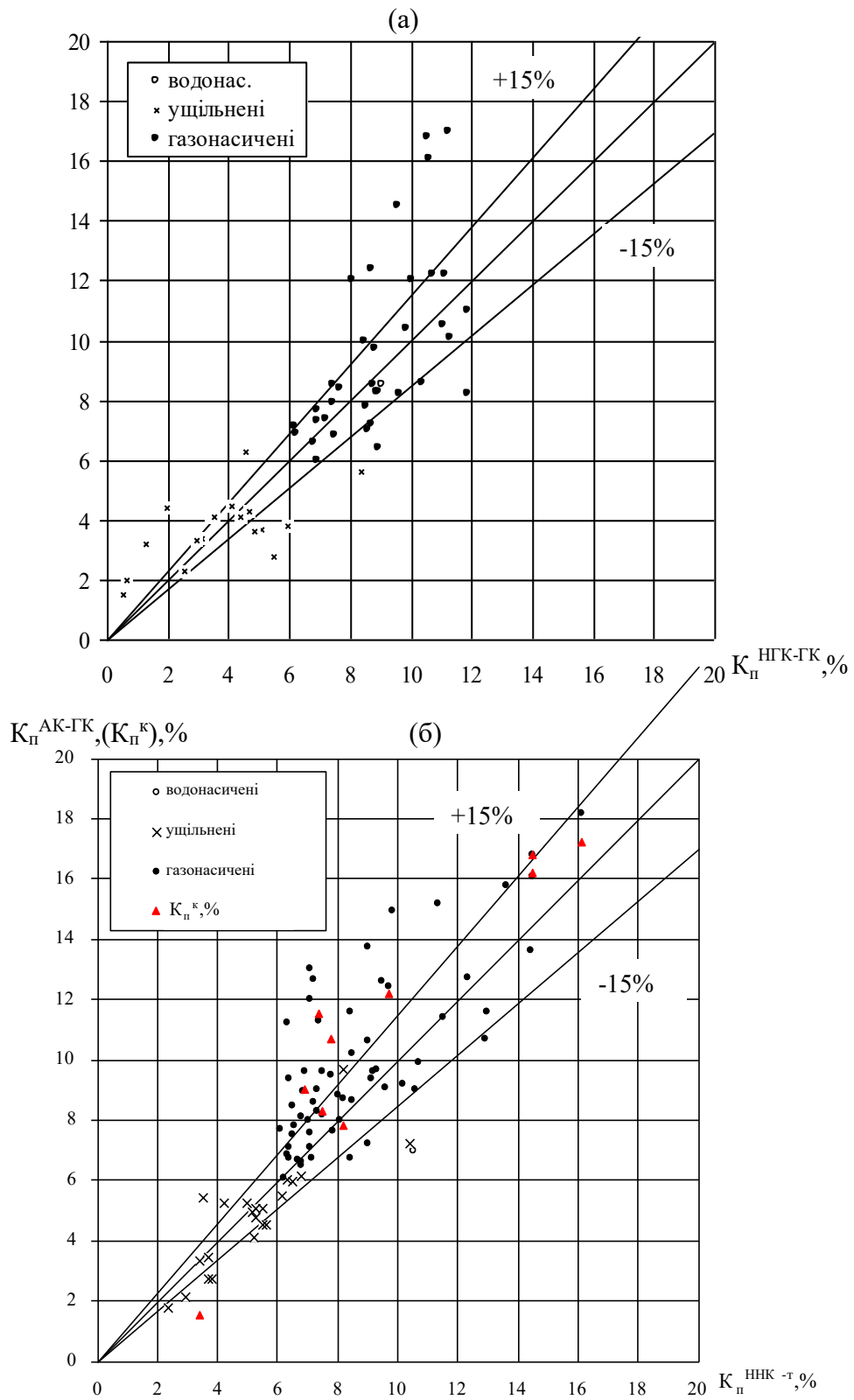
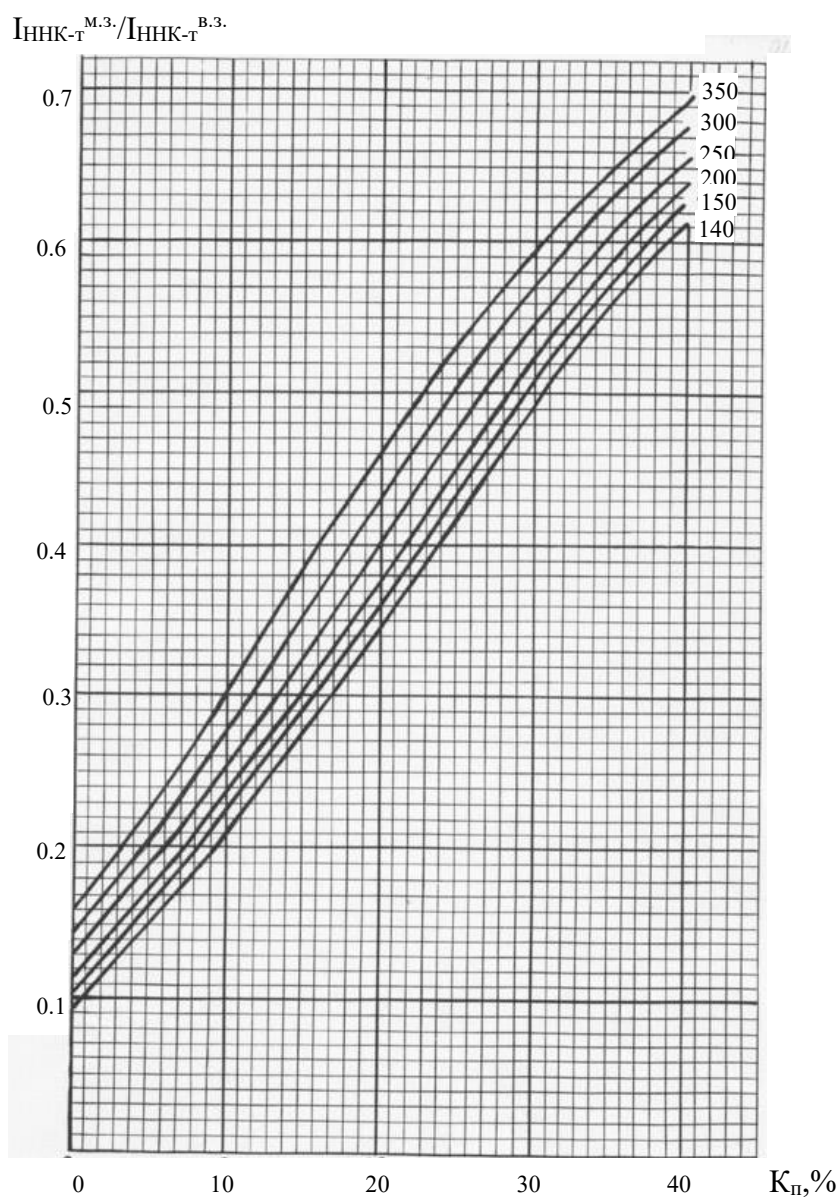


Рисунок 1.9 Зіставлення значень пористості, визначених по керну і НПК -ГК (а) та АК -ГК і НПК -т (б) для піщано -глинистих порід С_v Михайлівського родовища



шифр кривих - $d_{\text{св}}$

Рисунок 1.10 — Номограма для визначення пористості за даними ННК-т [2].

Обґрунтування вибору методу визначення пористості, який рекомендовано до підрахунку запасів/

Значення пористості продуктивних пластів Михайлівського родовища, отримані методами акустичного каротажу (АК), радіоактивного каротажу (РК) та за результатами дослідження керна, демонструють задовільну узгодженість. Аналіз та графічне порівняння величин K_p (рис. 1.6, 1.9), визначених різними методами, свідчать про хорошу збіжність із даними керна. Виявлені відхилення є незначними та мають випадковий характер.

Найбільш достовірними вважаються значення K_p , отримані з акустичного каротажу.

На основі отриманих результатів, для підрахунку запасів рекомендується використовувати переважно значення K_p , визначені за даними акустичного каротажу та керна. У випадках, коли дані АК відсутні або неякісні, допускається застосування значень K_p , отриманих за результатами радіоактивного каротажу.

Визначення коефіцієнт нафтогазонасиченості

Визначення коефіцієнта газонасиченості ($K_{нг}$) здійснювалося за стандартною методикою – методом електричного опору. Як уже зазначалося, при цьому використовувалися петрофізичні залежності типу $R_n = f(K_v)$, отримані на основі лабораторних досліджень кернавого матеріалу (рис. 1.11).

Визначення R_n проводилося за формулою:

$$R_n = \rho_p / \rho_{вп}, \quad (1.11)$$

де ρ_p – питомий опір продуктивного пласта,

$\rho_{вп}$ – питомий опір цього пласта при 100 % водонасиченні.

Оцінювання питомого електричного опору (ПЕО) пластів виконувалося за допомогою комплексу методів: бокового каротажу із заземленням (БКЗ), бокового каротажу (БК) та індукційного каротажу (ІК), із застосуванням відповідних палеток та методичних вказівок. Для продуктивних пластів значної товщини значення питомого опору (ρ_p) приймалося за даними БКЗ.

Візейські відклади відзначаються невеликою товщиною пластів, їх неоднорідністю та підвищеними значеннями ρ_p . У таких умовах результати БКЗ нерідко спотворюються через вплив вміщуючих порід та екранні ефекти. Тому для цих пластів значення ρ_p додатково уточнювалися за даними бокового каротажу.

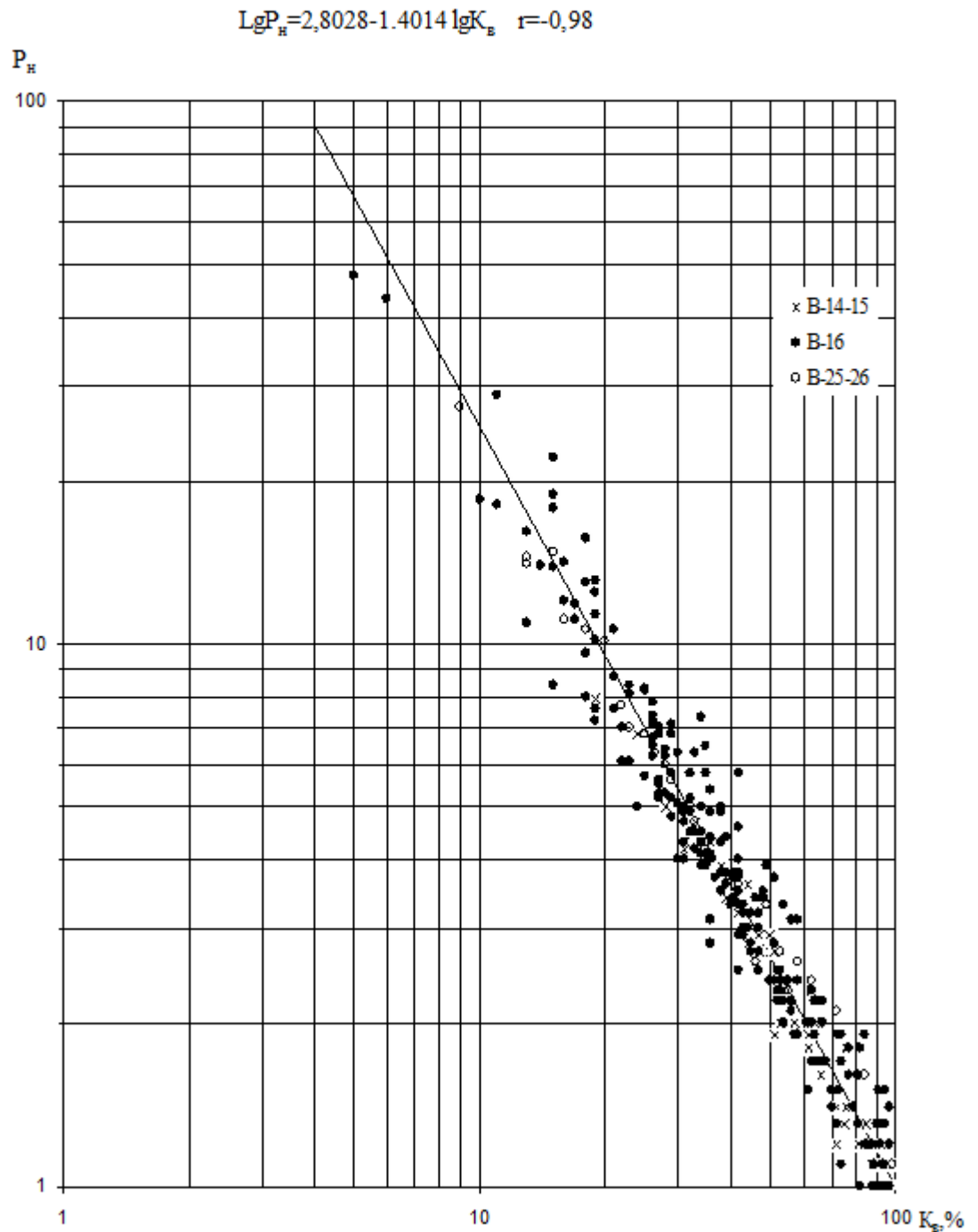


Рисунок 1.11 — Графік залежності параметра насичення від коефіцієнта водонасичення $P_H = f(K_B)$ для піщано-глинистих відкладів S_{1V} Михайлівського родовища [2].

Опір піщаних порід при 100 % водонасиченості ($\rho_{\text{вп}}$) визначався згідно залежності $\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}}$, де $\rho_{\text{в}}$ – ПЕО пластової води, який оцінювався по графіку залежності $\rho_{\text{в}} = f(H)$ для ДДз. При розрахунку $\rho_{\text{вп}}$ був використаний опір пластової води в суміші із зв'язаною водою. Із літературних джерел [4] значення опору зв'язаної води постійне і при пластовій температурі дорівнює 0,23 Омм. В таблиці 5.13 приводяться розрахункові значення $\rho_{\text{сум}}$ в залежності від $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{зв}}$. Величина $\rho_{\text{сум}}$ визначалася за формулою [4]:

$$\frac{1}{\rho_{\text{сум}}} = \frac{K_{\text{зв}}}{0,23} + \frac{1 - K_{\text{зв}}}{\rho_{\text{в}}}, \quad (1.12)$$

де $\rho_{\text{сум}}$ – ПЕО суміші пластової і зв'язаної води, Омм;

$K_{\text{зв}}$ – коефіцієнт залишкової води, %;

$\rho_{\text{в}}$ – ПЕО пластової води, Омм.

За даними таблиці 1.5 побудовані графіки залежності: $\rho_{\text{вп}} = f(K_{\text{п}})$ (рис 1.12) з диференціацією по $\rho_{\text{в}}$. Ці дані були використані при визначенні $K_{\text{нг}}$ продуктивних колекторів. Коректність даної методики розрахунку $\rho_{\text{вп}}$ підтверджується близькістю значень $\rho_{\text{сум}}$ до величини $\rho_{\text{в}}$ в чистих колекторах з високим $K_{\text{п}}$ [4].

Опір карбонатних порід при 100 % водонасиченні ($\rho_{\text{вп}}$) визначався по формулі $\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}}$ (залежності $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ по Мачухському родовищу і $\rho_{\text{в}} = f(H)$ по ДДз) [4].

Як уже відмічалось вище, в зоні межової нафтогазонасиченості коефіцієнт $K_{\text{нг}}$ можна визначити по величині відношення $\frac{K_n^{\text{ef}}}{K_n^{\text{vid}}}$.

Порівняння значень коефіцієнта газонасиченості, визначеного за граничною газонасиченістю ($K_{\text{нг_меж}}$), і за питомим опором ($K_{\text{нг_рп}}$), показало, що задовільна сходиність між ними зазвичай спостерігається у високопористих чистих пісковиках. Із погіршенням колекторських властивостей, як правило, спостерігається зниження значень $K_{\text{нг_меж}}$ порівняно з $K_{\text{нг_рп}}$. Це, ймовірно, пов'язано з недостатньою точністю лабораторного визначення залишкової водонасиченості ($K_{\text{зв}}$). Зокрема, при центрифугуванні не завжди повністю вилучається закачана вода, особливо з малопористих зразків.

Якість лабораторних результатів також залежить від літолого-структурних характеристик порід. Так, у пісковиках із каоліновим цементом, які є типовими для піщаних колекторів Михайлівського родовища, спостерігається значне всмоктування води, розбухання породи та низька віддача рідини.

Таблиця 1.5 – Дані для визначення величини $\rho_{вп}$ [4, 5].

$K_{п}, \%$	6,0			8,0			10,0			12,0			14,0			16,0			18,0		
$P_{п}$	425,7			217,2			128,8			84,1			58,6			42,9			32,6		
$K_{зв}, \%$	32,0			17,5			12,5			10,0			8,0			6,8			5,8		
$\rho_{в}, \text{ОММ}$	0,012	0,013	0,014	0,012	0,013	0,014	0,012	0,013	0,014	0,012	0,013	0,014	0,012	0,013	0,014	0,012	0,013	0,014	0,012	0,013	0,014
$\rho_{сум}, \text{ОММ}$	0,0172	0,0186	0,0200	0,0144	0,0156	0,0168	0,0136	0,0147	0,0159	0,0133	0,0144	0,0155	0,0130	0,0141	0,0151	0,0128	0,0139	0,0150	0,0127	0,0138	0,0148
$\rho_{вп}, \text{ОММ}$	7,33	7,93	8,52	3,12	3,38	3,64	1,75	1,90	2,04	0,00	1,21	1,30	0,76	0,82	0,89	0,55	0,60	0,64	0,41	0,45	0,48

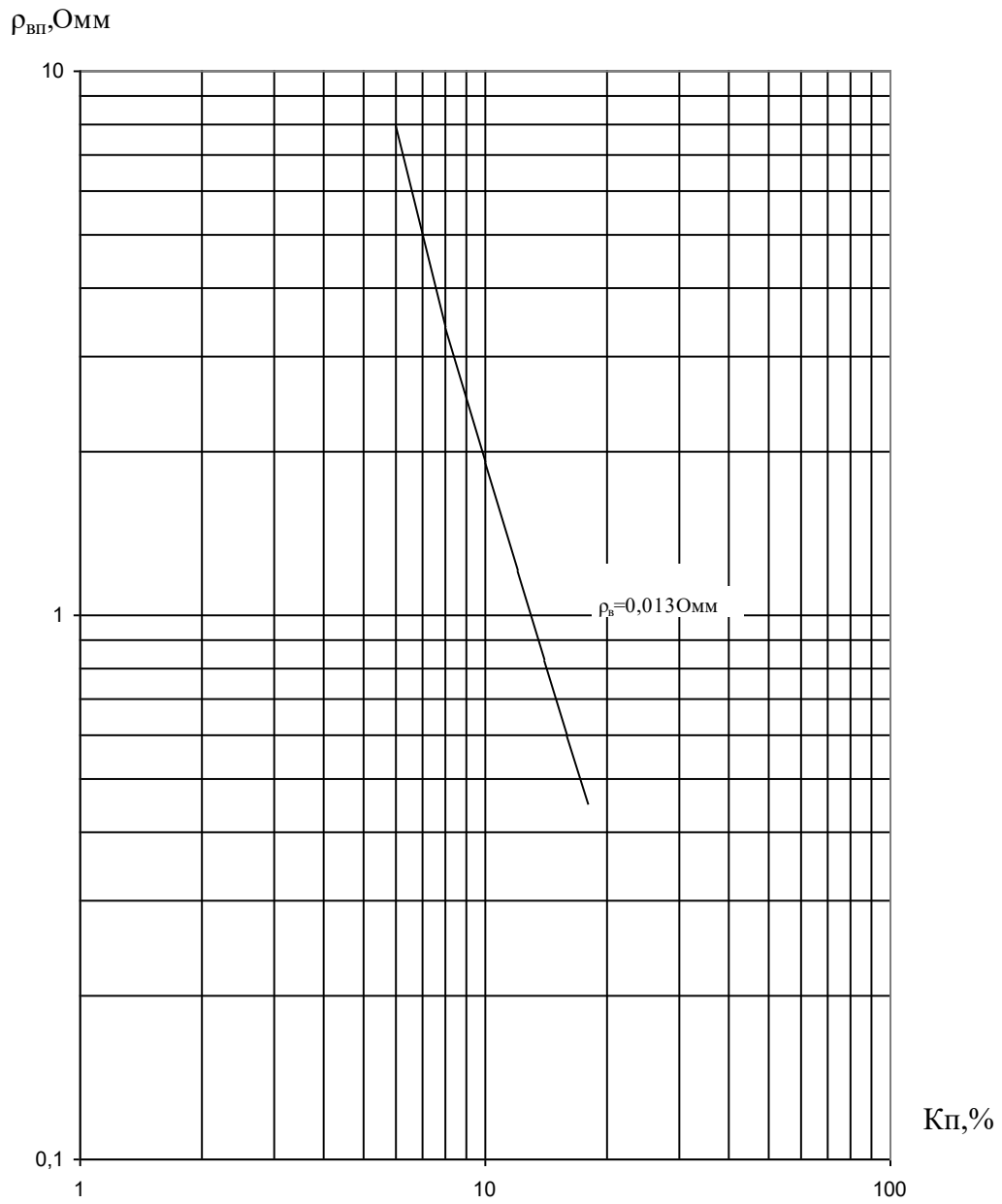


Рисунок 1.12 — Залежність $\rho_{вп}$ від $Kп$ для піщано-глинистих відкладів Котелевського родовища [4].

Крім того, розбіжності у значеннях Кнг можуть бути зумовлені похибками при визначенні питомого опору пластів. Наприклад, у тонких пластах (товщиною 0,4–0,8 м) або в сильно тріщинуватих породах із великими зонами проникнення (наприклад, у свердловині №29, інтервал 5543,0–5551,4 м) не завжди вдається достовірно зафіксувати значення рп.

Для підрахунку запасів переважно використовувалися значення коефіцієнта газонасиченості (Кнг), визначені за питомим електричним опором (рп). У випадках тонких пластів або за умов, коли точне визначення рп ускладнене, застосовувалися граничні (межові) значення Кнг.

Висновок.

На основі узагальненої інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС), лабораторних досліджень керна та результатів випробування свердловин в межах візейських відкладів зроблено такі висновки:

1. У свердловинах Котелевського родовища виконано достатній обсяг промислово-геофізичних досліджень сучасним комплексом методів. Отримані матеріали відзначаються належною повнотою та якістю, що дозволило детально охарактеризувати геологічний розріз, встановити літологічні особливості, провести кореляцію продуктивної товщі, виокремити пласти-колектори, оцінити їх ефективні товщини, визначити пористість, коефіцієнт газонасиченості, а також виділити положення газоводяного контакту.

2. Лабораторні дослідження керового матеріалу, а також результати геофізичних і гідродинамічних вимірювань дали змогу встановити низку обґрунтованих петрофізичних залежностей та еталонних зв'язків, які використовуються для оцінки пористості, газонасиченості та граничних параметрів продуктивних відкладів.

3. Ефективні товщини пластів визначено за результатами комплексної інтерпретації геофізичних даних з урахуванням встановлених кондиційних (граничних) значень геофізичних параметрів, що тісно корелюють із колекторськими та фізичними властивостями порід, а також з результатами випробувань пластів та лабораторних досліджень керна (пористість, проникність).

4. Пористість колекторів розраховано на основі даних акустичного та радіоактивного каротажу, а також результатів лабораторного аналізу керна. Основним методом визначення пористості, рекомендованим для підрахунку запасів, обґрунтовано вибір акустичного каротажу у поєднанні з гамма-каротажем, що підтверджується високим ступенем кореляції між параметрами ΔT , K_p та $\Delta \rho$.

5. Коефіцієнт газонасиченості продуктивних пластів визначався перевіченим методом електричних опорів із використанням

експериментальних залежностей типу $P_n = f(K_v)$, отриманих за результатами досліджень керна. Газоводяний контакт у горизонті В-14 встановлено за матеріалами ГДС, а його достовірність підтверджується результатами випробувань свердловин.

6. Підрахункові параметри продуктивних горизонтів (ефективна товщина, пористість, коефіцієнт газонасиченості) візейських відкладів Михайлівського родовища, отримані за результатами промислово-геофізичних досліджень, комплексно характеризують пласти-колектори як у розрізі, так і по площі родовища, і можуть бути використані для підрахунку запасів.

1.5 Аналіз методів дії на привибійну зону пласта вибраного покладу.

Випробування свердловин Михайлівського родовища здійснювалося з метою:

- оцінки продуктивності газоносного розрізу візейських відкладів;
- уточнення геометрії покладів вуглеводнів;
- визначення основних гідродинамічних характеристик колекторів і фізичних властивостей флюїдів;
- оцінки промислового значення покладів газу;
- отримання вихідних параметрів для подальшого підрахунку запасів.

Методи та етапи випробування.

Випробування проводили як у процесі буріння, так і після завершення бурових робіт — після спуску експлуатаційної колони.

- Під час буріння використовувалися випробувачі пластів типу «КІІ-146», «КІІ-2М-146», а також інструмент «ОПК-140» на каротажному кабелі. Результати цих випробувань наведені в таблиці 1.6.

- Після спуску експлуатаційної колони випробування проводилося за схемою «знизу вгору». Об'єкти випробування обирались на основі даних промислово-геофізичних досліджень, буріння, лабораторного аналізу керна та попередніх результатів випробувань у процесі буріння.

Випробування пластів проводилось як окремо, так і у спільному режимі. У разі отримання стабільного припливу газу чи пластової води, вищезалягаючі пласти випробовували після герметизації нижчезалягаючих цементними мостами. Якщо газовий приплив був відсутній або малий, перехід на вище розташовані об'єкти здійснювався без цементної ізоляції, для використання енергії більш продуктивних горизонтів.

Для більш повного охоплення продуктивного інтервалу та уточнення положення контактів проводилося розширення інтервалів перфорації шляхом

додаткових прострілів. Перфорація здійснювалась перфораторами типу ПКС-105 та ПКС-80 з щільністю отворів від 6 до 18 на 1 метр. Відповідно до вимог ЄТП, перфорацію проводили в свердловинах, заповнених промивальною рідиною з необхідною густиною для забезпечення протитиску на пласт.

Виклик припливу та інтенсифікація.

Виклик припливу флюїду із пласта здійснювався шляхом заміни промивальної рідини на воду та зниженням рівня шляхом аерації. Якщо притоку не вдавалось досягти, застосовувалися методи інтенсифікації: повторна перфорація, МЗТ (місцеве зниження тиску), СКО (спеціальні колекторні операції). Детальні дані наведено в таблиці 1.7.

Замір параметрів/

- Дебіти газу визначали за допомогою діафрагменного вимірювача критичної течії на 1–5 режимах, які задавались штуцерами різного діаметра залежно від продуктивності.
- Перед дослідженням свердловина працювала на кожному штуцері до досягнення стабільного дебіту та устьового тиску.
- Устьовий тиск вимірювався зразковими манометрами з класом точності 0,4.
- Пластові та вибійні тиски заміряли манометрами типу МГН-2 (діапазон 60–80 МПа, точність 0,6–1).
- Температура вимірювалася ртутним термометром.

Аналіз складу флюїду.

Під час випробування газових об'єктів проводився експрес-аналіз вмісту сірководню (H_2S) та вуглекислого газу (CO_2) безпосередньо на гирлі свердловини. Відібрані проби газу та конденсату використовувалися для подальшого визначення компонентного складу згідно з чинними інструкціями з газоконденсатного аналізу.

Таблиця 1.6 – Результати випробування свердловин Михайлівського родовища в процесі буріння [2, 5].

Пласт (горизонт)	№№ св.	Інтервал випробування	Тип (вид) апаратури	Результати випробування	Примітки
1	2	3	4	5	6
В-16 В-16 В-16 В-16 В-15 В-24 В-24, В-25-26	20	5310-5370 5258-5265 5210-5219 5192-5198 5130-5145 5645-5651 5655-5668	«ОПН-140» «ОПН-112»	Припливу не отримано. Припливу не отримано.	Відібрано 17 проб, з них: 3 проби – кірка; 4 проби – ГПС горить, кірка; 10 проб – припливу не отримано. Відібрано 8 проб, з них: 1 проба – контрольна проба бурового розчину; 3 проби – кірка; 2 проби – горючий газ, кірка; 2 проби – припливу не отримано.
В-16 В-18-19, В-20, В-21, В-25-26	44	5390-5460 5686-5730 5896-5831	«ОПН-140» «КІИ-ПЗК» «ПЗК-146»	Припливу не отримано. Одержано приплив газу Q _г =262 тис.м ³ /добу. Нафтогазопроявів не спостерігалось.	Відібрано 10 проб, з них: 1 проба – контрольна проба бурового розчину; 3 проби – горючий газ, фільтрат, кірка; 6 проб – припливу не отримано.

Таблиця 1.7 – Відомості про проведення інтенсифікації в процесі випробування свердловин Михайлівського родовища [2, 5]

№№ св.	Інтервал випробування, м	Результати випробування	Вид інтенсифікації	Результати інтенсифікації
1	2	3	4	5
22	5505-5519 ПКС-80, 12 отв. на 1 п.м. 5268-5254 5249-5254 ПК-80Н, ПСК-80, 15 отв. на 1 п.м.	Припливу не отримано. Припливу не отримано.	Перфорація інтервалу 5505-5519 м, ПКС-80, 12 отв. на 1 п.м. Перфорація інтервалу 5519-5505 м, ПКС-80Т, 12 отв. на 1 п.м. МЗТ.	На усті свердловини спостерігалось незначне виділення газу, дебіт якого заміряти не було можливим через негерметичність пакера. Слабке виділення газу із трубного і затрубного простору. $Q_{г.тр.}=56,3$ м ³ /добу, $Q_{гзтр.}=344,1$ м ³ /добу. Спостерігалось слабке виділення газу з трубного і затрубного простору. $Q_{г.тр.}=4,9$ м ³ /добу, $Q_{гзтр.}=27,3$ м ³ /добу.
26	5663-5660 ПР-43, 10 отв. на 1 п.м.	$Q_{г 3,98} = 3$ тис.м ³ /добу	Перфорація інтервалів: 5663-5660 м, ПР-43, 10 отв. на 1 п.м. повторно 5663-5661 м ТШ-43, 2 отв. на 1 п.м.	Приплив газу $Q_{г 3,98}=3,6$ тис.м ³ /добу
27	5555-5505 ПКС-80, ПКОТ-73, 16 отв. на 1 п.м.	$Q_{г тр.}=80,1$ м ³ /добу, $Q_{г зтр.}=281,1$ м ³ /добу	Гідроперфорацією 3 отв./м, МЗТ на 3% розчині сульфанола в інтервалах: 5533-5525 м, 5425-5418 м	$Q_{г тр.}=238,7$ м ³ /добу, $Q_{г зтр.}=369,3$ м ³ /добу

Закінчення таблиці 1.7

107	5510-5470 5463-5456 5406-5384 5367-5353 5338-5330 5270-5262 5228-5200 5147-5120	Отримано: $Q^7_{\Gamma}=10,2$ тис.м ³ /добу.	МЗТ	Отримано: $Q^{\Gamma}_{10}=38,5$ тис.м ³ /добу, $Q^{\Gamma}_{7}=20,7$ тис.м ³ /добу.
112	5718-5842 м	Слабке виділення газу.	Зробили перфорацію інтервалів 5830-5812 м, 5805-5788 м	$Q^{\Gamma}_{12}=345$ тис.м ³ /добу з невеликою кількістю конденсату.

1.6 Відомості про розробку родовища.

Поклади газу на Михайлівському газоконденсатного родовищі виявлені в межах продуктивних пластів В-14а-б, В-15а+б, В-16а₁, В-16а₂, В-16а₃, В-16б₁, В-16б₂, В-20-21, В-24, В-25-26.

І об'єкт – горизонт В-24 – В-25-26 (центральний блок)

Гор. В-25-26

Горизонт В-25-26 є основним як за площею, так і за обсягом запасів. Він був досліджений шляхом випробувань у всіх свердловинах, які повністю або частково його розкрили (№ 20, 44, 106, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200).

Цей горизонт розділений тектонічними порушеннями на окремі блоки: західний (свердловини 44-112), центральний та східний (свердловини 25-200).

Проте аналіз динаміки пластових тисків у свердловинах західного та центрального блоків свідчить про наявність гідродинамічного зв'язку між ними. Зокрема, свердловина 112, яка знаходиться в західному блоці, має початковий тиск, що відповідає поточному тиску в центральному блоці. Це підтверджує взаємодію між блоками. Додатковим доказом є зростання тиску у свердловині 116 (центральний блок) після переведення свердловини 112 на горизонт В-16б₂, а також зростання тисків у свердловинах 112 та 114 (що розташовані в різних блоках) після виведення з експлуатації свердловини 20.

Таким чином, на горизонті В-25-26 виділено два газоконденсатні поклади: один — спільний для центрального, західного та південно-західного блоків, інший — у межах блоку свердловин 25-200 (див. таблицю 1.8).

Таблиця 1.8 – Розподіл видобутку ВВ з продуктивних пластів пропорційно величині запасів [2, 4]

№ св.	Пласт	Запаси газу, млн.м ³	Запаси конденсату, тис.т	Видобуток		Коефіцієнт розподілу		Розподіл видобутку	
				газу, млн.м ³	конденсату, тис.т	газу	конденсату	газу, млн.м ³	конденсату, тис.т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Свердловина № 115									
В-25-26								616	17
								Σ=616,0	Σ=17

2 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ РОДОВИЩА.

2.1 Стратиграфія.

У розрізах свердловин, які розкрили палеозойські відклади, виявлено породи нижнього, середнього та верхнього карбону, а також нижньої пермі. Серед мезозойських відкладів встановлено тріасові породи, юрські відклади середнього та верхнього відділів (відклади нижньої юри у розрізі відсутні), а також крейдові відклади, представлені як нижнім, так і верхнім відділом..

Палеозойська ератема (PZ)

Кам'яновугільна система (C)

На досліджуваній площі представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (C₁)

Нижньокам'яновугільні відклади були розкриті всіма свердловинами, пробуреними на площі, і представлені породами турнейського, візейського та серпуховського ярусів.

Турнейський ярус (C_{1t})

Відклади ярусу частково розкриті свердловинами №№ 20, 44, 114 та 118. Керновий матеріал отримано та описано у свердловинах № 20 та № 44. На основі палеонтологічних досліджень виокремлено верхню частину зони C_{1t}-d.

У літологічному плані відклади представлені чергуванням вапняків та аргілітів із поодинокими тонкими прошарками пісковиків та алевролітів. Аргіліти — темно-сірі до чорних, ущільнені, часто карбонатизовані, подекуди з алевритовою домішкою, з прошарками темно-сірих, щільних, монолітних, слюдистих порід.

Керново охарактеризовані вапняки мають темно-сіре забарвлення з ледь помітним зеленуватим відтінком, щільні, кристалічно-зернисті, з наявністю криноїдей, брахіопод та комплексу форамініфер, серед яких визначені:

- *Archaesphaera* sp.,
- *Parathyrammina* *suleimanovi* Fip, *P. oldae* Sul., *P. cusmani* Sul.,
- *Septaglomospiranella* sp. *romantica* Brazhn., *S. spinoza* Tchen., *S. costifera* Zip.,
- *Glomospira ovalis* Mal., *G. serенаe* Dain.,
- *Vicinesphaera* sp., *Carbonella spectabilis* Dain.,
- *Brusia spirillinoides* Grosd. et Leb, *B. irregularis* Bir.,
- *Tournayella discoidea* Dain., *T. costata* Zip.,
- *Planoendothyra rotai* Dain., *Paradainella dainellaformis* Br. et Vdov.,

- *Endothyra paracostifera* Zip., *End. recta* Zip., *End. costifera* Zip., *End. spinosa* Tchern.,
- *Chernyschinella disputabilis* Dain.

Інтервали кернового відбору:

- Сverdловина № 20: 5785–5790 м (керн 39), 5790–5795 м (керн 40)
- Сverdловина № 44: 5933–5938 м (керн 30), 5944–5950 м (керн 32)

Пісковики сірі та темно-сірі, тонко- та дрібнозернисті, кварцові, щільні, слюдисті. Усі зазначені породи об'єднані в літологічну пачку Т-1, нижня межа якої наразі не встановлена.

Розкрита товщина турнейських відкладів 198 м.

Візейський ярус (C_{1v})

На території Михайлівської площі візейський ярус представлений відкладами **нижньо-** та **верхньовізейського під'ярусів**.

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1})

Відклади нижньовізейського під'ярусу залягають із стратиграфічною незгідністю на підстилаючих породах. Частково вони розкриті свердловинами №№ 25, 26, 112, а повністю — свердловинами №№ 20, 44, 114, 118. Відклади належать до об'єму мікрофауністичних горизонтів XIV і XIII.

Літологічно розріз складений переважно вапняками та аргілітами з незначними прошарками алевролітів і пісковиків.

- Аргіліти — темно-сірі до чорних, щільні, місцями вапнисті.
- Пісковики — сірі, буро-сірі, іноді світло-сірі, кварцові, щільні, середньозернисті, подекуди тріщинуваті, з наявністю стилітових швів. Ці породи утворюють літологічні пачки В-25-26 та В-24, до яких приурочені однойменні продуктивні пласти.
- Вапняки — темно-сірі, глинисті, афанітові, тріщинуваті, з відбитками криноїдей та брахіопод.

У вапняках визначено типовий форамініферовий комплекс, зокрема:

- *Archaesphaera*,
- *Grandis* Zip.,
- *Pseudoendothyra ovalis* Mal., *Ps. dainae* Vdov.,
- *Bransia pulchra* Mikh., *B. sygmoidalis* Raus., *B. irregularis* Moell.,
- *Paleospiroplectamina parva* Tchern.,
- *Dainella elegantula* f. *evoluta* Br., *D. chomatica* Dain., *D. magnus* Brazhn.,
- *Tournayella costata* Zip., *T. gigantea* Moell., *T. discoidea* Moell.,
- *Endothyra elegia* Mal., *End. costifera* Zip.,
- *Goboendothyra parva ukrainica* Brazhn.,
- *Omphalotis frequentata* Gan., *O. chariessa* Con. et Tys.

Інтервали кернового відбору:

- Сverdловина № 20: 5676–5680 м (кern 28), 5688–5692 м (кern 30); визначений вік — C_{1V1}, мікрофауністичний горизонт XIV
- Сverdловина № 44: 5917–5925 м (кern 28), 5840–5846 м (кern 19); вік — C_{1V}

XII мікрофауністичний горизонт розкритий свердловинами №№ 20, 25, 26, 44, 106, 112, 114, 118.

Нижня межа горизонту XIIa приурочена до поверхні стратиграфічної незгідності. Розріз горизонту висвітлений kernовим матеріалом обмежено. Підняті зразки порід здебільшого представлені аргілітами та вапняками з рідкими прошарками піщано-алевритового складу.

Літологічна характеристика:

Пісковики — сірого та темно-сірого кольору, дрібно- та середньозернисті, щільні, переважно кварцові. Характерною особливістю є наявність обвугленого рослинного детриту.

Алевроліти — сірі, щільні, слюдисті, подекуди шаруваті.

Аргіліти — темно-сірі, ущільнені, із прошарками вапнистих порід, містять відбитки брахіопод та пелеципод.

Вапняки — темно-сірі, щільні, глинисті, криптозернисті з окремими кристалічними прошарками, вертикально тріщинуваті. Зустрічаються залишки криноїдей, брахіопод, а також велика кількість форамініфер.

Визначений форамініферовий комплекс:

- *Earlandia vulgaris* Raus. et Reitl.,
- *Ammodiscus volgensis* Raus.,
- *Endothyra similis* Raus. et Reitl.,
- *End. acantha* Conil et Lys.,
- *Globoendothyra globulus* Eichw., *G. parasamarica* Conil et Lys., *G. inconstans* Grozd. et Leb.,
- *Endothyranopsis crassus* Brady, *End. convexus* Grisb. et Leb.,
- *Omphalotis omphalota* Raus. et Reitl., *O. samarica* Raus., *O. blatoni* Conil et Lys., *O. frequentata* Gan.,
- *Paleotextularia longiseptata* Lip., *P. lata* Chern., *P. latissima* Brazhn.,
- *Gribrostomum* sp.,
- *Tetrataxis media* Viss.,
- *Archaeodiscus moelleri* Raus., *Arch. kretstovnikovi* Raus., *Arch. karreri* Brady, *Arch. mellitus* Schl., *Arch. operrosus* Schl.,
- *Planoarchaeodiscus spirillinoides* Raus.,
- *Planodiscus eospirillinoides* Brazhn.,
- *Propermodiscus nodosus* Brazhn., *Pr. pseudoendothyra luminosa* Gan.,
- *Parastaffella struvei* Raus., *Eoparastaffella* sp.,

- *Eostaffella mosquensis* Viss.,
- *Mediocris mediocris* Viss.

Кернові інтервали:

- **Свердловина № 20:**
 - 5521–5536 м (керн 23)
 - 5536–5552 м (керн 24)
 - 5592–5607 м (керн 25)
- **Свердловина № 25:**
 - 5909–5921 м (керн 16)
 - 5921–5935 м (керн 17)
- **Свердловина № 26:**
 - 5803–5826 м (керн 73)
 - 5826–5830 м (керн 74)
- **Свердловина № 44:**
 - 5750–5760 м (керн 15)
 - 5789–5797 м (керн 17)

Літологічні одиниці: Усі виявлені породи згруповані в літологічні пачки В-22-23 та В-21.

Товщина горизонту: варіюється в межах 63–139 м.

XII горизонт залягає безпосередньо на відкладах горизонту XIIa і загалом представлений переважно глинисто-алевролітовими породами з незначними прошарками пісковиків і вапняків.

Літологічна характеристика:

Пісковики — світло-сірі, дрібнозернисті, щільні, кварцові, із кварцово-карбонатно-каолінітовим цементом. Містять поодинокі обвуглені залишки рослинності. Нерідко плавно переходять у алевроліти аналогічного кольору, щільні, слюдисті, з ледь помітною горизонтальною шаруватістю. Ці пісковики та алевроліти утворюють літологічні пачки В-20 (продуктивний пласт В-20-21), В-18-19, В-17.

Аргіліти — темно-сірі та чорні, добре шаруваті, однорідні, з включеннями сидеритових конкрецій.

Вапняки — сірі та темно-сірі, шламово-полідетритові, місцями глинисті, інтенсивно піритизовані, з рештками дрібних криноїдей і поодинокими форамініферами.

Визначено наступний форамініферовий комплекс:

- *Ammodiscus buskensis* Raus., *Amm. volgensis* Raus., *Amm. priscus* Raus.
- *Zloeblichia ammonoides* subsp. *paraammonoides* Brazhn., *Loeblichia ukrainika* Brazhn.

- *Omphalotis omphalota* var. *minima* Raus., *O. chariessa* Conil et Lys., *O. pulchra* Brazhn. et Pot.
- *Tetrataxis subconica* Brazhn., *Valvulinella joungi* Brady., *Howchinia gibba* Moell.
- *Archaeodiscus moelleri* Raus., *Arch. operosus* Schl., *Arch. mellitus* Schl.
- *Planoarchaeodiscus spirillinoides* Raus.

Кернові інтервали:

- **Св. № 16:** 4498–4507 м (к-30), 4507–4513 м (к-31), 4513–4520 м (к-32), 4529–4536 м (к-34), 4616–4619 м (к-34)
- **Св. № 25:** 5790–5800 м (к-13)
- **Св. № 29:** 5483–5493 м (к-60)

Товщина XII горизонту: від 127 до 199 м.

XI горизонт розкритий майже всіма свердловинами на площі. Він складений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та малопотужних прошарків вапняків.

Літологічна характеристика:

Аргіліти — становлять близько 60% розрізу. Темно-сірі, здебільшого шаруваті або косошаруваті, уламкові, іноді вапнисті, часто піритизовані, із дзеркалами ковзання.

Вапняки — темно-сірі з бурим відтінком, органічно-детритові, містять розвинений форамініферовий комплекс.

Пісковики — світло-сірі, дрібнозернисті, іноді середньозернисті, кварцові, з полімінеральним цементом (каолінит, карбонат, кварц). У межах літологічних пачок В-14 та В-16 вони газonosні.

Алевроліти — аналогічні до XII горизонту, часто присутні як перехідна ланка між пісковиками та аргілітами.

Усі пісковики та алевроліти об'єднані в літологічні пачки В-16, В-15, В-14, до яких приурочені продуктивні пласти: В-14а, В-14б, В-15а, В-15б, В-16а₁, В-16а₂, В-16а₃, В-16б₁, В-16б₂

Визначено наступний форамініферовий комплекс:

- *Earlandia vulgaris* Raus. et Reitl., *Loeblichia ukrainika* Brazhn., *L. ammonoides* subsp. *paraammonoides* Brazhn.
- *Endostaffella fucoides* Raus., *End. struvei* Moell., *End. delicata* Raus., *End. schamordini* Raus., *Endothyra bradyi* Mikh., *End. spirilliniformis* Brazhn. et Pot., *End. tchystjakovensis* Man., *End. prisca* Raus.
- *Endothyranopsis priscus* Brady, *Omphalotis minima* Raus. et Reitl.
- *Tetrataxis angusta* Viss., *T. media* Viss., *T. submedia* Brazhn., *T. barkhatovae* Grozd. et Leb.
- *Paleotextularia gibbosa* Lip., *P. latissima* Brazhn.

- *Asteroarchaediscus ovoides* Raus., *Archaediscus krestovnikovi* Raus., *Arch. krestovnikovi* var. *discoidea* Raus.
- *Arch. itinerans* Schlyk., *Arch. inflexus* Grozd. et Leb.
- *Planoarchaediscus spirillinoides* Raus., *Pseudoendothyra sublimis* Schl., *P. struvei* Raus.
- *Eostaffella ikensis* Viss., *E. mosquensis* Viss., *E. proikensis* Raus.
- *Mediocris mediocris* Viss.

Кернові інтервали:

- Св. № 15: 4490–4498 м (к-29)
- Св. № 16: 4413–4419 м (к-22), 4455–4466 м (к-27)
- Св. № 18: 5315–5323 м (к-22), 5323–5333 м (к-23), 5349–5355 м (к-25), 5362–5371 м (к-27)
- Св. № 20: 5254–5261 м (к-10)
- Св. № 22: 5426–5436 м (к-4), 5436–5448 м (к-5), 5451–5462 м (к-7)
- Св. № 26: 5311–5326 м (к-48), 5421–5436 м (к-51)
- Св. № 27: 5444–5447 м (к-12), 5456–5461 м (к-14), 5470–5476 м (к-16)
- Св. № 29: 5442–5452 м (к-4)

Розкрита товщина горизонту 383-445 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

На Михайлівській площі серпуховські відклади представлені породами нижньосерпуховського (мікрофауністичні горизонти X–IX) та верхньосерпуховського (мікрофауністичні горизонти V–VIII) під'ярусів.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

У літологічному відношенні нижньосерпуховські відклади характеризуються однорідною глинисто-алевритовою товщею з поодинокими прошарками пісковиків, потужністю 3–5 м.

- Аргіліти — темно-сірі до майже чорних, добре шаруваті, слюдисті, іноді поступово переходять у щільні сірі алевроліти.
- Пісковики — світло-сірого кольору, тонкозернисті, кварцові, зі слюдою; разом з алевролітами формують літологічні пачки: С-22-23, С-20-21, С-19, С-18, С-17.
- У керні серед аргілітів рідко трапляються прошарки темно-сірих вапняків, кристалічних, з глинистою основою.

У цих вапняках зафіксовано наявність мікрофауни форамініфер, зокрема:

- *Earlandia vulgaris* Raus. et Reitl.
- *Rectocornuspira isatchkensis* Dain. var. *regularis* Brazhn.
- *Valvulinella angulata* Br.
- *Dainella efremovi* Vdov. et Rost.
- *Asteroarchaediscus ovoides* Raus.

- *Archaediscus cornuspiroides* Brazhn. et Rost., *A. krestovnikovi* var. *discoidea* Brazhn., *A. ex gr. moelleri* Raus., *A. operosus* Schl.
- *Eostaffella* sp.

Св. № 14, інтервал 4868-4878 м (к-37)

Св. № 17, інтервал 4790-4799 м (к-19)

Св. № 26, інтервал 5185-5189 м (к-35)

Товщина відкладів нижньосерпуховського під'ярусу 313-340 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2}) залягає незгідно на відкладах нижньосерпуховського під'ярусу та відзначається значним зростанням частки піщано-алевритових порід, які тепер становлять понад 55% загального літологічного складу (на відміну від нижньосерпуховських відкладів).

Ці породи згруповані в літологічні пачки: С-9, С-8, С-7, С-6, С-5, С-4, С-3, С-2. Промислові газоконденсатні поклади приурочені до пачок С-5, С-4, С-3 та С-2.

Згідно з результатами аналізу кернавого матеріалу, пісковики сірого та світло-сірого кольору, дрібно- і середньозернисті, слюдисто-кварцові, із кварцово-карбонатно-глинистим цементом, часто нафтонасичені, місцями переходять в алевроліти. Вони чергуються з потужними пачками аргілітів, у верхній частині розрізу яких досить часто спостерігаються прошарки вапняків.

Аргіліти – темно-сірі, добре горизонтально шаруваті, піритизовані, з численними відбитками стулок брахіопод і пелеципод, а також залишками криноїдей. Вони містять багатий комплекс форамініфер, серед яких:

- *Earlandia vulgaris* Raus. et Reitl., *Ammodiscus* sp., *Ammovertella* sp., *Trepeilopsis* sp., *Glomospira* sp., *Eolasiodiscus* sp., *Ammobaculites korridus* Brazhn.
- *Endothyra mosquensis* Reitl., *E. bradyi* Mikh., *E. baschkirica* Pot., *E. tschystjakovensis* Man.
- *Loeblichia minima* Brazhn., *Endothyranopsis crassus* Brady.
- *Tetrataxis minuta* Brazhn., *T. ex gr. gigas* Brazhn., *T. planocula* Lee et Chen.
- *Howchinia gibba* Moell., *Valvulinella angulata* Brady., *Paleotextularia* sp.
- *Archaediscus moelleri* Raus., *A. cornuspiroides* Brazhn. et Vdov., *A. ex gr. krestovnikovi* Raus., *A. karreri* var. *nana* Raus., *A. donetzianus* Sosn., *A. pauxilus* Schl.
- *Eosigmoilina explicata* Gan., *E. explicata* f. *typica*, *E. namuriensis* Dain., *E. rugosa* Brazhn.
- *Eostaffella mirifica* Brazhn., *E. protvae* Raus., *E. ikensis* Viss., *E. ovoides* Raus., *E. postproikensis* Vdov.

Св. № 17, інтервал 4688-4701 м (к-6), 4781-4790 м (к-18), 4790-4799 м (к-19).

Св. № 18, інтервал 4592-4600 м (к-7) 4609-4618 м (к-9)

Св. № 19, інтервал 4524-4533 м (к-1), 4533-4548 м (к-2), 4622-4631 (к-8), 4631-4648 (к-9), 4805-4820 (к-17).

Св. № 21, інтервал 4556-4558 м (к-6), 4572-4583 м (к-8), 4587-4606 м (к-11), 4695-4706 м (к-20), 4792-4806 (к-30).

Св. № 22, інтервал 4577-4652 м (к-8-21), 5242-5256 м (к-36)

Св. № 25, інтервал 4466-4481 м

Св. № 26, інтервал 4475-4584 м (к-2-10), 4687-4699 м (к-3)

Товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу – 330-410 м.

Середній відділ (С₂)

У межах Михайлівської площі середньокам'яновугільні відклади представлені породами башкирського та московського ярусів.

Башкирський ярус (С_{2в})

Башкирський ярус на Михайлівській площі залягає незгідно на серпуховських відкладах і включає світи С15, С21, С22, С23 та С24. У розрізах виділяються піщані пачки з позначеннями від Б-13 до Б-1. Світ С15 представлений товщею карбонатно-глинистих порід, де керном описані сірі та світло-сірі вапняки приховано-кристалічної будови, часто перекристалізовані. Вапняки насичені спікулами губок, водоростей і містять збіднений комплекс форамініфер, серед яких: *Glomospira* sp., *Eolasiiodiscus* sp., *Ammodiscus multivolutus* Reitl., *Ammodiscus* sp., *Ammobaculites choridus* Brazhn., *Tlobivalvulina scaphoidea* Reitl., *Bradyina cribrosomata* Reitl., *Endothyra baskirica* Pot., *End. spirilliniformis* Brazhn. et Pot., *Paleotextularia* sp., *Climacammana* sp., *Tetrataxis minuta* Brazhn., *Archaediscus donetzianus* Sosn., *Arch. pseudocrestovnikovi* Pot., *Eostafella pseudostruvei* Raus., *Eost. pseudomosquensis* Kir., *Eost. varvarriensis* Brazhn. et Pot.

Св. № 18, інтервал 4545-4550 м (к-1), 4550-4560 м (к-2), 4560-4567 м (к-3).

Св. № 21, інтервал 4321-4334 м (к-4).

Товщина відкладів 55-87 м.

Світа С₂¹ представлена перешаруванням вапняків з аргілітами. Керном породи даної світи не охарактеризовані. Товщина становить 64-93 м.

Світа С₂² складена у нижній частині карбонатно-глинистими утвореннями і проверстками аргілітів та пісковиків з авлеролітами – у верхній. Керном породи не представлені.

Товщина світи 116-152 м.

Світа С₂³. За характеристикою геофізичного матеріалу відклади представлені чергуванням аргілітів з алевролітами і пісковиками, рідко зустрічаються прошарки вапняків. Керном розріз не охарактеризований.

Породи згруповані в літологічні пачки Б-3-4, Б-5, Б-6, Б-7.

Товщина світи 238-268 м.

Світа C_2^4 складена чергуванням алевролітів з аргілітами і пісковиками, котрі з'являються у верхній частині розрізу. Керном не охарактеризовані. Пісковики згруповані у літологічні пачки Б-1, Б-2.

Товщина відкладів складає 105-144 м.

Московський ярус (C_2m)

Відклади московського ярусу на площі представлені здебільшого пісковиками, алевролітами та аргілітами. В усіх свердловинах у глинистих породах у верхній частині чітко просліджується реперний вапняк М9. Згідно стратиграфічної схеми в розрізі виділяється три зони $C_2 m_{a-c}$, $C_2 m_d$, $C_2 m_e$.

У керні представлені вапняки темно-сірого та зеленувато-сірого кольорів, прихованокристалічної структури, доломітовані. Під мікроскопом ці вапняки мають дрібнозернисту мікроструктуру, перекристалізовані, піритизовані, збагачені органічними залишками криноїдів і форамініфер, серед яких: *Glomospira* sp., *Endothyra mosquensis* Reitl., *Endothyranella gracilis* Reitl., *Eostaffella kaschirica* Raus., *Pseudostaffella paraspharoidea* Lee., *Ps. Ozawai* Lee. et Chen, *composita* var. *celtmica* Raus., *Oz. mosquensis* Raus., *Profusulinella* ex gr. *librovitchi* Dutk., *Fusulinella* aff. *Boski* Moell., *Putrella donetziana* Lee, *Schubertella inflata* Raus., *Hemigordius* sp. Св. № 14 інтервал 3495-3505 м (к-12), 3550-3560 м (к-13).

Пісковики згруповані в літологічні пачки від М-7, яка лежить на розмитій поверхні утворень башкирського ярусу до М-1.

Товщина відкладів московського ярусу 432-562 м.

Верхній відділ (C_3)

Верхньокам'яновугільні відклади на даній площі представлені світами C_3^1 , C_3^2 , C_3^3 та C_3kt .

Світа C_3^1 складена пісковиками, алевролітами і потужними пластами аргілітів.

Товщина відкладів світи 68-82 м.

Світа C_3^2 . Для розрізу цієї світи характерні витримані по товщині досить потужні пласти пісковиків, котрі перешаровуються з аргілітами та алевролітами.

Товщина світи C_3^2 – 238-290 м.

Світа C_3^3 в літологічному відношенні являє собою піщано-авлевритову товщу порід з проверстками аргілітів.

Товщина відкладів 170-226 м.

Світа S_3kt представлена глинисто-авлевролітовими утвореннями. У верхній частині зустрічаються поодинокі прошарки доломітизованих вапняків.

Товщина відкладів становить 104-148 м.

Пермська система (P)

Пермська система представлена нижнім відділом.

Нижній відділ (P_1)

Нижньопермські відклади представлені картамишською, микитівською та слав'янською світами.

Картамишська світа (P_1kt) являє собою товщу глинистих порід з поодинокими прошарками пісковиків та алевролітів.

Її товщина 76-96 м.

Микитівська світа (P_1nk) складена хомогенними утвореннями – ангідритами, доломітами та аргілітами з рідкими проверстками вапняків. Слід відмітити, що у деяких свердловинах (№№ 21, 23, 26) у відкладах микитовської світи зустрічаються прошарки кам'яної солі.

Товщина світи 97-137 м.

Слав'янська світа (P_1sl) у літологічному відношенні представлена перешаруванням ангідритів, доломітів, глинистих аргілітів і рідких вапняків.

Товщина відкладів слав'янської світи 65-110 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойські відклади представлені тріасовою, юрською і крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Тріасові відклади залягають зі стратиграфічною незгідністю на еродованій поверхні нижньопермських утворень. За літологічними ознаками вони поділяються (знизу вгору) на чотири товщі: піщано-глинисту ($T_{пг}$), піщану ($T_{п}$), піщано-карбонатну ($T_{пк}$) та глинисту ($T_{г}$).

Піщано-глиниста товща ($T_{пг}$) представлена зеленувато-сірими, червоними, карбонатними пісковиками, а також строкатобарвними глинами. Її потужність варіює від 200 до 376 м.

Піщана товща ($T_{п}$) складається переважно з сірих, світло-сірих і місцями білих вапнистих пісковиків із тонкими прошарками буро-сірої глини. Товщина цієї товщі становить 139–166 м.

Піщано-карбонатна товща ($T_{пк}$) характеризується ритмічним чергуванням світло-сірих і зеленуватих щільних пісковиків з цегляно-червоними вапнистими глинами та прошарками вапняків. Її потужність коливається в межах 75–84 м.

Глиниста товща (Тг) складена переважно коричневими, сургучно-червоними та сірими піщанистими глинами, місцями — вапнистими. У породах також присутні прошарки сірих пісковиків із зеленуватим відтінком. У нижній частині товщі домінують глинисті різновиди.

Потужність глинистої товщі коливається від 208 м до 306 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади, представлені середнім та верхнім відділами, залягають з стратиграфічною незгідністю на еродованій поверхні тріасових утворень. Нижньоюрські породи в розрізі відсутні внаслідок розмиву. Середній відділ (J₂)

Середній відділ представлений байоським, батським і келовейським ярусами.

Байоський ярус (J_{2в})

Відклади байоського ярусу представлені щільними сірими та темно-сірими глинами, а також сірими й світло-сірими кварцовими пісковиками з прошарками алевролітів.

Потужність байоського ярусу коливається від 35 м до 48 м.

Батський ярус (J_{2вт})

Відклади батського ярусу представлені двома під'ярусами нижнім і верхнім.

Нижньобатський під'ярус (J_{2вт1}) представлений глинами темно-та блакитно-сірими, вапнистими, щільними.

Потужність нижньобатських відкладів змінюється від 44 м до 62 м.

Верхньобатські відклади (J_{2вт2}) складені глинами сірими і блакитно-сірими піщанистими з прошарками пісковиків сірих, дрібносередньозернистих, алевритистих.

Потужність верхньобатського під'ярусу коливається від 44 м до 60 м.

Келовейський ярус (J_{2к})

Відклади келовейського ярусу складені сірими глинами з піщано-алевритистою структурою, місцями вапнистими, а також міцними, крупнозернистими сірими пісковиками.

Потужність келовейського ярусу змінюється від 18 м до 24 м.

Верхній відділ (J₃)

Верхній відділ представлений келовейським, оксфордським і кимериджським ярусами.

Оксфордський ярус (J_{3о})

Відклади оксфордського ярусу представлені вапнистими глинами зеленувато-блакитно-сірого кольору з поодинокими прошарками світло-сірих пісковиків і алевролітів.

Потужність оксфордського ярусу коливається від 82 м до 172 м.

Кимериджський ярус (J_3km)

Відклади кимериджського ярусу складаються з червоно-коричневих глин із поодинокими прошарками пісковиків та алевролітів, а також голубувато-сірих вапнистих пісків з вкрапленнями пісковиків того ж відтінку. У розрізі також присутні червоно-коричневі та сірі піщанисті глини, що чергуються з блакитно-сірими вапнистими алевролітами і пісковиками, серед яких трапляються прошарки світло-сірих вапняків.

Потужність кимериджського ярусу змінюється від 157 м до 272 м.

Крейдова система (К)

Крейдові відклади залягають із стратиграфічною незгідністю на еродованій поверхні юрських порід і охоплюють утворення нижнього та верхнього відділів.

Нижній відділ (K_1)

Відклади нижньої крейди представлені світло-сірими різнозернистими пісками та пісковиками, які чергуються з блакитно-сірими піщанистими глинами.

Потужність відкладів нижньої крейди коливається від 160 м до 192 м.

Верхній відділ (K_2)

Верхній відділ представлений сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським і маастрихтським ярусами.

Сеноманський ярус (K_2s)

Відклади сеноманського ярусу складені пісками зеленувато-сірими, глинистими та пісками сірими дрібно-і крупнозернистими, кварцовими.

Потужність відкладів сеноманського ярусу змінюється від 52 м до 63 м.

Туронський ярус (K_2t)

Відклади туронського ярусу складені крейдою білою писальною, з прошарками крейдоподібного світло-сірого мергелю.

Потужність відкладів туронського ярусу коливається від 81 м до 92 м.

Коньякський ярус (K_2k)

Відклади коньякського ярусу складені крейдою білою писальною, у верхній частині з прошарком крейдоподібного мергелю.

Потужність відкладів коньякського ярусу змінюється від 25 м до 36 м.

Сантонський ярус (K_2st)

Сантонський ярус представлений нижнім і верхнім під'ярусами.

Нижньосантонські відклади (K_2st_1) складені крейдою білою, писальною.

Потужність відкладів нижньосантонського під'ярусу коливається від 45 м до 65 м.

Верхньосантонські відклади (K_2st_2) складені крейдою білою, писальною з незначними прошарками крейдяно-подібних мергелів.

Потужність відкладів верхньосантонського під'ярусу змінюється від 82 м до 97 м.

Кампанський ярус (K_2km)

Відклади кампанського ярусу складені крейдою білою, писальною.

Потужність відкладів кампанського ярусу коливається від 116 м до 143 м.

Маастрихтський ярус (K_2m)

Відклади маастрихтського ярусу складені крейдою білою, писальною.

Потужність відкладів маастрихтського ярусу змінюється від 155 м до 172 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Палеогенова система (P)

Палеогенові відклади представлені нижнім, середнім і верхнім відділами.

Нижній і середній відділи (P_{1-2})

Відклади палеогену та еоцену залягають із стратиграфічним неузгодженням на еродованій поверхні крейдових порід і складені зеленувато-сірими дрібнозернистими кварцовими та глауконітовими пісками з глинистими домішками, а також піщанистими глинами аналогічного відтінку.

Товщина відкладів палеоцену коливається від 160 м до 193 м.

Відклади еоцену представлені київською світою.

Відклади київського регіоярусу ($P_2 kv$) складені мергелями зеленувато-сірими, в'язкими, місцями з фосфоритовими конкреціями.

Потужність відкладів київського регіоярусу змінюється від 32 м до 38 м.

Верхній відділ (P_3)

Відклади олігоцену представлені харківським регіоярусом.

Відклади харківського регіоярусу ($P_3 ch$) складені пісками зеленувато-сірими, дрібнозернистими, ущільненими з прошарками глини зеленувато-сірої, піщанистої.

Потужність відкладів харківського регіоярусу коливається від 95 м до 130 м.

Неоген-четвертинна система ($N+Q$)

Відклади неоген-четвертинної системи представлені нижнім і верхнім відділами.

Нижній відділ (N_1)

Відклади міоцену представлені полтавським регіоярусом.

Відклади полтавського регіоярису (N_1 pt) складені пісками та глинами.

Верхній відділ (Q+N)

Товща неоген-четвертинних відкладів утворена ґрунтово-рослинною верствою, щільними сургучно-червоними пісками та піщанистими, бурочервоними глинами.

Потужність відкладів неоген-четвертинної системи змінюється від 7 м до 30 м.

2.2 Тектоніка.

Михайлівське підняття розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочене до зони переходу між північною прибортовою зоною та осьовим грабенем південної ділянки Охтирського залівоподібного заглиблення. Воно простягається в масиві північного борту між Лебединським та Богодухівським мисоподібними виступами фундаменту.

Будова цієї ділянки дуже складна через інтенсивний галокінез і блокову тектоніку, поєднуючи риси південного схилу Воронежської антеклізи та Дніпровського осьового грабену.

Поверхня кристалічного фундаменту являє собою чітко виражений схил горсто-грабено-східчастого типу, глибина залягання якого змінюється від 3,5 км у зоні крайового порушення до 9 км у міжгорстових ділянках.

Найскладніша будова простежується на нижньовізейсько-турнейському структурному підповерхі, де відклади перекривають розчленовану поверхню девонського комплексу, що призводить до значних коливань товщин від 0-500 м у припіднятих зонах до 1500 м у занурених.

Попри загальне збільшення товщини відкладів до центру западини, у міжструктурних прогинах (Пархомівському, Кубашівському, Костянтинівському) спостерігається аномальне збільшення накопичення порід.

Верхньовізейсько-серпуховський комплекс відкладів залягає на розмитій поверхні нижньовізейсько-турнейського рівня і характеризується рівномірним наростанням товщини від 400 м в прирозломних районах до 1500 м у зоні занурення.

Під час накопичення нижньокам'яновугільних відкладів територія піддавалась циклічно-коливальним рухам із переважним зануренням, але одночасно формувалися антиклінальні підняття фундаменту і девонських соляних тіл.

У межах підняття простежується група структур, які формують протяжні тектонічні лінії, вали та прогини.

Михайлівське підняття, разом з іншими підняттями, утворює ланцюг кільцевих антиклінальних форм, які облямовують Колонтаївсько-Карайкозівську діапірову мульду.

Геологічна будова підняття була детально вивчена сейсмічними дослідженнями і бурінням.

За генетичними ознаками Михайлівське підняття — це антиклінальне, наскрізне, криптодіапірове підняття солянокупольного типу з тектонічними порушеннями.

Особливості будови обумовлені галокінезом, спадкуванням форм геологічних поверхів, різноманітністю літології, пасток і розмірів покладів вуглеводнів.

По нижньовізейсько-турнейському горизонту підняття має асиметричну куполовидну антиклінальну форму, витягнуту з північного заходу на південний схід. Південно-західне крило полого ($5-60^\circ$), північно-східне — крутіше ($9-140^\circ$), ускладнене скидом з амплітудою до 250 м.

Перикліналії також асиметричні: південно-східна вузька, витягнута, ускладнена діагональним скидом амплітудою 120 м; північно-західна — широка, скорочена, з поперечним скидом до 80 м.

Розміри складки за ізогіпсою (-5800 м) — близько 8,5 x 2,8 км, висота підняття — 300 м.

По верхньовізейському горизонту будова більш симетрична, із меншою складністю і меншими амплітудами скидів (100 м, 45 м, 70 м відповідно).

Ці ознаки типові для штампово-галокінезного криптодіапірового типу підняття, що супроводжувалося блоковими порушеннями і створювало сприятливі умови для накопичення вуглеводнів.

По верхньопалеозойських і мезокайнозойських відкладах підняття проявляється слабо, з деяким зміщенням склепіння через втягування в компенсаційний прогин.

Контур неотектонічного підняття чітко простежується в рельєфі місцевості за комплексом геоморфологічних ознак.

2.3 Нафтогазоносність

Михайлівське газоконденсатне родовище розташоване в межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району, який характеризується високою щільністю нерозвіданих ресурсів вуглеводнів і має широкий стратиграфічний діапазон продуктивних відкладів — від юрських до девонських.

Поклади вуглеводнів у цьому районі залягають на великих глибинах — від 1350 до 6000 метрів. Основні промислові ресурси пов'язані з відкладами нижнього карбону, що представлені у таких родовищах, як Михайлівське, Березівське, Рибальське, Куличихінське, Тимофіївське та інших.

Поклади, приурочені до юрських, тріасових, нижньопермських та кам'яновугільних відкладів, належать до активних наскрізних структур, які ускладнені скидовими постседиментаційними порушеннями (зокрема Качанівське, Рибальське, Більське, Михайлівське тощо).

Переважає більшість структур, на яких розташовані поклади, сформовані внаслідок галокінезу — рухів соляних мас різного віку (від внутрішньодевонського до передпалеогенового). Відтік цих соляних мас формує навколо підняття компенсаційні мульди та прогини, в яких виникають занурені, часто неоднорідні структури, блоки та зони градієнтів, здатні утворювати пастки для вуглеводнів.

У межах району також розвинені форми третього порядку — вали та виступи, які об'єднують підняття в протяжні структурні зони.

Рівень розвіданості ресурсів вуглеводнів на території становить близько 57,6%.

З огляду на величину нерозвіданих ресурсів та геологічні оцінки, район є одним із найбільш перспективних для відкриття нових родовищ у візейських та турнейських відкладів, які за своїми літофаціальними особливостями є найбільш сприятливими для формування пасток вуглеводнів.

Поклади вуглеводнів в межах Михайлівського родовища знаходяться у візейських відкладах — верхньовізейському та нижньовізейському під'ярисах, у численних пластах з чітким літофаціальним зонуванням. Ці поклади контролюються непроникними товщами і формують три поверхи газоносності — башкирський, верхньосерпуховський та візейський — загальною інтервальністю понад 1400 метрів (від 4500 до 5944 м).

Візейський поверх є найнижчим і найпротяжнішим серед виявлених, його інтервал коливається від 5000 до 5950 метрів, а товщина газонасиченого шару сягає до 950 метрів (від горизонту В-14а до В-25-26).

\Характеристика покладів приведена в таблиці 2.1 [2].

Пласт В-14а (дод.22) розкритий свердловинами №№ 14, 15, 18, 20, 22, 25, 26, 27, 29, 44, 82, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 14, 20, 25, 26,27, 29, 44, 82, 104, 106, 112, 114, 116, 118. В свердловинах №№ 15, 22, 107, 115, 117, 200 пласт, по тих же дослідженнях, представлений ущільненими піщано-глинистими породами з зниженими фільтраційно-ємкісними властивостями з пористістю нижче 6,5%.

Колекторами пласта В-14а є тріщинно-порові пісковики мінливої товщини з прошарками аргілітів та алевролітів.

Газоносність пласта доведена в склепінній частині підняття випробуванням в експлуатаційній колоні свердловини № 82 в інтервалі: 5022-5040 м (-4902,8–4928,8 м), спільно з горизонтами В-15а, В-15б, В-16а₃ та В-16б₂ в інтервалах: 5390-5386 м, 5372-5340 м, 5282-5272 м, 5241-5231 м, 5218-5209 м, 5112-5092 м.

Отримано промисловий приплив газу з дебітом на 25 мм штуцері 400 тис.м³ на добу при Р_{тр.}=80 атм, Р_{затр.}=210 атм. Свердловина введена в дослідно-промислому розробку всього газоносного розрізу від В-14а до В-16б₂ з робочим початковим дебітом 540 тис.м³ за добу.

При випробуванні пласта в свердловині № 14 в інтервалі 5130-5150 м (-5005,4÷–5025,4 м) разом з пластом В-15а отримано приплив газу дебітом 100 м³/добу, причому приплив газу отримано лише після дострілу пласта В-14а.

В межах пласта В-14а встановлено три окремих поклади вуглеводнів.

Поклад блоку свердловин № 27-112 пластовий, тектонічно екранований. Розміри покладу 0,7х1,8 км, висота – 48,5 м, газонасичена товщина становить 1,0-4,2 м.

Контакт газ-вода встановлений свердловиною № 27 на глибині 5172,6 м, що відповідає абсолютній відмітці -5051,6 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до попередньо розвіданих, категорія С₂.

Поклад блоку свердловин № 14-118 пластовий, склепінний, тектонічно та літологічно обмежений з внутрішнім літологічним заміщенням. Поклад має розміри 3,1х5,4 км, висоту – 195,7 м. Газонасичена товщина пласта коливається в межах 1,2-4,6 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 104 на абсолютній відмітці -5070,8 м.

УГВК прийнято на абсолютній відмітці -5081,2 м, що відповідає відмітці НГВП плюс подвійна товщина пласта в свердловині № 104.

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ на площі, що обмежена НГВП -5070,8 м та тектонічними порушеннями, відносяться до розвіданих, категорія С₁. Обсяг ВВ на площі між площинами НГВП та УГВК відноситься до перспективних ресурсів, категорія С₃.

Поклад блоку свердловини № 25 пластовий, тектонічно та літологічно екранований з розмірами 0,2x2,0 км, висотою – 31,1 м та газонасиченою товщиною 1,6 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта на абсолютній відмітці -5111,1 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ відносяться до попередньо розвіданих, категорія С₂.

Пласт В-14б (дод.23) розкритий всіма свердловинами на родовищі.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 44, 112 та 115. В решті свердловин, по тих же дослідженнях, пласт представлений піщано-глинистими породами з пониженими ємкісними властивостями з пористістю нижче граничних значень.

Колекторами пласта В-14б є тріщинно-порові шаруваті пісковики, мінливі по товщині.

Промислова газонасиченість пласта випробуванням не визначена.

По пласту В-14б встановлено два поклади вуглеводнів.

Поклад блоку свердловин №№ 44-112 пластовий, тектонічно та літологічно екранований з розмірами 0,9x1,5 км, висотою 68,2 м та газонасиченою товщиною 2,2-3,4 м.

Нижня границя встановленої продуктивності прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 44 на абсолютній відмітці -5069,5 м.

Умовний газоводяний контакт покладу прийнято на абсолютній відмітці -5084,7 м, що відповідає відмітці НГВП плюс подвійна товщина пласта в свердловині № 44.

Поклад блоку свердловини № 115 пластовий, літологічно екранований та обмежений. Розміри покладу 1,0x2,0 км, висота – 74,7 м, газонасичена товщина – 4,6 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта на абсолютній відмітці -5030,3 м, УГВК – на абсолютній відмітці -5064,7 м (НГВП плюс подвійна товщина пласта).

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ обох покладів віднесені до групи попередньо розвіданих, категорія С₂, ресурси ВВ – до групи перспективних, категорія С₃.

Пласт В-15а (граф.Д.24) розкритий свердловинами №№ 14, 15, 20, 22, 25, 26, 27, 29, 44, 82, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 14, 26, 27, 29, 82, 104, 107, 112, 114, 116, 117, 118, 200. В

свердловинах №№ 15, 20, 22, 25, 44, 106, 115 представлений ущільненими піщано-глинистими породами.

Промислова газоносність пласта доведена в склепінній частині структури випробуванням в експлуатаційній колоні свердловини № 82 спільно з В-14а, В-16а₃, В-16б₂ в інтервалі 5390-5022 м, в свердловині №107, спільно з пластами В-16а₂, В-16а₃, В-16б₂ – в інтервалі 5120-5510 м (-4985,9÷5375,5 м), де дебіт газу на 10 мм штуцері становив 38,5 тис.м³/добу та в свердловині № 14, де даний пласт був випробуваний в експлуатаційній колоні спільно з В-14а в інтервалі 5299-5199 м (-5174,3÷-5074,3 м), а дебіт газу становив 100 м³/добу.

Колекторами пласта В-15а є тріщинно-порові пісковики, мінливі по товщині, з прошарками аргілітів та алевролітів.

В межах пласта встановлено чотири поклади вуглеводнів.

Поклад блоку свердловин №№27-112 пластовий, тектонічно та літологічно екранований з розмірами 1,3x1,5 км, висотою 87,2 м та газонасиченою товщиною 2,0-2,6 м.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 27 на абсолютній відмітці -5146,9 м. УГВК прийнято на абсолютній відмітці -5165,7 м (НГВП плюс подвійна товщина пласта в свердловині № 27).

Запаси ВВ покладу відносяться до групи попередньо розвіданих, категорія С₂, ресурси ВВ – до групи перспективних, категорія С₃.

Поклад блоку свердловин №№ 82-117 пластовий, літологічно екранований та тектонічно обмежений. Розміри покладу 1,4x2,2 км, висота – 172,2 м, газонасичена товщина – 0,8-2,6 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 104 на абсолютній відмітці -5142,2 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих, категорія С₁.

Поклад блоку свердловин №№ 14-118 пластовий, літологічно екранований, тектонічно та літологічно обмежений. Розміри покладу 2,5x3,5 км, висота – 150 м, газонасичена товщина пласта коливається від 1,0 м до 3,6 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 29 на абсолютній відмітці -5122,0 м.

УГВК прийнято на відмітці -5130,0 м (НГВП плюс подвійна товщина пласта в свердловині № 29).

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу на площі, що обмежена НГВП лінією літологічного заміщення та тектонічними

порушеннями, відносяться до розвіданих, категорія С₁, обсяг ВВ між НГВП та УГВК – до перспективних ресурсів, категорія С₃.

Поклад блоку свердловини № 200 пластовий, тектонічно та літологічно екранований. Розміри покладу 0,4х0,6 км, висота – 57,5 м, газонасичена товщина – 2,6 м.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта на абсолютній відмітці -5217,5 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до групи попередньо розвіданих, категорія С₂.

Пласт В-15б (дод.25) розкритий тими ж свердловинами, що і пласт В-15а.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений лише в трьох свердловинах: №№ 15, 118, 200.

Випробування пласта проведено в свердловині № 15 (в інтервалі 5192-5210 м), дебіт газу склав 261,2 м³.

В решті свердловин пласт за даними ГДС представлений ущільненими піщано-глинистими породами.

Колекторами пласта В-15б є тріщинно порові пісковики, мінливі по площі та розрізу.

В межах пласта встановлено два поклади ВВ.

Поклад блоку свердловин №№ 15-118 пластовий, склепінний літологічно обмежений. Розміри покладу 0,5-1,8 км, висота – 86,3 м, газонасичена товщина становить 0,8-1,4 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 118 на абсолютній відмітці -5116,3 м.

Поклад блоку свердловини № 200 пластовий, тектонічно та літологічно екранований. Розміри покладу 0,5х0,6 км, висота 50 м, газо-насичена товщина – 1,6 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта на абсолютній відмітці -5275,0 м.

Запаси ВВ обох покладів відносяться до групи попередньо розвіданих, категорія С₂.

Горизонт В-16а₁ (дод.26) розкритий свердловинами №№ 15, 20, 22, 25, 26, 27, 44, 82, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 15, 29, 106, 114, 117 центрального і в свердловинах №№ 22, 44 і 112 західного блоку.

В решті свердловин пласт представлений ущільненими пісковиками з емкісними властивостями нижче граничної величини 6,5%.

Колекторами пласта В-16а₁ є тріщинно-порові пісковики з прошарками алевролітів та аргілітів.

В свердловині № 15 випробування пласта В-16а₁ проведено в інтервалі 5250-5280 м. Дебіт газу становив 3,01 тис.м³/добу.

Встановлено три окремих поклади ВВ в межах пласта В-16а₁.

Поклад блоку свердловин №№ 22-112 пластовий, тектонічно та літологічно екранований з розмірами 1,1х1,6 км, висотою 76,5 м та газонасиченою товщиною 0,6-1,0 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 22 на абсолютній відмітці -5283,2 м.

Поклад блоку свердловин №№ 15-117 пластовий, літологічно екранований. Розміри покладу 0,8х1,5 км, висота – 99,1 м, газонасичена товщина 0,8-1,2 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині №117 на абсолютній відмітці -5199,1 м.

Поклад блоку свердловин №№ 29-114 пластовий, літологічно екранований з розмірами 1,3х1,5 км, висотою – 56,3 м. Газонасичена товщина пласта становить 1,0-1,4 м.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 29 на абсолютній відмітці -5256,3 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ всіх покладів відносяться до групи попередньо розвіданих, категорія С₂.

Пласт В-16а₂ (дод.27) розкритий свердловинами №№15, 20, 22, 25, 26, 27, 29, 44, 82, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 20, 22, 27, 29, 44, 104, 106, 107, 117.

В свердловинах №№ 15, 25, 26, 82, 112, 114, 115, 116, 118, 200 по тих же дослідженнях, горизонт представлений ущільненими піщаними породами, алевролітами та аргілітами.

Колекторами пласта В-16а₂ є тріщинно-порові шаруваті пісковики, мінливі по площі і товщині.

Промислова газонасиченість горизонту доведена випробуванням свердловин №№ 104, 107.

В свердловині № 104 пласт випробувано в інтервалі 5405-5416 м одночасно з пластами В-16а₃, В-16б₂. Дебіт газу на 16 мм штуцері становив 305 тис.м³ за добу.

В свердловині № 107 випробування пласта проведено в інтервалі 5353-5367м одночасно з пластами В-15а, В16б₂ та В-16а₃. Дебіт газу на 10 мм штуцері становив 38,5 тис.м³ за добу.

В свердловині № 27 отримано непромисловий приплив газу дебітом $Q_{тр}=238,7 \text{ м}^3/\text{д}$, $Q_{зтр}=369 \text{ м}^3/\text{д}$.

В межах пласта В-16а₂ встановлено три окремих поклади вуглеводнів.

Поклад блоку свердловин №№ 22-44 пластовий, літологічно та тектонічно екранований. Розміри покладу 1,4x2,3 км, висота – 66,6 м, газонасичена товщина в межах покладу 1,2-5,8 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині №22 на абсолютній відмітці -5311,0м, УГВК – на відмітці - 5326,6 м (НГВП плюс подвійна товщина пласта в свердловині № 22).

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до попередньо розвіданих, категорія С₂, ресурси ВВ – до групи перспективних, категорія С₃.

Поклад блоку свердловини № 29 пластовий, літологічно екранований з розмірами 0,6x1,9 км, висотою 49,7 та газонасиченою товщиною 1,0 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта на абсолютній відмітці -5279,7 м. За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до групи попередньо розвіданих, категорія С₂.

Поклад блоку свердловин №№ 20-117 пластовий, склепінний, тектонічно та літологічно обмежений. Розміри покладу становлять 1,5x3,2 км, висота – 191,5 м, газонасичена товщина коливається від 0,4 до 2,4 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 104 на абсолютній відмітці -5286,6 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до групи розвіданих, категорія С₁.

Горизонт В-16а₃ (дод.28) розкритий свердловинами №№15, 20, 22, 25, 26, 27, 29, 44, 82, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200 в інтервалі глибин 5260,6-5519,4м (по покрівлі).

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 20, 22, 25, 26, 29, 82, 104, 106, 107, 114, 116, 117, 118 в решті свердловин він представлений ущільненими піщано-глинистими породами.

Колекторами пласта В-16а₃ є тріщинно-порові шаруваті піщані породи мінливі по товщині, розрізу і площі.

Промислова газоносність пласта встановлена випробуванням в експлуатаційній колоні в свердловинах №№ 26, 82, 104, 107.

В свердловині № 26 пласт випробувався разом з пластом В-16б₂, інтервали 5419-5445 м та 5530-5560 м відповідно. Отримано промисловий приплив газу дебітом 59,3 тис.м³/д.

В свердловині № 82 пласт випробувано в інтервалі 5272-5282 м (-5152,7-5162,5 м) одночасно з пластами В-14а, В-15а та В-16б₂. Дебіт через штуцер змінного діаметра 400 тис.м³ за добу.

В свердловині №104 пласт випробуваний в інтервалі 5438-5472 м (-5310,8-5344,8 м) одночасно з В-16а₂ та В-16б₂. Дебіт газу на 16 мм штуцері 305 тис.м³ за добу.

В свердловині № 107 випробування пласта проведено в інтервалі 5384-5406м (-5249,5÷5271,5 м) одночасно з горизонтами В-15а, В-16а₂ та В-16б₂. Дебіт газу на 10 мм штуцері 38,5 тис.м³ за добу.

В свердловині № 25 пласт випробувано в інтервалі 5528-5554 м (-5381,8÷-5407,6 м), припливу не отримано.

В межах пласта встановлено три газоконденсатні поклади.

Поклад блоку свердловини № 22 пластовий, тектонічно та літологічно екранований. Розміри покладу 0,3x1,0 км, висота – 21,1 м, газонасичена товщина пласта 1,4 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 22 на абсолютній відмітці -5346,1 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до попередньо розвіданих, категорія С₂.

Поклад блоку свердловин №№ 20-118 пластовий, склепінний, тектонічно та літологічно обмежений з розмірами 3,1x5,7 км, висотою 198,9 м та газонасиченою товщиною 1,4-6,8 м.

Свердловиною № 104 газонасичені пісковики розкриті в інтервалі 5440,4-5467,2 м, водонасичені – в інтервалі 5468,0-5470,0 м. УГВК покладу приймається по підшві газонасиченого пісковика на абсолютній відмітці - 5340,1 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих, категорія С₁.

Поклад блоку свердловини № 25 пластовий, тектонічно екранований, літологічно обмежений. Розміри покладу 0,9x2,9 км, висота 107,1 м, газонасичена товщина 9,0 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пісковика на абсолютній відмітці -5404,5 м, УГВК – на абсолютній відмітці -5467,3 м (НГВП плюс подвійна товщина пласта).

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ відносяться до групи попередньо розвіданих, категорія С₂, ресурси ВВ – до групи перспективних, категорія С₃.

Пласт В-16б₁ (дод.29) розкритий свердловинами №№ 14, 15, 20, 22, 25, 26, 29, 44, 82, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений лише в межах центрального блоку в свердловинах №№ 26, 29, 106, 114, 115, 116 та 117, а в решті свердловин він представлений ущільненими піщано-глинистими породами.

Колекторами пласта В-16б₁ є тріщинно-порові пісковики з прошарками алевролітів та аргілітів.

Промислова газонасиченість пласта випробуванням в експлуатаційній колоні не встановлена.

Поклад блоку свердловин №№ 26-117 пластовий, літологічно екранований. Розміри покладу 1,4х4,4 км, висота – 146,9 м. Газонасичена товщина пласта коливається від 0,4 до 1,8 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 29 на абсолютній відмітці -5386,9 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до попередньо розвіданих, категорія С₂.

Пласт В-16б₂ (дод.30) розкритий свердловинами №№ 15, 20, 22, 25, 26, 27, 29, 44, 104, 106, 107, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт продуктивний у всіх свердловинах центрального, західного та східного блоків за винятком свердловини № 115, в розрізі якої він представлений ущільненими піщано-глинистими породами.

Колекторами пласта В-16б₂ є тріщинно-порові шаруваті пісковики, досить стабільно розвинені по площі і розрізу.

Газонасиченість горизонту В-16б₂ встановлена випробуванням в експлуатаційних колонах в свердловинах №№ 15, 22, 25, 26, 27, 44, 82, 104, 107, 112.

В свердловині № 15 пласт випробуваний в інтервалі 5390-5443 м (-5252,2÷-5304,0 м). Дебіт газу на 17 мм штуцері 700 тис.м³ на добу.

В свердловині №22 горизонт випробуваний в інтервалі 5582-5592 м (-5422,4÷-5432,4 м). Дебіт газу через трубний простір становив 43 м³ і через затрубний – 87 м³ на добу.

В свердловині № 25 пласт випробуваний в інтервалі 5600-5635 м (-5453,3÷-5488 м). Дебіт газу на 5 мм штуцері становив 68,7 тис.м³ і конденсату – 3,5 м³ на добу.

В свердловині № 26 випробування пласта проведено в інтервалі 5530-5560 м (-5395,7÷-5425,7 м). Дебіт газу на 6 мм штуцері 44,8 тис.м³ на добу.

В свердловині №27 пласт випробуваний в інтервалі 5505-5555 м (-5383,6÷-5433,6 м). Дебіт газу через трубний простір – 80,1 м³ і через затрубний – 281,1 м³ на добу.

В свердловині № 44 пласт розкрито перфорацією в інтервалі 5512- 5540 м, отримано приплив газу дебітом 162 тис.м³/д, конденсату – 5,7 м³/д.

В свердловині № 82 пласт випробувано в інтервалах 5340-5372 м, 5386-5390 м (-5220,6÷-5252,5 м, -5266,5-5270,5 м) одночасно з пластами В-14а, В-15а та В-16а₃. Дебіт газу через штуцер змінного діаметра становив 400 тис.м³ на добу.

В свердловині № 104 пласт випробувано в інтервалі 5527-5570 м (-5399,8-5442,7 м) одночасно з пластами В-16а₂, В-16а₃. Дебіт газу на 16 мм штуцері 305 тис.м³ на добу.

В свердловині № 107 випробування пласта проведено в інтервалі 5470–5510 м (-5335,5÷-5375,5 м) одночасно з пластами В-15а, В-16а₂, В-16а₃. Дебіт газу на 10 мм штуцері 38,5 тис.м³ на добу.

В межах пласта В-16б₂ встановлено три окремих газоконденсатних поклади.

Поклад блоку свердловин №№ 22-112 пластовий, тектонічно та літологічно екранований з розмірами 1,8х2,6 км, висотою – 110,1 м та газонасиченою товщиною 7,3-13,4 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 22 на абсолютній відмітці -5450,1 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих, категорія С₁ та попередньо розвіданих, категорія С₂.

Розвідані запаси підраховані на площі, що обмежуються колами радіусом 600 м, навколо св.№ 44 та № 112, виходячи з величини дренуваних запасів блоку, які становлять 327,8 млн.м³ газу. Запаси газу, підраховані об'ємним методом складають 334 млн.м³. Решта обсягів газу в межах НГВП віднесені до попередньо розвіданих запасів категорії С₂.

Поклад блоку свердловин №№ 15-118 пластовий, склепінний, тектонічно та літологічно обмежений. Розміри покладу 3,3х5,8 км, висота 225,4 м. Газонасичена товщина коливається в межах 5,8-22,8 м.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 104 на абсолютній відмітці -5440,3 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих, категорія С₁.

Поклад блоку свердловин №№ 25-200 пластовий, тектонічно екранований. Поклад має розміри 0,8-4,0 км, висоту 131,1 м, газонасичену товщину 5,4-11,6 м.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 200 на абсолютній відмітці -5527,1 м, УГВК – на відмітці -5571,1 м (НГВП плюс подвійна товщина пласта).

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих (категорія С₁), попередньо розвіданих (категорія С₂) та перспективних ресурсів (категорія С₃).

Розвідані запаси підраховані на площі, що обмежена НГВП, тектонічним порушенням та радіусом 500 м навколо свердловини № 25. В межах даної площі запаси газу, підраховані об'ємним методом, становлять 83 млн.м³, методом падіння пластового тиску запаси оцінено в обсязі 82 млн.м³.

Попередньо розвідані запаси категорії С₂ підраховані на площі, що обмежена НГВП, тектонічним порушенням та радіусом 500 м від свердловини № 25.

Обсяг ВВ між площинами НГВП та УГВК відноситься до перспективних ресурсів, категорії С₃.

Пласт В-20-21 (дод.31) розкритий свердловинами №№ 20, 22, 25, 44, 106, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 25, 44, 115, 116, 118, 200, а в решті свердловин він представлений ущільненими піщано-глинистими газонасиченими породами.

Колекторами пласта В-20-21 є тріщинно-порові пісковики та вапняки з прошарками алевролітів.

Промислова газоносність пласта встановлена випробуванням в експлуатаційних колонах свердловин №№ 25, 44 та 200. В свердловині № 25 випробування горизонту проведено в інтервалах: 5960 – 5940 м (відкритий вибір), 5940 – 5808м (фільтр). Дебіт газу на 7 мм штуцері 82,8 тис.м³ та конденсату 2,4 м³ на добу.

В свердловині № 44 горизонт випробувано в інтервалах 5727-5724 м, 5721-5718 м, 5710-5706 м. Дебіт газу на 6 мм штуцері 71,3 тис.м³ та конденсату 26,4 м³ на добу.

В свердловині №200 пласт випробуваний в інтервалах 5885-5882 м, 5874-5857 м. Дебіт газу на 2 мм штуцері склав 11,9 тис. м³/добу.

По пласту В-20-21 встановлено три газоконденсатних поклади.

Поклад блоку свердловини № 44 пластовий, тектонічно та літологічно екранований, літологічно обмежений. Розміри покладу 0,7х2,1 км, висота – 44,4 м, газонасичена товщина пласта 2,8 м.

Враховуючи обсяги видобутку ВВ по свердловині № 44 та оцінку запасів газу за методом падіння пластового тиску (51,4 млн.м³), УГВК покладу прийнято на абсолютній відмітці – 5614,4 м (відмітка підошви пласта плюс подвійна товщина).

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих, категорія С₁.

Поклад блоку свердловин №№ 115-118 пластовий, літологічно екранований, має розміри 1,0x1,3 км, висоту 92,3 м та газонасичену товщину 1,4-3,4 м.

НГВП покладу прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 115 на абсолютній відмітці -5562,3 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до попередньо розвіданих, категорія С₂.

Поклад блоку свердловин №№ 25-200 пластовий, тектонічно та літологічно екранований з розмірами 0,8x1,8 км, висотою 135,4 м та газонасиченою товщиною 5,8-6,2 м.

НГВП прийняте по підшві газонасиченого пласта в свердловині № 200 на абсолютній відмітці -5744,2 м, УГВК – на відмітці -5795,4 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ відносяться до групи розвіданих, категорія С₁, ресурси ВВ – до групи перспективних, категорія С₃.

Пласт В-24 (дод.32) розкритий свердловинами №№ 20, 44, 106, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 200.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт газонасичений в свердловинах №№ 115, 116, а в решті свердловин він представлений ущільненими глинистими вапняками.

Колекторами пласта В-24 є тріщинно-порові вапняки.

Промислова газоносність пласта встановлена випробуванням в експлуатаційній колоні свердловини №115 в інтервалі 5808-5770 м (фільтр) разом з В-25-26 в інтервалі 5808-5871 м (відкритий стовбур). Дебіт газу на штуцері 12,0 мм склав 212 тис. м³/добу.

Поклад пластовий, літологічно обмежений. Розміри покладу 0,6x2,1 км, висота 120 м, газонасичена товщина пласта 3,6-4,0 м.

Враховуючи літологічну обмеженість до підрахунку запасів прийнята вся площа пастки.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих, категорія С₁.

Пласт В-25-26 (дод.33) розкритий на всю товщину свердловинами №№20, 44, 114, 116, 117, 118, 200 та частково – свердловинами №№ 106, 112, 115.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт продуктивний в усіх свердловинах що його розкрили.

Колекторами пласта В-25-26 є тріщинно-порові пісковики та тріщинно-кавернозні вапняки.

Промислова газоносність пласта встановлена випробуванням в експлуатаційних колонах всіх свердловин, що його повністю або частково розкрили.

В свердловині № 20 випробування горизонту проводилося в інтервалах: 5735-5728 м, 5723-5713 м, 5707-5695 м, 5677-5646 м. Дебіт газу на 8 мм штуцері 221,5 тис.м³ та конденсату 4,71 м³ на добу.

В свердловині № 44 випробування проведено в інтервалах: 5921- 5904 м, 5896-5889 м, 5886-5880 м, 5875-5863 м. Дебіт газу на 7 мм штуцері 161,5 тис.м³ та конденсату 6,3 м³ на добу.

В свердловині №106 горизонт випробувано одночасно з горизонтом в інтервалі 5756-5721 м. Дебіт газу на 25 мм штуцері 653,4 тис.м³ на добу.

В свердловині №112 горизонт випробувано в інтервалах 5830-5812 м, 5805-5788 м. Дебіт газу на 12 мм на штуцері 383 тис.м³ на добу.

В свердловині №114 випробування горизонту проведено в інтервалі: 5935-5802 м (фільтр). Дебіт газу на 12 мм штуцері 15,9 тис.м³ на добу.

В свердловині № 115 горизонт випробувано в інтервалах: 5742-5770 м, 5871-5808 м. Дебіт газу на 12 мм штуцері 212 тис.м³ на добу.

В свердловині № 116 пласт випробуваний в інтервалі 5763-5880 м. На штуцері Ø 8,5 мм дебіт газу склав 104,6 тис.м³/добу.

В свердловині № 117 випробування проведено в інтервалі 5742-5893 м (фільтр). Дебіт газу на штуцері Ø4,0 мм склав 50,7 тис.м³/добу.

В свердловині № 200 випробування пласта В-25-26 також проведено через фільтр в інтервалі 5968-6200 м. Дебіт газу на штуцері Ø3,0 мм склав 33,3 тис.м³/добу.

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ відносяться до групи розвіданих, категорії С₁, ресурси ВВ – до групи перспективних, категорія С₃.

В межах пласта В-25-26 встановлено два газоконденсатні поклади.

Основним за запасами і площею є поклад, який об'єднує блок свердловин №№ 20-118, блок свердловин №№ 44-112 та незначний за розмірами південно-західний блок. Вважається, що між даними блоками по тектонічному порушенню існує гідродинамічний зв'язок.

Наявність гідродинамічного зв'язку між блоками встановлена за результатами буріння свердловини № 112, при випробуванні якої заміряний пластовий тиск склав 42,64 МПа на глибині 5809,0 м відповідав поточному пластовому тиску в свердловині № 20, яка перебувала в експлуатації з горизонту В-25-26.

УГВК покладу прийнята на абсолютній відмітці -5825,0 м. В межах даного УГВК запаси газу, що оцінені об'ємним методом, склали 8576 млн. м³,

за методом падіння пластового тиску запаси газу підраховані в обсязі 8515,5 млн.м³.

Поклад блоку свердловин № 20-118 пластовий, склепінний, тектонічно-обмежений. Розміри покладу 12,0x29,5 км, висота – 281,3 м, газонасичена товщина становить 11,6-15,0 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу відносяться до розвіданих, категорія С₁.

Поклад блоку свердловини №200 пластовий, тектонічно екранований з розмірами 1,0x1,5 км, висотою 157м та газонасиченою товщиною 7,0м.

НГВП прийнята по підшві газонасиченого пласта в свердловині №200 на абсолютній відмітці -5923,0м. УГВК прийнято на абсолютній відмітці - 5987,0м (НГВП плюс подвійна товщина пласта).

За ступенем геологічного вивчення запаси покладу блоку св.№ 200 відносяться до розвіданих, категорія С₁. Обсяги ВВ між площинами НГВП і УГВК – до перспективних ресурсів, категорія С₃.

Таблиця 2.1 – Характеристика поклад В-25-26 [2, 5]

Пласт	Тип покладу за флюїдом	Прийняте положення УГВК, ГВК	Найвища абсолютна відмітка покладу, м	Абсолютна відмітка ^{1/2} висоти покладу, м	Розміри покладу			Ефективна газонасичена товщина, м	Пористість, %	Тип покладу
					довжина, км	ширина, км	висота, м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
В-25-26 Бл.св. №20-118	ГК	УГВК -5825,0	-5543,7	-5684,4	29,5	12,0	281,3	10,4-17,4	8,6-12,1	пластовий, склепінний, тектонічно обмежений
В-25-26 Бл.св. №200	ГК	НГВП -5923,0 УГВК -5987,0	-5830,0	-5908,5	1,5	1,0	157,0	7,0	7,3	пластовий, тектонічно екранований

2.4 Водоносність

Михайлівське родовище розташоване у північній приосьовій частині Дніпровсько-Донецької западини, поблизу переходу до зони центрального грабену. Воно входить до складу Михайлівсько-Березівського валу і належить до одного гідрогеологічного району.

Інформація про підземні води отримана з пошуково-розвідувальних свердловин на нафту і газ, де були виявлені притоки пластових вод. Однак ці притоки обмежені, адже більшість свердловин, рекомендованих для випробувань, дали промислові припливи газу. Лише у свердловині № 22, розташованій за межами контуру родовища, при дослідженні горизонту В-16 було зафіксовано пластову воду, інші проби були розбавлені технічною водою і не дали додаткових даних про пластові води візейського комплексу.

Для повнішої гідрогеологічної характеристики використовували також результати досліджень на Західно-Березівському піднятті (свердловина № 485), що межує з Михайлівським родовищем і входить до складу того ж валу, а також на сусідніх родовищах Опішнянському, Бельському, Рибальському тощо, які належать до того самого гідрогеологічного району.

Комплекс досліджень включав відбір проб води, аналіз розчиненого газу, вимір дебітів води, рівнів (динамічних і статичних), температури та пластових тисків.

За умовами залягання, хімічним складом, геологічною історією, літологією та водозбагаченістю в межах родовища виділяються дві гідрогеологічні зони — верхня та нижня.

Верхня зона охоплює товщу порід від четвертинних до верхньоюрських, включно, і складається з кайнозойського та сеноман-верхньоюрського водоносних комплексів, розділених верхньокрейдяною водоупорною товщею. Водоносні пласти представлені пісками і пісковиками. Тут розвинені переважно прісні води гідрокарбонатно-натрієвого типу з низькою мінералізацією від 1 до 3 г/л. Водовмісні горизонти мають активний зв'язок між собою та з поверхневими водами, що забезпечує стабільні дебіти (100–2000 м³/добу) і робить цю зону перспективною для водопостачання.

Нижня гідрогеологічна зона охоплює водоносні комплекси нижньомезозойських і палеозойських відкладів — байоські, тріасові, нижньопермсько-верхньокам'яновугільні, девонські — розділені товщами слабопроникних порід. Верхньоюрська глиниста товща є регіональним водоупором між цими зонами.

Дебіти вод у цій зоні коливаються від 0,6 до 117,6 м³/добу, а в окремих свердловинах сусіднього Опішнянського родовища досягають 500 м³/добу.

На самому Михайлівському родовищі пластова вода зафіксована лише у свердловині № 22, що розташована на північно-західній частині Михайлівського підняття. Розкриття свердловиною нижньокам'яновугільних відкладів виявило вісім перспективних об'єктів.

Перший об'єкт (горизонт В-20) випробували на глибині 5765–5775 м, вивчаючи насичення і можливу тріщинуватість. Порода представлена тонкозернистим пісковиком, алевролітом і прошарками аргіліта. Після зниження рівня рідини методом аерації рівень піднявся на 123 м. З 5745 м було відібрано три проби прісної води. Під час дослідження спостерігалось незначне виділення газу, дебіт якого не вимірювали.

Другий об'єкт (горизонт В-16б) випробували на глибині 5582–5592 м. Він складається з масивного дрібнозернистого пісковика з прошарками аргіліта і алевроліту. Після перфорації отримали приплив мінералізованої води і газу з дебітом 43–87 м³/добу, вода припливала зі швидкістю приблизно 4,1 м³/добу.

Для ізоляції об'єктів встановили цементний міст, який виявився негерметичним, тому провели повторну ізоляцію, але і вона не була герметичною.

Електротермометрія показала, що приплив пластової води надходить із глибин нижче 5540 м.

Проба пластової води характеризується хлоридно-кальцієвим типом з високою мінералізацією (понад 220 г/л) і значним вмістом йоду, бору, бромиду та амонію. Проте через невеликі обсяги видобутку ця вода не має промислового значення.

Інша проба води з горизонту В-16а також відображає хлоридно-кальцієвий тип, мінералізація близько 174 г/л, але випробування вважалося невдалим через негерметичність пакера.

Пластові води свердловин № 26 та № 27 мають схожий склад — хлоридно-кальцієві розсоли з мінералізацією 174–223 г/л, з високим коефіцієнтом метаморфізації і практично без сульфатів.

Головними компонентами солей є хлориди натрію, кальцію і магнію. Мінералізація та концентрація солей збільшуються з глибиною, але їх співвідношення залишається стабільним.

Водорозчинні гази переважно складаються з вуглеводнів, з домінуванням метану (понад 79%).

У підсумку:

Водоносні комплекси різного віку, особливо у верхній гідрогеологічній зоні, мають між собою гідродинамічний зв'язок.

Зафіксовані значні дебіти пластових вод (39–117 м³/добу), що свідчить про високу водозбагаченість стратиграфічних комплексів.

Нижньокам'яновугільні водоносні горизонти перебувають у зоні уповільненого водообміну, що сприяє збереженню нафтових і газових покладів. Вони контактують із високомінералізованими хлоркальцієвими водами, через що окислення вуглеводнів мінімальне, а низькі швидкості руху вод обмежують їх руйнування.

Таблиця 2.2 – Склад і пружність водорозчинених газів Михайлівського родовища [2, 4]

№ п/п	№ св.	Інтервал випробування, м	Горизонт	Склад газу в об'ємних відсотках													Загальна пружність, МПа, Д _г	Тиск насичення, Д/Д _г	Газонасиченість, с.з/т
				двоокис вуглецю	гелій, Не	азот,	водень,	∑ вуглеводнів,	метан, СН ₄	етан, С ₂ Н ₆	пропан, С ₃ Н ₈	бутан, nС ₄ Н ₁₀	і бутан, і nС ₄ Н ₁₀	пентан, nС ₅ Н ₁₂	і пентан, і nС ₅ Н ₁₂	гексан, С ₆ +в			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	22	5519-5505	В- 16а	0,16	-	0,35	-	99,49	79,79	10,03	5,72	1,39	0,62	0,42	0,44	1,08			

Таблиця 2.3 – Хімічний склад і фізичні властивості пластових вод [2]

№№ св., площа	Вік	Інтервал випробу- вання, м	Дебіт м ³ /добу глибина відбору, м	Статичний рівень, м	Динамічний рівень, м	Пластовий тиск, МПа глибина, м	Питома вага		Температура пластова, °С глибина	Зміст іонів (мг/л)											$r \frac{Na}{Cl}$	$r \frac{SO_4}{Cl}$	Тип води (по В.А. Суліну)
							в пласто- вих умовах, г/см ³	в стандар- тних умовах, г/см ³		мінера- лізація, г/л	Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ²⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	NH ₄	B	I	Br			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
22 Михайлівська	В-16а	5519-5505	$\frac{5,7}{5500}$	через 14 годин 198м	350	$\frac{59,00}{5512}$	1,073	1,127	$\frac{127}{5470}$	173,86	47993,09 2066,97 33,86	140280,00 700,00 11,47	3465,60 285,00 4,67	107921,84 3043,40 49,86	272,41 5,67 0,09	176,90 2,90 0,05	52,14	10,00	7,69	96,87	0,67	0,0018	хлоридно- кальцієвий
22 Михайлівська	В-16б	5592-5582 разом з 5765-5775	$\frac{4,1}{5500}$	через 95 годин	200	$\frac{60,45}{5587}$	1,084	1,444	$\frac{128}{5500}$	222,82	61207,13 2656,71 33,83	17034,00 850,00 10,82	5107,20 420,00 5,35	138756,64 3912,94 49,93	469,11 9,77 0,12	244,00 4,00 0,05	70,27	10,72	15,97	439,81	0,68	0,0024	хлоридно- кальцієвий
4 Рибальська	J ₂ b	1380-1383 1390-1394	= 1100	53	-	$\frac{14,07}{1392}$	-	1,047	$\frac{39}{1330}$	70,114	24269,05	3295,38	228,97	42028,80	198,29	70,15	13,29	н/в	1,24	71,65	0,85	0,0034	хлоридно- кальцієвий
10 Більська	J ₂ b	1545-1550	= 1500	123	-	14,86	-	1,069	41,7	99,225	33897,17	3117,82	1132,58	61017,00	7,41	91,50	-	сліди	-	54,28	0,85	-	-/-
15 Рибальська	T _п	1658-1666	= 1640	86,5	-	-	-	1,081	-	124,41	41776,74	4543,67	1420,29	76449,02	29,62	195,20	25,00	3,56	4,56	127,98	0,84	0,0002	-/-
16 Більська	T _{п-к}	1847-1855	= 1800	164	270	18,25	-	1,089	48	131,433	44458,77	4567,92	1401,44	80672,68	5,76	51,85	28,80	1,62	-	49,68	0,85	0,0002	-/-
15 Рибальська	P ₁	з гл. 1838м	= 1800	-	-	$\frac{19,10}{1838}$	-	1,097	$\frac{50,5}{1800}$	149,686	47204,28	7940,45	1962,99	92475,68	11,11	103,70	32,72	6,55	4,56	198,49	0,79	-	-/-
16 Рибальська	C ₃	1796-1802	= 1780	104	-	-	-	1,092	$\frac{50}{1775}$	140,651	45016,06	6999,17	1712,73	86765,03	4,93	12,20	32,00	4,75	6,64	180,21	0,80	-	-/-
8 Рибальська	C ₂ m	2445..2485	= 2385	82	-	$\frac{25,77}{2485}$	-	1,120	$\frac{64}{2385}$	169,07	49194,24	12622,19	2252,64	104661,42	58,83	61,00	81,42	10,24	4,96	294,41	0,72	0,0004	-/-
2 Рибальська	C ₂ b	2760-2758	= 2700	91	-	$\frac{28,87}{2759}$	-	1,143	$\frac{73}{2700}$	202,93	60760,48	13477,90	2746,34	125229,60	365,32	42,70	107,46	7,99	8,69	248,82	0,75	0,0022	-/-
39 Березівська	C-3-4	4652-4646 4635-4610 4573-4566	= при промівці	-	-	-	-	1,122	-	183,73	59989,56	8717,40	1824,00	113060,97	11,52	122,00	124,47	25,78	8,74	271,90	0,81	0,0001	-/-
48 Березівська	C-5	4730-4736	= ПД-3м	-	-	-	-	1,120	-	171,32	46122,39	13226,40	4499,20	107240,78	16,56	219,60	127,70	28,77	9,05	84,00	0,66	0,0002	-/-
1 Степова	C-5	4956-4946	$\frac{5}{3000}$	-	1000	$\frac{53,57}{4951}$	-	1,089	120,2	139,20	40529,45	9919,80	2188,80	85652,25	375,29	536,80	106,22	10,77	9,98	100,53	0,72	0,0032	-/-

3. ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНИХ ВІДКЛАДІВ.

3.1 Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів.

Газоносність Михайлівського родовища пов'язана з відкладами візейського ярусу нижнього карбону, до яких входять продуктивні горизонти В-14, В-15, В-16, В-20-21, В-24 та В-25-26. Колекторами для цих продуктивних пластів є теригенні гранулярні відклади (порово-тріщинного типу) — це пласти В-14а, В-14б, В-15а, В-15б, В-16а1, В-16а2, В-16а3, В-16б1, В-16б2, а також піщано-карбонатні відклади порового, порово-тріщинного і тріщинного типів (пласти В-20-21, В-24, В-25-26).

Інформація про фізико-літологічні властивості колекторів продуктивних пластів і покришок Михайлівського родовища базується на даних промислово-геофізичних досліджень свердловин та лабораторних аналізах кернового матеріалу.

Керн з продуктивної частини візейського ярусу був відобраний у свердловинах №№14, 15, 20, 22, 25, 26, 27, 29, 44, 107, 112, 114. Лабораторні дослідження керна проводились у відділі досліджень гірських порід та підрахунку запасів газу в ДП «Полтава РГП».

Основні параметри фізичних властивостей визначались за загальноприйнятими методиками: відкрита пористість — методами Гаронна та Преображенського, газопроникність — на апараті ГК-5, карбонатність — ваговим методом, гранулометричний склад — ситовим методом. Літолого-петрографічні характеристики вивчались за допомогою мікроскопії шліфів.

При підготовці матеріалів для підрахунку запасів враховували всі лабораторні результати, що стосуються газонасичених і водонасичених інтервалів продуктивних розрізів, а також відкидали результати для ущільнених інтервалів згідно з даними ГДС.

Аналіз якості та представленості керна у розрізі наведено у таблиці 3.1. Дані про літолого-фізичні властивості порід продуктивних пластів, а також результати лабораторних визначень відкритої пористості і проникності також представлені у таблиці 3.1.

Горизонт В-25-26

Продуктивний горизонт В-25-26 є найбільшим за промисловим значенням на Михайлівському родовищі і простежується у свердловинах №№ 20, 44, 112, 114, 115, 116, 117, 118 та 200. Інші свердловини на родовищі не досягли глибини залягання цього горизонту. Товщина розкритого горизонту варіюється від 69 м (свердловина №44) до 87 м (свердловина №116).

За літологічним складом горизонт представлений чергуванням вапняків, пісковиків та аргілітів. Аргіліти мають темно-сірий і чорний колір, вуглисту структуру, щільні, середньої міцності, з тріщинами по нашаруваннях, сильно

алевритизовані. В деяких зразках (свердловина №114) виявлені дрібні включення піриту. Органічні залишки присутні у невеликій кількості, переважно у вигляді дрібного невизначеного детриту.

Алевроліти темно-сірі до чорних, погано відсортовані, піщанисті, не реагують з HCl, мають виражену шарувату текстуру. Шаруватість зумовлена присутністю прошарків товщиною 0,5–1 см, що складаються з різнозернистого піщаного матеріалу з гравієм. Спостерігається велика кількість дрібних тріщин, спрямованих у різні боки. В алевролітах є численні стилітові шви.

Вапняки чорного кольору (у ділянках з підвищеним вмістом карбонату — темно-сірі), глинисті, мікрозернисті, щільні, міцні, добре реагують з HCl, характерна прихована тріщинуватість. Зустрічаються включення піриту, а також у невеликій кількості органічні рештки (двостулкові, остракоди, рослинні фрагменти та невизначений детрит). По нашаруванню вапняк переходить у мергель (свердловина №114).

Згідно з петрографічним описом керна (свердловина №200), вапняк має мікро- та тонкозернисту глинисту структуру, є доломітизованим, містить органічні залишки, має темно-сірий до чорного колір, щільний та міцний з черепашковим зломом. Реакція з HCl уповільнена, але бурхлива, у порошок — стрімко бурхлива.

Під мікроскопом порода має дрібнозернисту, мікро- та тонкозернисту структуру з елементами пелітоморфної текстури. Шаруватість зумовлена прошарками мікро- та тонкозернистого вапняку з відносно низьким вмістом дрібнозернистого ромбодричного доломіту (близько 30%) та глинистої пелітоморфної домішки.

Органічні залишки (близько 15%) в окремих прошарках мають інтенсивне кородування глинисто-карбонатним субстратом, доломітизовані, піритизовані, а рідше заміщені мікро- та тонкозернистим глинистим карбонатом.

Порода складається з дрібних, чітко виражених ромбодричів доломіту на фоні чорної ізотропної глинисто-карбонатної маси, неоднорідного глинисто-карбонатного субстрату, просоченого темною органічною речовиною у різній концентрації. У прошарках зі зменшеною щільністю бітумінозних утворень спостерігається мікро- та тонкозерниста структура карбонатного (кальцитового) субстрату з глинистою, вуглефікованою пелітоморфною домішкою, рівномірно розподіленою у мікрозернистому карбонаті. Відзначаються поодинокі кородовані зерна кварцу дрібно пісочного розміру.

Окремі прошарки розділені смугами піритизації, яка, ймовірно, розвинена по тріщинах.

За результатами мікропалеонтологічних досліджень у зразках вапняку виявлено поодинокі деформовані залишки черепашкового детриту, уламки криноїдей, тонкостінні остракоди та дрібні спікули губок.

Згідно з описом шліфів (свердловина №112), алевроліт є крупнозернистим, кварцовим, містить дрібні лусочки мусковіту, уламки кременистої породи, зеленуваті аксесуари, вуглисті частинки та дрібні округлі включення бітуму. Цемент складається з регенераційного кварцу з плямистим карбонатним цементом базального типу. Зерна прилягають дуже щільно. У деяких порах присутній каолінітовий цемент, який часто забарвлений вуглистою речовиною.

В межах горизонту визначений пласт В-25-26, що продуктивний у свердловинах №№ 20, 44, 106, 112, 114, 116, 117, 118 та 200. Свердловини №№112 і 106 лише частково розкрили поклад, інші свердловини родовища не досягли глибини залягання пласта. Дані за свердловиною №115 відсутні.

Для цього пласта характерна значна варіабельність як загальної, так і ефективної товщини, а також фільтраційно-ємнісних властивостей як по площі, так і в розрізі родовища.

Керном пласт В-25-26 описаний у свердловинах №№ 20, 44, 112 та 114. За результатами опису керна та ГДС, колекторами виступають проникні пісковики та вапняки.

Пісковики темно-сірі та світло-сірі, дрібнозернисті, кварцові, міцні, слюдисті, слабо реагують з HCl, мають запах конденсату. У деяких зразках (свердловина №44) пісковики мають кременисту структуру, містять вертикальні мікротріщини, дуже міцні, з включеннями піритизованого матеріалу.

Продуктивна частина пласта, представлена проникним вапняком, у керні не представлена.

Літолого-фізичні властивості визначалися за зразками керна із свердловин №№ 20, 44, 112 та 114. Відкрита пористість пісковиків коливається від 6,0% (свердловина №44) до 16,7% (свердловина №112), алевролітів — від 6,3% до 21,8% (обидва — свердловина №112). Газопроникність пісковиків варіюється від $1,2 \cdot 10^{-15}$ м² (свердловина №44) до $104,1 \cdot 10^{-15}$ м² (свердловина №20), алевролітів — від $1,95 \cdot 10^{-15}$ м² до $27,8 \cdot 10^{-15}$ м² (обидва — свердловина №112). Карбонатність пісковиків досягає 22,2% (свердловина №20), алевролітів — 26,6% (свердловина №112).

За даними гранулометричного аналізу керна пісковика (свердловина №20) переважають зерна розміром більше 0,5 мм (від 15,6% до 22,85%) та фракції 0,5–0,25 мм (від 21,85% до 37,6%), тоді як найменше представлена фракція дрібніше 0,01 мм (від 8,8% до 11,5%).

За даними ГДС загальна товщина газонасиченого пласта В-25-26 коливається від 5,8 м (свердловина №106) до 69,4 м (свердловина №20), ефективна товщина — від 5,4 м (свердловина №106) до 15,6 м (свердловина №44). Коефіцієнт пористості знаходиться в межах 7,3% (свердловина №200) — 12,1% (свердловина №112), газонасиченість — від 78,9% (свердловина №200) до 94,5% (свердловина №116).

У свердловинах №№ 44 та 116 в пласті виділені прошарки газонасиченого вапняку, товщина яких коливається від 0,8 м до 6,0 м, ефективна товщина — від 0,6 м до 5,4 м, пористість — від 6,5% до 7,5%, газонасиченість — від 81% до 88%.

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
44	94504	5871-5877	п-к д/з, слабозцемент.	19,2	96,85	2,13							екстрагувався	
	94505		п-к д/з, середньозцемент.	12,9	16,37	2,29	0,5						екстрагувався	
	94506		п-к д/з, середньозцемент.	11,3	6,67	2,32								
	94507		п-к д/з, щільний	7,8	0,67	2,45	4,2						екстрагувався	
	94508		п-к д/з, середньозцемент.	12,4	6,00	2,32							екстрагувався	
	94509		п-к д/з, слабозцемент.	17,1	81,63	2,18	1,3							
	94510		п-к д/з, слабозцемент.	16,6	16,55	2,20								
	94511		п-к д/з, міцний	3,1	зруйн.		11,7							
	94512		п-к д/з, щільний	8,8	0,35	2,41	0,2							
	94513	5884-5889	п-к д/з, середньозцемент.	10,5	1,22	2,36								тріщина
	94514		п-к д/з, щільний	5,0	21,99	2,51	0,6							
	94515		п-к д/з, середньозцемент.	11,1	7,86	2,33								
	94516		п-к д/з, міцний	5,5	0,49	2,52								
	94569	5889-5896	п-к д/з, міцний	4,2	1,20	2,52	1,5							
	94570		п-к д/з, щільний	9,6	1,20	2,38								
	94571		п-к д/з, міцний	2,0	0,45	2,60	0,4							
	94572		п-к д/з, міцний	2,4	0,40	2,38								
	94676	5904-5914	п-к д/з, міцний	1,0	9,32	2,64	9,9							тріщина
	94677		п-к д/з, міцний	6,8	16,05	2,46								тріщина
	94678		п-к д/з, міцний	4,9	≈0	2,51	0,6							
94679		п-к д/з, міцний	6,0	2,04	2,49									
94680		п-к д/з, міцний	5,3	≈0	2,50	1,6								
94681		п-к д/з, міцний	3,5	≈0	2,55									

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
44	94682		п-к д/з, міцний	3,4	≈0	2,56	0,8						
	94683		п-к д/з, міцний	2,1	≈0	2,59							
	94684		п-к д/з, міцний	3,6	зруйн.		0,4						
112	16631	5797-5806	пісковик	16,1	24,6	2,23	0						
	16631 ₁		пісковик	16,3	36,8	2,22	0						
	16631 ₂		пісковик	15,7	26,8	2,24	0						
	16631 ₃		пісковик	16,7	37,1	2,21	0						
	12534	5797-5797,65	алевроліт т. сір., к/з, піщан.	3,4	<0,01	2,53	5,1						
	12635		алевр. т. сір. з кор., к/з, піщан.	11,4	16,7	2,30	3,4						
	12587	5797,65-5798,7	алевроліт т. сір., к/з, піщан.	6,3	мало відбір.	2,49	0,9						
	12588		алевр. т.сір. до чорн., к/з, піщан., дуже міцний	3,0	мало відбір.	2,54	1,3						
	12589		алевр. т.сір. до чорн., к/з, піщан., дуже міцний	3,1	не прон.	2,54	0,9						
	12590		алевр. т. сір. з кор., к/з, піщан.	9,3	2,17	2,41	1,3						
	12591	5798,7-5799,7	алевр. т. сір. з кор., к/з, піщан.	11,9	13,12	2,30	0,9						
	12592		алевр. т. сір. з кор., к/з, піщан.	12,1	14,75	2,28	0,9						
	12593		алевр. т. сір. з кор., к/з, піщан.	9,2	1,95	2,38	0,4						
	12594		алевр. т. сір. з кор., к/з, піщан.	13,4	27,80	2,23	0,4						
	12646	5799,7-5806,3	алевр. чорн., міцний	0,5	зруйн.	2,61	0,4						
	12647		алевр. сір., міцний, щільн.	8,7	<0,01	2,38	0,4						
	12648		алевр. т-сір., міцний, щільн.	4,6	<0,01	2,47	0,3						
12649		алевр. т-кор., к/з, міцний	19,2	106,02	2,07	0,4							
12650		алевр. т-кор., к/з, міцний	20,3	106,21	2,01	0,4							
12651		алевр. т-кор., к/з, міцний	20,3	109,16	2,04	0,8							

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
112	12652		алевр. т-кор., к/з, міцний	21,8	100,35	2,03	1,2						
	12653		алевр. т-кор., к/з, міцний	0,6	<0,01	2,64	0,8						
	12773	5809,7-5816,0	алевр. т-сір. з кор. відт., к/з	21,3	791,15 тр.	2,06	0,4						
	12774		алевр. т-сір. до чорн., м/з, долом.	3,0	<0,01	2,61	26,6						
	12775		алевр. т-сір. до чорн., д/з	1,7	зруйн.	2,61	1,3						
	12776		алевр. т-сір. до чорн., д/з	0,9	<0,01	2,63	0,4						
	12777		алевр. т-сір. до чорн. з кор. відтінком, д/з	5,7	0,25	2,51	5,1						
	12778	5816,0-5822,0	алевр. т-сір., д/з, доломітиз.	2,0	<0,01	2,65	20,2						
	12779		аргіліт чорн., алевритистий	1,4	зруйн.	2,58	1,3						
	12780		алевр. т-сір, з кор. відтінком, к/з	5,8	<0,01 тр.	2,48	0,8						
114	16637	5896,6-5896,9	пісковик	7,39	4,22	2,43	0						
	16637 ₁		пісковик	7,33	4,8	2,44	0						
	16637 ₂		пісковик	6,51	2,58	2,46	0						
	16637 ₃		пісковик	6,23	1,26	2,47	0						
	16637 ₄		пісковик	8,65	5,64	2,40	0						
	16637 ₅	5896,9-5896,6	пісковик	8,62	-	2,40	0						
	13033	5900,2-5903,8	аргіліт, темно-сір.	0,7	не прон.	2,65	0,7						
	13034		аргіліт, темно-сір.	1,3	зруйн.	2,69	1,3						
	13035		аргіліт, темно-сір.	1,5	зруйн.	2,68	1,5						
	13036		ал-т к/з, піщан., т/сір. до чорн.	1,2	<0,01	2,64	1,2						
	13037		ал-т к/з, піщан., т/сір. до чорн.	1,5	0,91 тр.	2,64	1,5						
	13038	5903,8-5905,0	п-к сір. з кор.відтін., кварц., д/з	5,5	<0,01	2,49	5,5						
	13038(a)		п-к сір. з кор.відтін., кварц., р/з	5,9	4,01	2,47	5,9						

Закінчення таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
114	13039		п-к сір. з кор.відтін., кварц., д/з	5,4	0,41	2,48	5,4						
	13040		п-к сір. з кор.відтін., кварц., д/з	4,4	<0,01	2,52	4,4						

3.1.1 Аналіз ємнісних параметрів порід-колекторів.

Дослідження фізичних властивостей порід продуктивних пластів Михайлівського родовища проводилось на основі аналізу зразків керна та геофізичних даних. Кернові зразки відібрані з 12 свердловин, проте освітленість кернами різна: найкраще вивчено основний продуктивний горизонт В-16, а гірше — горизонти В-14, В-15 і В-25-26, причому у В-14 і В-15 переважно представлені ущільнені різновиди порід. Для горизонтів В-20-21, В-22-23 та В-24 кількість ущільнених зразків невелика, тому характеристики колекторів, особливо карбонатних, залишаються недостатньо повними.

Лабораторні роботи виконувалися в спеціалізованих лабораторіях та визначалися такі параметри: об'ємна густина, відкрита пористість, абсолютна та ефективна проникність, карбонатність, вагова глинистість, залишкова водонасиченість, питомий електричний опір, а також параметри пористості і газонафтонасиченості.

Продуктивні колектори здебільшого представлені пісковиками, алевролітами та в меншому обсязі — карбонатами.

На основі схожості колекторських, літологічних і геофізичних властивостей продуктивні пласти було поділено на три групи:

1. Пісковики верхнього візе (горизонти В-14 – В-20-21).
2. Карбонати горизонтів В-20-21, В-24.
3. Пісковики нижнього візе (горизонт В-25-26).

Колектори візейських відкладів Михайлівського родовища характеризуються складною структурою порового простору. Для них типова міжзернова пористість з високим ступенем структурних змін під впливом катагенезу, тектонічних рухів та інших факторів, що призвело до розвитку тріщинуватості. Наявність тріщин підтверджується як лабораторними дослідженнями кернів, так і геофізичними даними (зниження показників опору МБК, БК, збільшення діаметра свердловин тощо). Ефективність геофізичних методів для виявлення тріщинуватих колекторів могла б підвищитися при повторних вимірах, проте такі дослідження на родовищі не проводилися.

Пісковики сірого та світло-сірого кольору, крупносередньозернисті, кварцові, з карбонатно-глинистим цементом, тріщинуваті. По тріщинах спостерігається білий кристалічний кварцит, місцями відчувається запах конденсату. Основний мінеральний склад — кварц (80–90%) з домішками польових шпатів (10–15%), плагіоклазів, слюд та уламків кременистих порід. Кварцові зерна кутуваті, регенеровані, пов'язані конформно; місцями

проявляються слабівражені стиліоліти, пов'язані з накопиченням слюд та аксесорних мінералів (циркон, турмалін, анатаз). Цемент поровий, базально-поровий, складається з каолініту, кристалічно-зернистого анкериту, присутні сфероліти і сидерити, а також плівки і часточки бітуму. Контакти між зернами переважно конформно-регенеративні.

Вапняки темно-сірого кольору, дуже міцні, дрібнозернисті, приховано-кристалізовані, швидко реагують з HCl (бурхливо скипають), складаються з дрібнозернистого перекристалізованого кальциту, численних форамініфер та поодиноких остракод. Камери форамініфер перекристалізовані, стінки утворені пелітоморфним кальцитом. Між кальцитовими зернами тонкі плівки поліморфної бурої глинистої речовини з домішками піритового пилу. По окремих залишках спостерігається альбіт. Виявляються поодинокі зерна кварцу алевритової фракції та дрібні ромбоподібні зерна доломіту з нерегулярною формою. Присутні слабо виражені стиліолітоподібні прожилки глинистої речовини. Цемент глинистий, значно затемнений вуглисто-піритовим матеріалом.

Покришками для продуктивних пластів є товсті (40–80 м) пачки алевроліто-аргілітового складу з прошарками вапняку. Алевроліт темно-сірий до чорного, дуже міцний, слюдистий, місцями переходить у міцний пісковик. Аргіліт темно-сірий до чорного, вапнистий, щільний, сильно піритизований.

Мінеральний склад, кількість, якість та тип цементу, ступінь вторинних перетворень (під впливом тиску, температури, складу флюїдів) визначають різноманітність фізичних та колекторських властивостей досліджених порід.

Аналіз лабораторних досліджень кернів показав, що колекторські властивості продуктивних горизонтів (пористість, ефективна проникність, залишкова водонасиченість, карбонатність) змінюються в широкому діапазоні (див. табл. 3.2). На рисунках 3.1–3.2 наведено криві розподілу цих параметрів для колекторських і неколекторських різновидів окремо для стратиграфічних підгруп теригенних порід В-25-26. У таблиці 3.2 представлені діапазони і середні значення показників пористості, проникності, карбонатності та глинистості і середні значення параметрів K_p , $K_{пр}$, S_a , $K_{гл}$.

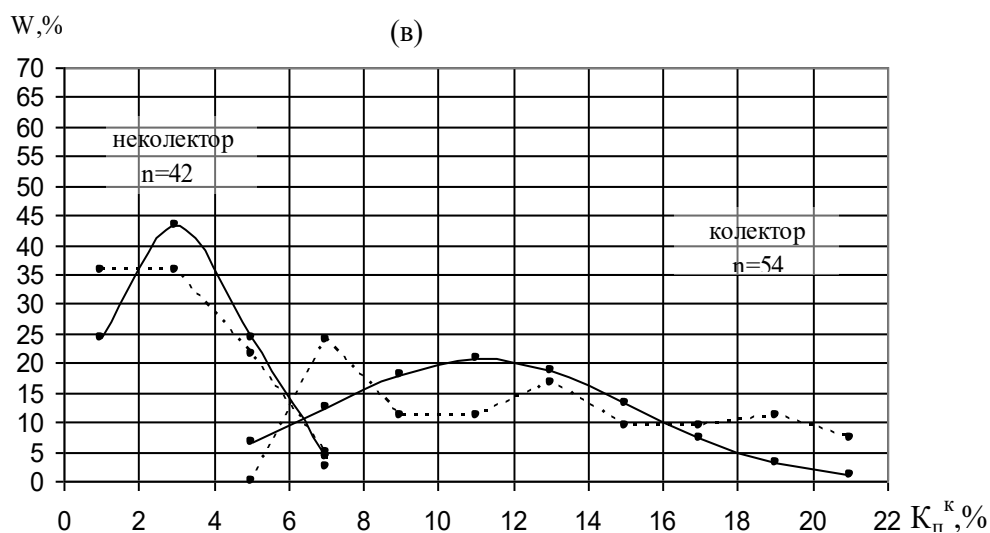


Рисунок 3.1 — Розподіл пористості колекторів і неколекторів для піщано-глинистих відкладів В-25-26 Михайлівського родовища

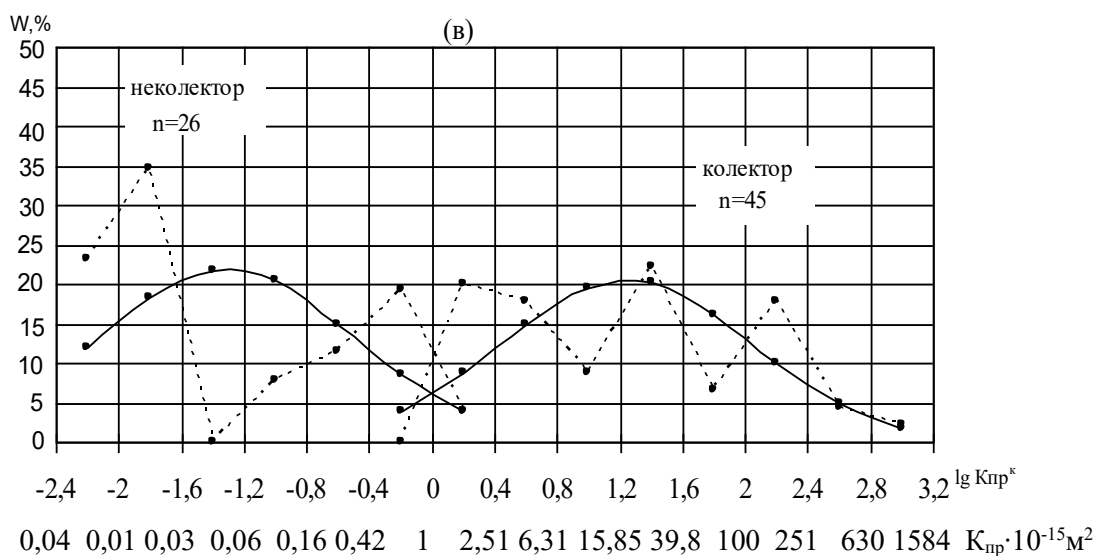


Рисунок 3.2 — Розподіл проникності колекторів і неколекторів для піщано-глинистих відкладів В-25-26(в) Михайлівського родовища

Таблиця 3.2 – Діапазони зміни K_p , $K_{пр}$, S_a , $K_{гл}$ по керну теригенних порід Михайлівського родовища

Горизонт и	$K_p^k, \%$		$K_{пр}^k \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$		$K_{гл}^k, \%$		$S_a^k, \%$	
	діапазо	середн	діапазо	середн	діапазо	середн	діапазо	середн
	н	є	н	є	н	є	н	є

В-25-26	6,0-19,2	11,3	0,7-800	10,0				
---------	----------	------	---------	------	--	--	--	--

Найкращими колекторськими характеристиками серед досліджених пластів володіють пісковики горизонтів В-16 та В-25-26. Для горизонту В-25-26 значення відкритої пористості змінюється від 6,0 до 19,2 %, а проникності — від 0,7 до $800,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при цьому середні значення складають відповідно 11,3 % та $10,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Аналіз отриманих даних свідчить, що в більшості випадків (приблизно 85–90 %) пористість піщаних колекторів горизонтів В-16 і В-25-26 перебуває в межах 7,0–13,0 %. Проникність у 80 % зразків для цих горизонтів складає $1,0\text{--}40,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, тоді як для горизонтів В-14–15 — $1,0\text{--}16,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Максимальні значення проникності зафіксовані у пісковиках горизонту В-16 і сягають $1580,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Через обмежену кількість кернових зразків карбонатних порід зробити узагальнені висновки щодо їх колекторських властивостей проблематично. Наявні зразки представлені переважно щільними різновидами з низькими параметрами: пористість — 0,4–1,3 %, проникність — до $0,06 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Геофізичні властивості піщано-алевролітових порід варіюють у широких межах, залежно від пористості, глинистості, типу та ступеня насиченості тощо (див. табл. 3.3).

Зокрема, питомий електричний опір (ρ) газонасичених теригенних відкладів горизонтів СІv₂ та В-25-26 становить 17,0–450,0 та 15,0–200,0 Ом·м відповідно. Середні значення — 65,0–106,0 та 92,0 Ом·м. Для водонасичених пластів подібний аналіз провести неможливо через малу кількість водоносних інтервалів (усього три). У неколекторських різновидах значення питомого опору змінюється в межах 58,0–600,0 Ом·м, у середньому близько 160,0 Ом·м.

Таким чином, продуктивні колектори Михайлівського родовища зазвичай мають високі значення питомого опору — до 450,0 Ом·м. Це пов'язано як з високою продуктивністю порід, так і з особливостями будови порового простору (наприклад, окварцованість, регенерація зерен кварцу тощо).

Природна радіоактивність піщаних колекторів горизонтів СІv₂ та В-25-26 знаходиться в межах 1,6–6,6 та 1,4–5,0 мкр/год відповідно, із середніми значеннями 3,0–4,1 та 2,9 мкр/год (див. табл. 3.3).

Інтервальний час (ΔT) для піщаних колекторів і неколекторських порід СІv варіює відповідно в діапазоні 195–248 та 180–215 мкс/м. Середні значення — 204–210 мкс/м для колекторів та 195 мкс/м для неколекторів (див. табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Загальна характеристика колекторів продуктивних горизонтів Михайлівського родовища [2]

Параметри	h _{эф.} , м		I _y , мкр/год.		ΔT, мкс/м		K _п ^к , %		K _п ^{ГДС} , %		K _{пр} ^к ·10 ⁻¹⁵ м ²		K _{пр} ^{ГДС} ·10 ⁻¹⁵ м ²		ρ _п , Омм		K _{пр} , %	
	газонасич.	водонас., обводн.																(середня по горизонту)
X-р насичення																		
Індекс горизонту																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
			2.2-3.2						5.5-9.5						73.0-800.0		82-97	
В-25-26 (пісковики)	10,7		2,9		210		11,5		9,5		35,44		41,2		91,8		90	
			1.4-5.0		196-248		6.4-18.6		6.0-18.5		2.0-211.8		0.8-750.8		15.0-200.0		74-98	
В-25-26 (вапняки)	4,0		3,1		189				7,3						95,4		87	
			2.4-3.6		185-190				6.5-7.5				84-160		87-89			

Примітка: 4.5 (середньозважена величина)
2.1-6.4 (межа параметру)

3.2 Фізико-хімічна характеристика газу і конденсату

Газоконденсатні властивості візейських продуктивних горизонтів Михайлівського родовища вивчались шляхом випробування свердловин і дослідження газоконденсатних покладів.

Промислові випробування свердловин на наявність конденсату, а також відбір зразків газу і конденсату для подальшого лабораторного аналізу рідких, газоподібних вуглеводнів і рекомбінованих пластових систем проводилися по свердловинах №№ 15, 20, 25, 44, 82) та св. № 112 відповідно до чинних методичних рекомендацій [6].

На підставі промислових і лабораторних досліджень були встановлені такі параметри:

- хімічний склад пластового газу;
- фізико-хімічні властивості конденсату;
- потенційний вміст C_{5+} компонентів (пентани та вищекипляючі вуглеводні), етану, пропану, бутанів, а також неуглеводневих газів (гелій, азот, CO_2) у газі;
- фазовий стан флюїду, величина ретроградних втрат і коефіцієнт видобутку конденсату при розробці на режимі природного виснаження.

Газоконденсатні випробування проводилися як шляхом промислових відборів газу, так і за допомогою методу малих відборів газу (МТСУ) із застосуванням газорідинного змішувача. Важливо зазначити, що обраний метод дослідження суттєво не впливав на результати, оскільки спосіб малих відборів використовувався переважно для об'єктів з низьким вмістом конденсату (зокрема, свердловини №№ 15 та 82) і при дотриманні технічних вимог забезпечував достовірні результати.

У межах родовища були досліджені поклади таких пластів:

- В-14а, В-15а, В-16а3, В-1662 (у свердловині № 82),
- В-1662 (у св. № 25, 15, 44, 112),
- В-20-21 (у св. № 25 і 44),
- В-25-26 (у св. №№ 20 і 44) — див. табл. 3.4.

Результати промислових випробувань засвідчують, що поклади верхньо- та нижньовізейських горизонтів загалом мають низький вміст конденсату у газі. Так, конденсатогазовий фактор (КГФ) для стабільного конденсату, незалежно від горизонту, зазвичай становить 26,3–53,2 $см^3/м^3$. Виняток — свердловина № 44, розташована на північно-західному схилі структури: з горизонту В-20-21 тут отримано приплив газу з високим вмістом конденсату (КГФ — 370,3 $см^3/м^3$), що суперечить загальній тенденції зменшення C_{5+} компонентів із глибиною (понад 5500 м) як на цьому родовищі, так і в межах

усієї Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Цей пласт у свердловині № 44 досліджувався двічі:

- січень 1996 року — випробування на глибині 4500 м з перфоратором у НКТ;
- березень–квітень 1996 року — повторне випробування без перфоратора, на тому ж режимі (штуцер 7 мм).

В обох випадках отримано промислові притоки з високим КГФ (370,3 і 497,1 $\text{см}^3/\text{м}^3$ відповідно). Однак при повторному дослідженні погіршилися фільтраційні властивості привибійної зони, ймовірно, через забруднення свердловини або її погану очистку. Якщо під час першого випробування дебіт на 6 мм штуцері сягав 71,3 тис. $\text{м}^3/\text{доб.}$ при депресії 21,7 %, то при повторному — дебіт знизився до 52,3 тис. $\text{м}^3/\text{доб.}$, при цьому депресія зросла до 51,5 %.

Враховуючи часткове відновлення пластового тиску (50,53 МПа на глибині 5716,5 м), що складає лише 0,88 умовного гідростатичного тиску через негерметичність експлуатаційної колони, результати досліджень по горизонту В-20-21 у свердловині № 44 потребують додаткового уточнення й не були враховані при визначенні розрахункових параметрів.

Інші об'єкти показали різні ємнісно-фільтраційні характеристики. Для верхньовізейських горизонтів (В-14а, В-15а, В-16а3, В-16б2 — св. № 15, 25, 82, 44, 112) при дебітах газу 188,4–607,0 тис. $\text{м}^3/\text{доб.}$ депресія на вибої становила 17,5–34,7 %. У той же час нижчележачі горизонти (В-20-21 — св. № 25, В-25-26 — св. №№ 20, 44) мали гірші показники: при менших дебітах (78,4–172,3 тис. $\text{м}^3/\text{доб.}$) депресія досягала 28,8–56,8 %.

Це підтверджується і за значеннями абсолютно вільного дебіту:

- для верхніх горизонтів — 659,0–1376,4 тис. $\text{м}^3/\text{доб.}$;
- для нижніх (включно з св. № 44) — значно нижчі значення: 101,4–382,0 тис. $\text{м}^3/\text{доб.}$

Таблиця 3.4 – Умови відбору проб газу і конденсату по підрахункових об'єктах [2, 4, 5]

№ св.	Пласт	Інтервал перфорації, м	Рпл, МПа	Тпл, К	Насосно-компресорні труби		Діаметр штуцера, мм	Тиск, МПа			Депресія на пласт, МПа %	Дебіт газу, тис.м ³ /доб.	Дебіт конденсату, м ³ /доб.		Конденсатогозовий фактор, см ³ /м ³		Умови сепарації		Тип сепаратора	Дата відбору проб
			Н, м	Н, м	Діаметр, мм	Глибина спуску, м		Ртр	Рзтр	Рвиб			сирого	стабільного	сирого	стабільного	Р, МПа	Т, К		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
20	В-25-26	5646-5677; 5695-5707; 5713-5723; 5728-5735	<u>65.84</u> 5690,5	<u>413.5</u> 5600	73,0 60,3	5615,0	5	32,27	33,06	46,87	<u>18.97</u> 28,8	172,3	6,84	5,88	39,7	34,2	5,79	267	ГС-1002	11.06.86
44	В-25-26	5863-5875; 5880-5886; 5889-5896; 5904-5921	<u>59.45</u> 5892,0	<u>414.7</u> 5800	73,0 60,3	5816,0	7	20,10	21,40	32,55	<u>26.90</u> 45,2	161,5	8,1	6,3	50,1	39,0	4,90	263	ГЖ-64-1000	02.09.95

Примітка: *Дослідження проведені після вилучення перфоратора із НКТ без відбору проб газу і конденсату на аналіз

Результати лабораторних досліджень складу пластових газів, фізико-хімічних властивостей пентанів та важких вуглеводнів, а також термодинамічних параметрів рекомбінованих пластових систем для об'єктів підрахунку представлені в таблицях 3.5–3.8.

Горизонти В-14а, В-15а, В-16а₃, В-16б₂ досліджувалися в експлуатаційній свердловині № 82 у зоні перфорації 5022–5390 м методом малих відборів газу (установкою МТСУ) за сприятливих гідродинамічних умов. Газовий дебіт свердловини складав 485 тис. м³/доб., що забезпечувало повне винесення конденсату на поверхню. Це свідчить про достовірність отриманих даних, які можуть використовуватися як вихідні параметри для обчислення запасів газу та конденсату.

Склад газу включає 87,5% метану, 6,63% етану, 1,29% пропану, 0,45% бутанів і 0,82% (або 37 г/м³ сухого газу) вуглеводнів С₅+. Серед неуглеводневих компонентів — 0,02% гелію, 0,20% азоту та 3,09% СО₂. Конденсат характеризується густиною 792,6 кг/м³ і молекулярною масою 123,2. Він містить 84% бензинових фракцій (до 200°C), 0,63% асфальтено-смолистих речовин і 0,05% твердих парафінів.

У змодельованих пластових умовах (фазорівноважна бомба) рекомбінована система перебуває в однофазному парогазовому стані при будь-якому зниженні тиску, тобто ретроградна конденсація відсутня. Це пов'язано як з низьким потенційним вмістом конденсату, так і з високою пластовою температурою (399 К на глибині 5171 м) і значною часткою етан-пропан-бутанової фракції (8,37%).

Пласт В-25-26.

Цей горизонт досліджувався у свердловинах № 20 та № 44, розташованих у різних структурних блоках.

У свердловині № 20 (присклепінна частина) в інтервалах 5646–5677; 5695–5707; 5713–5723; 5728–5735 м при дебіті 172,3 тис. м³/доб. (7 мм штуцер) та депресії 28,8% було отримано кондиційні результати, придатні для розрахунків запасів. Газ містив 92,85% метану, 2,58% етану, 0,52% пропану, 0,28% бутанів, 0,70% С₅+ (33,8 г/м³ сухого газу), 0,02% гелію, 0,53% азоту та 2,52% СО₂.

Конденсат має густину 771,8 кг/м³, молекулярну масу 128,3, у ньому — 65% бензинових фракцій, 0,55% асфальтено-смолистих речовин і 0,04% парафінів.

Термодинамічні дослідження показали, що система є суттєво недонасиченою рідкими вуглеводнями. Тиск початку конденсації — 7,5 МПа, що на 58,33 МПа нижче початкового пластового. Ретроградні втрати за умов зниження тиску до 0,1 МПа становлять лише 3,2% від початкового вмісту С₅+

У свердловині № 44 (північно-західна перикліналь структури) пласт В-25-26 досліджувався в інтервалах 5863–5921 м. Через несприятливі гідродинамічні умови (дебіт 161,5 тис. м³/доб., депресія 45,2%) свердловина працювала у пробковому режимі, що могло спричинити залишення частини С5+ у привибійній зоні. Склад газу і характеристики конденсату схожі з даними свердловини № 20: 91,37% метану, 2,54% етану, 0,85% пропану, 0,41% бутанів, 0,67% С5+ (34 г/м³), 0,41% азоту, 3,72% СО₂ і 0,03% гелію.

Конденсат має густину 772,4 кг/м³ і молекулярну масу 134,2, містить 72% бензинових фракцій, 0,1% смол і 0,35% парафінів.

За груповим складом він належить до метано-ароматичного типу: у фракції до 200°С — 58,1% алканів, 12,8% нафтенів і 29,1% аренів (див. рис. 3.3).

Згідно з термодинамічними дослідженнями, при зниженні тиску до повного виснаження поклад залишається в однофазному парогазовому стані, отже, ретроградна конденсація не спостерігатиметься (рис. 3.4).

У таблиці 3.9 узагальнено всі вихідні параметри, необхідні для розрахунку запасів газоподібних і рідких вуглеводнів візейських покладів Михайлівського родовища.

Таблиця 3.5 – Вихідні дані для розрахунку складу пластових газів підрахункових об’єктів [2, 5].

№ свердловини	Пласт	Інтервал перфорації	Умови сепарації		Вихідний вміст сирого конденсату, см ³ /м ³	Кількість газу, л		Кількість стабільного конденсату, см ³	Густина стабільного конденсату, кг/м ³	Молекулярна маса			Вміст вуглеводнів C ₅₊ в газах, мольн.%		
			Р, МПа	Т, К		дегазації	дебутизації			стабільного конденсату	вуглеводнів C ₅₊ у газі сепарації	середня C ₅₊ пластової системи	дегазації	дебутизації	сепарації
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
20	В-25-26	5646-5677; 5695-5707; 5713-5723; 5728-5735	5,79	267	39,7	2,45		87,5	771,8	128,3	81,97	114,85	5,86		0,20
44	В-25-26	5863-5875; 5880-5886; 5889-5896; 5904-5921	4,90	263	50,1	3,87	0,79	75,0	772,4	134,2	77,73	121,00	1,19	11,46	0,15

Таблиця 3.6 – Властивості пластових газів підрахункових об’єктів [2, 5].

№ св.	Пласт	Інтервал перфорації, м	Склад пластового газу, мольн. %									Молекулярна маса	Густина відносна	Потенційний вміст, г/м ³						
			Метан	Етан	Пропан	Ізобутан	н-бутан	Пентани+вищі	Гелій	Азот	Діоксид вуглецю			Пентани +		На сухий газ				
														на пластовий газ	на газ сепарації	пентани+	етан	пропан	ізобутан	н-бутан
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
20	В-25-26	5646-5677; 5695-5707; 5713-5723; 5728-5735	92,85	2,58	0,52	0,12	0,16	0,70	0,02	0,53	2,52	18,12	0,6255	33,6	33,8	33,8	32,5	9,6	2,9	4,0
44	В-25-26	5863-5875; 5880-5886; 5889-5896; 5904-5921	91,37	2,54	0,85	0,19	0,22	0,67	0,03	0,41	3,72	18,73	0,6466	33,7	34,0	34,0	31,9	15,7	4,6	5,3

Таблиця 3.7 – Властивості конденсатів підрахункових об'єктів [6].

№ свердловини	Пласт	Інтервал перфорації	Густина, кг/м ³	Молекулярна маса	Кінетична в'язкість, 10 ⁻⁶ м ² /с	Фракційний склад, об'ємн. %										Компонентний склад, мас. %			Груповий вуглеводневий склад фракції п.к.-200°С, мас%		
						п.к., °С	до 100°С	до 150°С	до 200°С	до 250°С	до 300°С	до 350°С	к.к.		Залишок	асфальтени	смоли силікагелеві	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
20	В-25-26	5646-5677; 5695-5707; 5713-5723; 5728-5735	771,8	128,3	1,24	46	9	43	65	77	88	94	98	365	1	0,09	0,46	0,04			
44	В-25-26	5863-5875; 5880-5886; 5889-5896; 5904-5921	772,4	134,2	1,15	97	2	51	72	83	94	-	99	345	0	0,00	0,10	0,35	29,1	12,8	58,1

Таблиця 3.8 – Термодинамічна характеристика пластових вуглеводневих систем підрахункових об'єктів [6].

№ свердловини	Пласт	Інтервал перфорації, м	Вихідний вміст сирого конденсату (КГФ), см ³ /м ³	Потенційний вміст пентанів+ у розрахунку на 1 м ³ сухого газу, г/м ³	Завантажено в бомбу рівноваги		Результати диференціальної конденсації									
					сирого конденсату, см ³	пластового газу сухого газу, м ³	Умови дослідження		Рпк, МПа	Кількість конденсату (в розрахунку на сухий газ)					Густина конденсату, кг/м ³	Пластові втрати конденсату, %
							Р, МПа	Т, К		сирого		стабільного				
					см ³	см ³ /м ³			см ³	см ³ /м ³	г/м ³	16	17			
Михайлівське родовище																
20	В-25-26	5646-5677; 5695-5707; 5713-5723; 5728-5735	39,7	33,8	15,78	0,3860 0,3830	0,10 65,84 50,00 5,00 2,50	415,8	7,5	0,00 0,00 0,92 1,10	0,00 0,00 2,40 2,87	0,7	1,40	1,17	835,0	4,4
44	В-25-26	5863-5875; 5880-5886; 5889-5896; 5904-5921	50,1	34,0	7,72	0,1570 0,1560	0,10 59,45 0,10	416,9	-	0,00 0,00	0,00 0,00	0,5 0,0	1,31 0,00	1,09 0,00	835,0 -	3,2 0,0

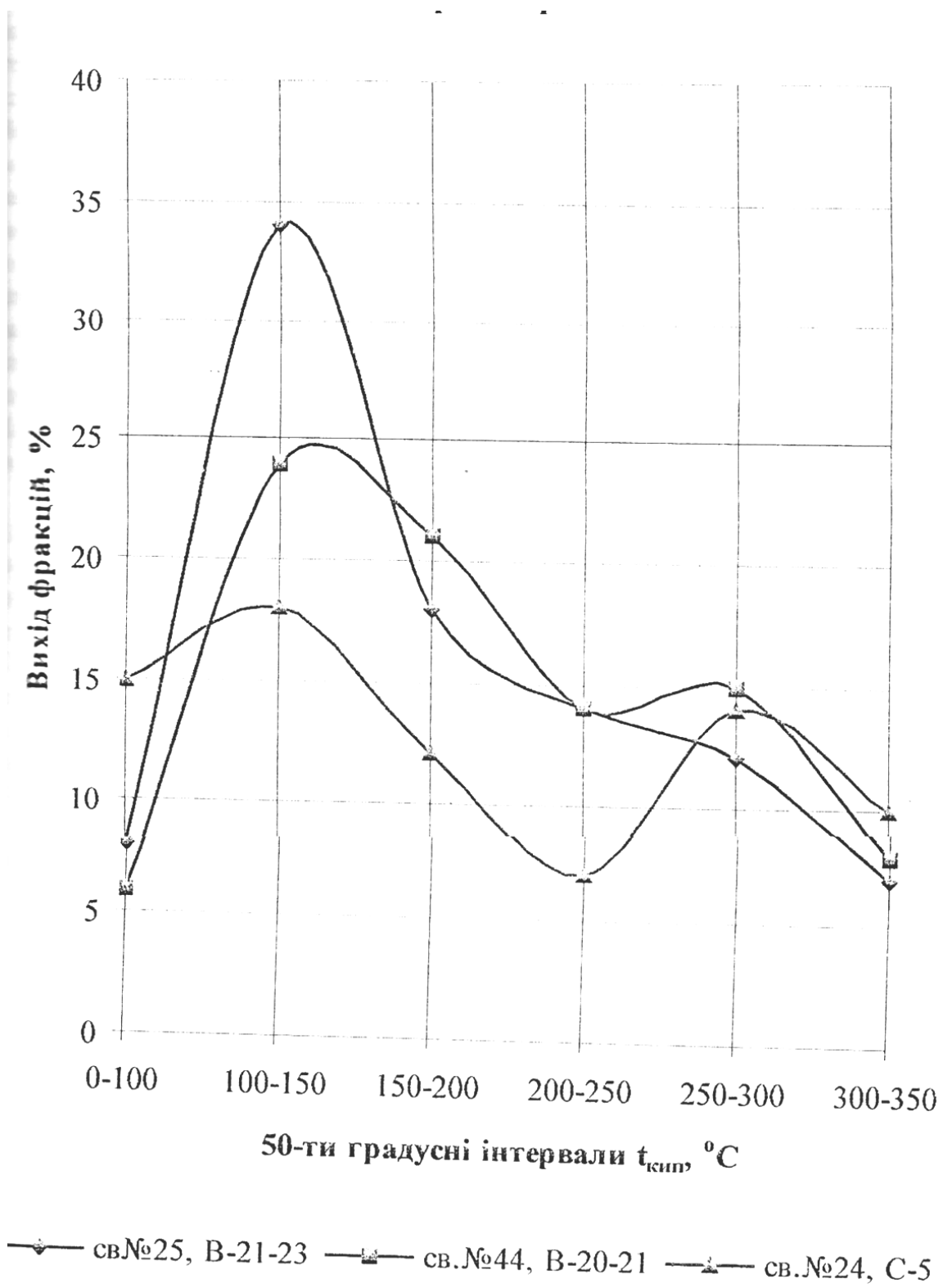
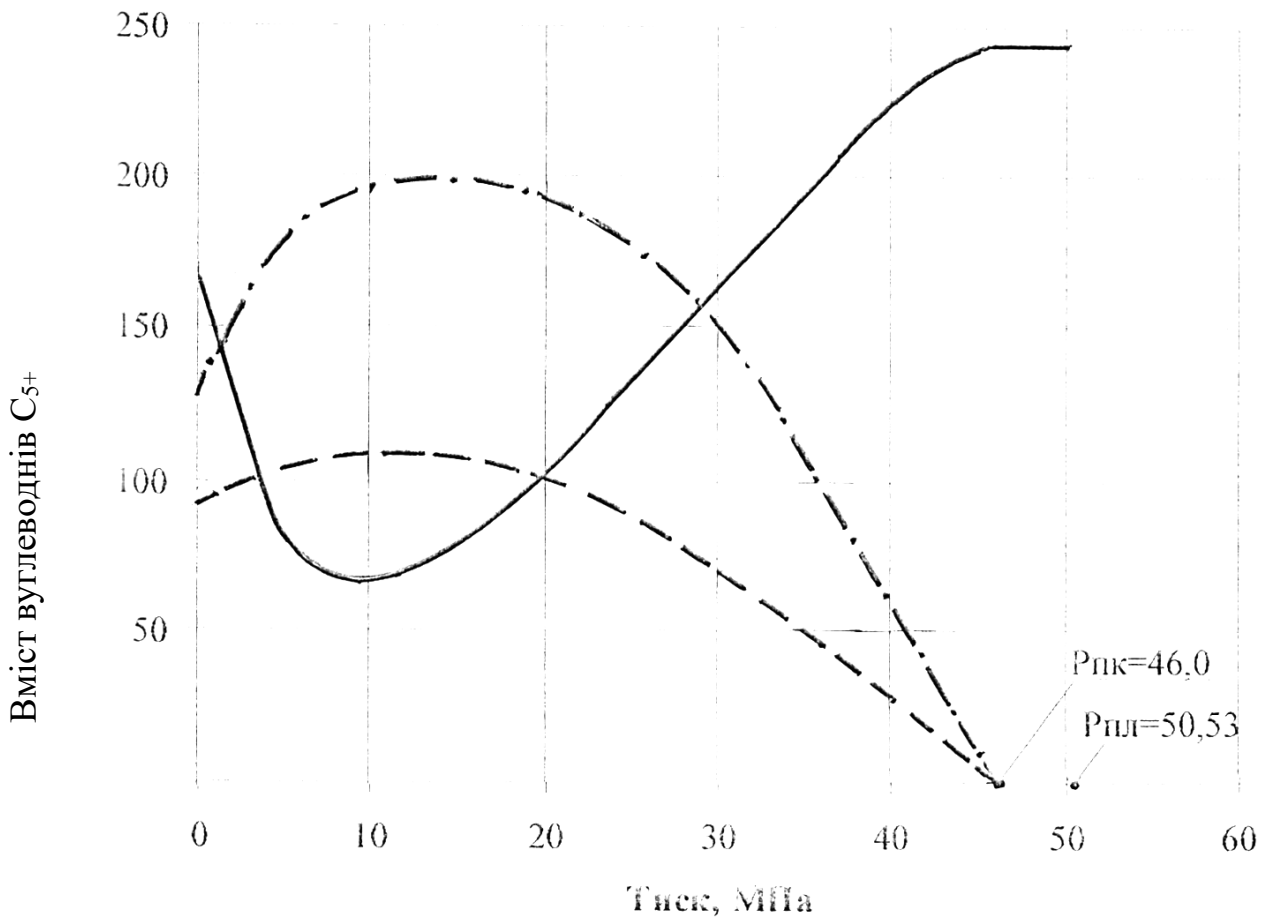


Рисунок 3.3 – Фракційний склад рідкої фази пластових систем [6].



- · — · — · — Пластові втрати сирого конденсату, см³/м³
- - - - - Пластові втрати стабільного конденсату, г/м³
- Потенційний вміст конденсату в газі, що добувається, г/м³

Рисунок 3.4 - Криві диференціальної конденсації пластового газу [6].

Таблиця 3.9 – Вихідні параметри для підрахунку промислових запасів газу і конденсату [2].

Пласт	Склад пластового газу, мольн.%										Властивості газу		Потенційний вміст, г/м ³						Мольна доля		Властивості конденсату	
	метан	етан	пропан	ізобутан	п-бутан	пентані+вищі	гелій	азот	диоксид вуглецю	молекулярна маса	густи на відносна	На сухий газ					на газ сепарації C ₅₊	на пластотий газ C ₅₊	газу сепарації	сухого газу	густина, кг/м ³	молекулярна маса
												етан	пропан	ізобутан	п-бутан	C ₅₊						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
В-25-26 (по св. № 20)	92,85	2,58	0,52	0,12	0,16	0,70	0,02	0,53	2,52	18,12	0,6255	32,5	9,6	2,9	4,0	33,8	33,8	33,6	0,993	0,993	771,8	128,30
В-25-26* (по св. № 44)	91,37	2,54	0,85	0,19	0,22	0,67	0,03	0,41	3,72	18,73	0,6466	31,9	15,7	4,6	5,3	34,0	34,0	33,7	0,993	0,993	772,4	134,20

3.3 Підрахунок запасів газу та газоконденсату.

3.3.1 Обґрунтування об'єктів і методу підрахунку запасів.

Геологічна модель покладів вуглеводнів сформована на основі даних сейсмозв'язки та результатів буріння свердловин. Вона характеризується високим ступенем достовірності та чітко окресленою геометрією. Геологічну будову родовища визначено за трьома основними відбивними горизонтами: V_{B2}^1 (C_1V_2), V_{B3} (C_1V_1) і V_{B4} (C_1t). Найбільш інформативним щодо структури площі є нижньовізейський горизонт V_{B3} , який добре корелюється з даними буріння пошукових і випереджувальних експлуатаційних свердловин.

Об'єкти, що включені до розрахунку запасів, були виділені за результатами випробувань та досліджень свердловин, аналізу геофізичних даних і матеріалів, отриманих у процесі промислового освоєння родовища.

Для оцінки запасів було виділено продуктивний пласт у відкладах візейського ярусу нижнього карбону — В-25-26.

Запаси вуглеводнів у межах покладу розраховано за об'ємним методом. Для визначення обсягів газу застосовано загальноприйнятту розрахункову формулу.

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_G \cdot (P_{пл} \cdot \alpha_{поч} - P_{зал} \cdot \alpha_{зал}) \cdot f, \quad (3.1)$$

де V – початкові геологічні 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_G – коефіцієнт газонасичення, частка одиниці;

$P_{пл}$ – початковий пластовий тиск в покладі, МПа;

$P_{зал}$ – залишковий тиск, що встановлюється в покладі, коли тиск на усті видобувної свердловини буде дорівнювати стандартному ($P_{зал} = 0,0981$ МПа);

$\alpha_{поч}$, $\alpha_{зал}$ – поправка на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для $P_{пл}$ та $P_{зал}$;

f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури, частка одиниці.

Вихідні дані для обчислення підрахункових параметрів приведені в таблиці 11.1.

Початкові геологічні запаси газового конденсату Q_k підраховані за формулою:

$$Q_k = Vq, \quad (3.2)$$

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

Видобувні запаси газового конденсату визначалися за формулою:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{к}}, \quad (3.3)$$

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

3.3.2 Обґрунтування категорійності та класів запасів.

На території Михайлівського родовища виявлено газоконденсатні поклади у пластах В-14а, В-14б, В-15а, В-15б, В-16а1, В-16а2, В-16а3, В-16б1, В-16б2, В-20-21, В-24, В-25-26. Ці поклади мають різний рівень геологічної, техніко-економічної вивченості та промислового освоєння. У межах магістерської роботи здійснено підрахунок запасів газу для пласта В-25-26.

Пласт В-25-26.

Поклади вуглеводнів на території родовища виявлені в межах блоків свердловин №№ 20–117, 44–112 та південно-західного блоку, які формують єдиний поклад, а також у межах блоку свердловини № 200.

Блок свердловин №№ 20–117, 44–112 та південно-західний блок.

Пласт В-25-26 був випробуваний у свердловинах №№ 20, 44, 112, 106, 114, 117, в яких отримано промислові припливи газу. В експлуатації на горизонті В-25-26 перебувають свердловини №№ 20, 106, 112, 114, 116, 117, а свердловина № 115 розробляє пласти В-24 та В-25-26.

Глибина умовної газоводяної контакту (УГВК) визначена на відмітці 5825,0 м, виходячи з меж дренованих запасів.

Запаси вуглеводнів, обмежені УГВК, за ступенем геологічного вивчення відносяться до розвіданих (категорія С₁). За промисловим значенням видобувна частина цих запасів класифікується як балансові (клас 111), решта — як позабалансові (клас 221).

Блок свердловини № 200.

У результаті випробування свердловини № 200 також зафіксовано промисловий приплив газу. Свердловина розробляє поклади пластів В-25-26 та В-20-21.

Запаси в межах площі, обмеженої лінією нафтоводяного контакту (НГВП) на глибині 5923,0 м і тектонічними порушеннями, класифікуються як розвідані (категорія С₁). Видобувна частина цих запасів відноситься до балансових (клас 111), а решта — до позабалансових (клас 221).

Обсяги вуглеводнів, які знаходяться між площинами НГВП (5923,0 м) та УГВК (5987,0 м), за ступенем геологічного вивчення належать до перспективних ресурсів (категорія С₃) з наразі невизначеним промисловим значенням (клас 333).

3.3.3 Результати підрахунку запасів.

Визначення площі покладів.

Розміри газоносних площ продуктивних горизонтів визначалися за підрахунковими планами, які були складені на основі структурних карт покрівлі проникної частини продуктивних пластів із нанесеними контурами газоносності. Обмеження газоносних контурів здійснювалося на основі комплексного аналізу — за результатами промислово-геофізичних досліджень, випробування та експлуатації свердловин.

Площу покладів вимірювали за допомогою програми [HTTPS://PETROLRES.NUNG.EDU.UA/](https://petrolres.nung.edu.ua/) (Додаток А), проводячи три окремих виміри з подальшим розрахунком середнього арифметичного значення.

Визначення середньозважених газонасичених товщин продуктивних пластів.

Ефективні газонасичені товщини визначалися на основі промислово-геофізичних даних для кожної свердловини, що розкрила продуктивні пласти. На підставі цих даних методом інтерполяції були побудовані карти загальної та ефективної газонасиченої товщини пластів. Середньозважені по площі значення ефективної газонасиченої товщини визначалися за даними побудованих карт Отримані результати наведено в таблиці 3.10.

Результати розрахунку підрахункових параметрів із врахуванням граничних значень продуктивних пластів та їх товщин наведено в таблиці 3.11.

Таблиця 3.10 – Визначення середньозважених товщин та обчислення площі газонасиченості продуктивних пластів Михайлівського родовища [2].

Категорія, код класу	Зона	№ поля заміру	Товщина, м	Площа поля заміру, тис.м ²	Об'єм,	Середньозважена ефективна товщина, м
1	2	3	4	5	6	7
В-25-26						
Всього по блоку						
Блок св-н №№20-118 С ₁ (111+221)	газова	1	$\frac{8-10}{9}$	206	1854	$h_{\text{до.під.ца.}} = \frac{136456}{9436} = 14,5$
		2	$\frac{8-10}{9}$	375	3375	
		3	$\frac{10-12}{11}$	1394	15334	
		4	$\frac{12-14}{13}$	1906	24778	
		5	$\frac{14-16}{15}$	2250	33750	
Блок св. №200 С ₁ (111+221)	газова	1	$\frac{7-8}{7,5}$	69	518	$h_{\text{до.під.ца.}} = \frac{2670}{282} = 9,5$
		2	$\frac{8-10}{9}$	119	1071	
		3	$\frac{10-13}{11,5}$	94	1081	
		Σ		282	2670	
	газоводяна	4	$\frac{0-4}{2}$	181	362	$h_{\text{до.під.ца.}} = \frac{1512}{356} = 4,2$
		5	$\frac{4-8}{6}$	150	900	
		6	$\frac{8-12}{10}$	25	250	
		Σ		356	1512	
Всього по блоку						
		6	$\frac{16-18}{17}$	1425	24225	
		7	$\frac{16-18}{17}$	700	11900	
		8	$\frac{18-18}{18}$	143	2574	
		9	$\frac{18-18}{18}$	631	11358	
		10	$\frac{18-18}{18}$	406	7308	
		Σ		9436	136456	
	газоводяна	11	$\frac{0-4}{2}$	1225	2450	$h_{\text{до.під.ца.}} = \frac{41314}{5015} = 8,2$
		12	$\frac{4-8}{6}$	1025	6150	
		13	$\frac{8-12}{10}$	825	8250	
		14	$\frac{12-16}{14}$	644	9016	

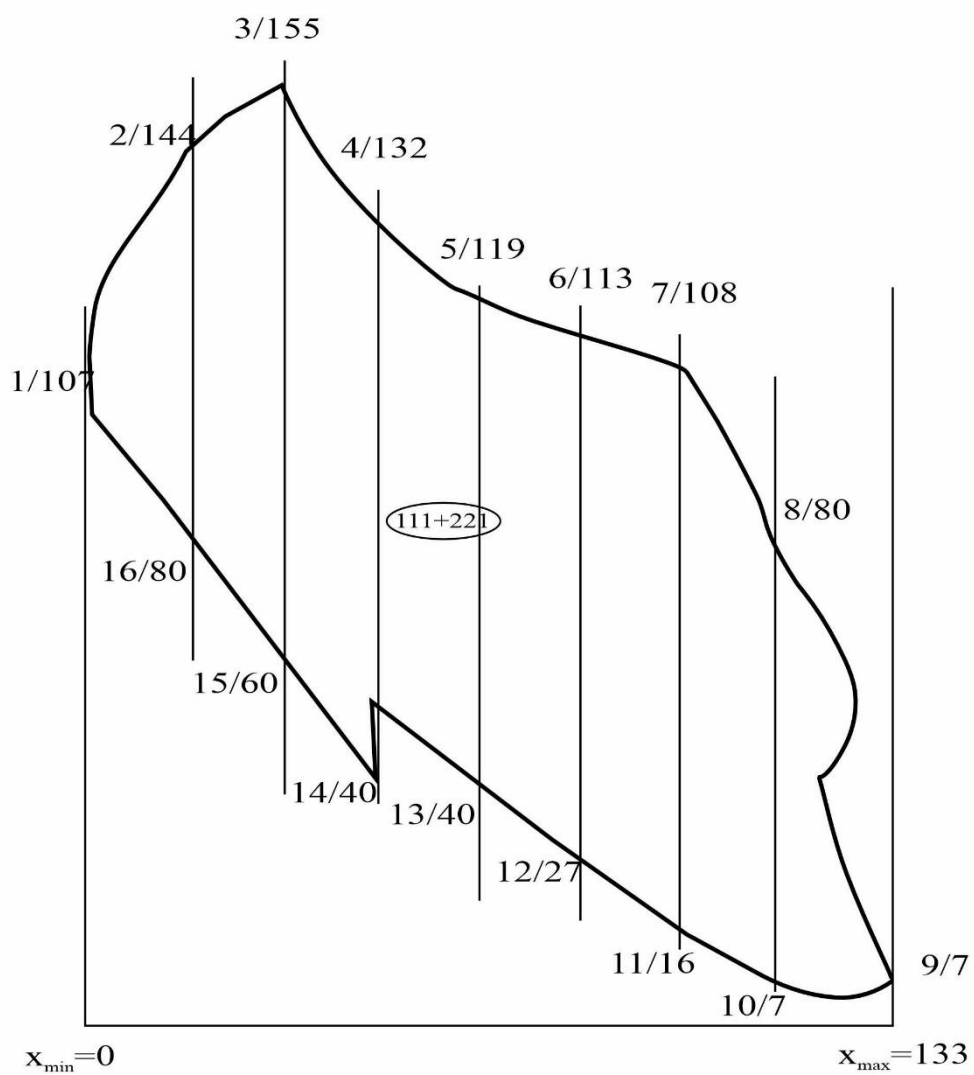
Продовження таблиці 3.10

1	2	3	4	5	6	7
		15	$\frac{16-18}{17}$	338	5746	
		16	$\frac{0-4}{2}$	125	250	
		17	$\frac{4-8}{6}$	169	1014	
		18	$\frac{8-12}{10}$	213	2130	
		19	$\frac{12-16}{14}$	269	3766	
		20	$\frac{16-18}{17}$	113	1921	
		21	$\frac{8-10}{9}$	69	621	
		Σ		5015	41314	
Блок св. №200 С ₃ (333)	газова+ газоводяна			1085	4665,5	$h_{\text{еф.сеп.зв.}}=4,6$
Блок св. №44 С ₁ (111+221)	газова	1	$\frac{17,4-18}{17,7}$	319	5646,3	$h_{\text{еф.сеп.зв.}} = \frac{43338}{2413} = 18$
		2	$\frac{18-18}{18}$	2094	37692	
		Σ		2413	43338	
	газоводяна	3	$\frac{0-4}{2}$	962	1924	$h_{\text{еф.сеп.зв.}} = \frac{42166}{4581} = 9,2$
		4	$\frac{4-8}{6}$	1025	6150	
		5	$\frac{8-12}{10}$	1006	10060	
		6	$\frac{12-16}{14}$	988	13832	
		7	$\frac{16-18}{17}$	600	10200	
Σ		4581	42166			
Всього по блоку						
Блок св. №44 С ₁ (111+221)	газова+ газоводяна	3	$\frac{0-4}{2}$	105,7	211,4	$h_{\text{еф.сеп.зв.}} = \frac{29165,4}{2330,9} = 12,5$
		4	$\frac{4-8}{6}$	262,5	1575	
		5	$\frac{8-12}{10}$	474,7	4747	
		6	$\frac{12-16}{14}$	888	12432	
		7	$\frac{16-18}{17}$	600	10200	
		Σ		2330,9	29165,4	
Блок св. №44 С ₁ (111+221)	газоводяна	3	$\frac{0-4}{2}$	806,2	1612,4	$h_{\text{еф.сеп.зв.}} = \frac{12967,5}{2250} = 12,5$
		3а	$\frac{0-10}{5}$	87,5	437,5	
		4	$\frac{4-8}{6}$	731,2	4387,2	

Продовження таблиці 3.10

1	2	3	4	5	6	7
		5	$\frac{8-12}{10}$	525	5250	
		6	$\frac{12-13,6}{12,8}$	100	1280	
		Σ		2250	12967,1	

Михайлівське газоконденсатне родовище
викопівка з підрахункового плану
продуктивного пласта В-25-26
Масштаб 1:50 000



Таблиця 3.11 – Підрахункові параметри із врахуванням граничних значень продуктивних пластів Михайлівського родовища [2]

Прод. пласти	Глибина, м		Поправка на кривизну, м	Абс. відмітка з врах. кривизни, м		Товщина, м			Коефіцієнти		Літологія	Характер насичення
	покрівлі	підшови		покрівлі	підшови	h _{заг.}	h _{еф.заг.}	h _{еф.прод.}	Кп, % дол.од	Кн.г., % дол.од		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Свердловина № 20 (Альт. ст. рот. = 117,4 м)												
V-25-26	5664,4	5665,2	3,5	-5543,5	-5544,3	0,8	0,8	0,8	6,5	92	пісковик	газоносний
	5666,2	5667,2	3,5	-5545,3	-5546,3	1,0	1	1	8,5	95	пісковик	газоносний
	5667,6	5672,8	3,5	-5546,7	-5551,9	5,2	4,6	4,6	10	96	пісковик	газоносний
	5672,8	5674,0	3,5	-5551,9	-5553,1	1,2	0,8	0,8	8,5	95	пісковик	газоносний
	5674,4	5675,2	3,5	-5553,5	-5554,3	0,8	0,8	0,8	6,5	92	пісковик	газоносний
	5685,2	5686,0	3,5	-5564,3	-5565,1	0,8	0,8	0,8	6,5	87	пісковик	ущ.газон
	5695,4	5697,8	3,5	-5574,5	-5576,9	2,4	2	2	11	94	пісковик	газоносний
	5713,0	5714,0	3,5	-5592,1	-5593,1	1,0	0,8	0,8	12	97	пісковик	газоносний
	5716,8	5717,4	3,5	-5595,9	-5596,5	0,6	0,6	0,6	7,5	78	пісковик	ущ.газон
	5720,2	5722,0	3,5	-5599,3	-5601,1	1,8	1,4	1,4	10	96	пісковик	газоносний
	5730,0	5734,0	3,5	-5609,1	-5613,1	4,0	2,4	2,4	7	93	пісковик	газоносний
						h _{заг.} =19,2м			Кп.=9,0%			
						heф.заг.=16,0м			Кн.г.=93,7%			
						heф. прод.=16,0м						
Свердловина № 44 (Альт. ст. рот. = 126,4 м)												
V-25-26	5864,2	5865,8	3,2	-5734,6	-5736,2	1,6	1,4	1,4	14,5	94	пісковик	газоносний
	5866,4	5868,0	3,2	-5736,8	-5738,4	1,6	1,6	1,6	12,5	92	пісковик	газоносний
	5868,4	5869,4	3,2	-5738,8	-5739,8	1,0	1	1	17,0	95	пісковик	газоносний
	5870,2	5871,2	3,2	-5740,6	-5741,6	1,0	1	1	14,0	91	пісковик	газоносний
	5871,2	5874,0	3,2	-5741,6	-5744,4	2,8	1	1	7,5	81,0	пісковик	газоносний
	5882,0	5884,0	3,2	-5752,4	-5754,4	2,0	1,6	1,6	10,5	90,0	пісковик	газоносний
	5889,2	5890,4	3,2	-5759,6	-5760,8	1,2	1,2	1,2	7,5	87	вапняк	газоносний
	5893,0	5893,8	3,2	-5763,4	-5764,2	0,8	0,8	0,8	6,0	81	пісковик	газоносний
	5897,4	5899,0	3,2	-5767,8	-5769,4	1,6	1,6	1,6	6,5	80	пісковик	ущ.газон
	5904,0	5904,8	3,2	-5774,4	-5775,2	0,8	0,8	0,8	6,5	89	вапняк	ущ.газон
	5915,0	5921,0	3,2	-5785,4	-5791,4	6,0	5,4	5,4	7,5	86	вапняк	газоносний
						h _{заг.} =19,4м			Кп.=9,5%			
						heф.заг.=17,4м			Кн.г.=87,5%			
						heф. прод.=17,4м						
Свердловина № 104 (Альт. ст. рот. =125 м)												
V-25-26	5788,2	5789,2	0	-5669,9	-5670,9	1,0	0,6	0,6	9,0	83	пісковик	газоносний
	5792,4	5793,8	0	-5674,1	-5675,5	1,4	1,2	1,2	10,5	91	пісковик	газоносний
	5793,8	5795,8	0	-5675,5	-5677,5	2,0	1,0	1,0	9,5	89	пісковик	газоносний
	5797,0	5798,6	0	-5678,7	-5680,3	1,6	0,8	0,8	7,0	86	пісковик	газоносний
	5798,6	5800,6	0	-5680,3	-5682,3	2,0	1,0	1,0	9,5	92	пісковик	газоносний
	5801,8	5803,2	0	-5683,5	-5684,9	1,4	1,4	1,4	18,5	95	пісковик	газоносний
	5803,2	5805,0	0	-5684,9	-5686,7	1,8	0,4	0,4	8,0	80	пісковик	газоносний
	5812,0	5814,0	0	-5693,7	-5695,7	2,0	1,6	1,6	16,0	94	пісковик	газоносний
	5819,2	5820,4	0	-5700,9	-5702,1	1,2	1,2	1,2	6,5	80	пісковик	газоносний
	5821,0	5822,2	0	-5702,7	-5703,9	1,2	1,2	1,2	17,0	91	пісковик	газоносний
						h _{заг.} =15,6м			Кп.=12,1%			
						heф.заг.=10,4м			Кн.г.=89,4%			
						heф. прод.= 10,4 м						
Свердловина № 114 (Альт. ст. рот. =121 м)												
V-25-26	5836,2	5838,0	0	-5715,2	-5717,0	1,8	0,8	0,8	7,5	78	пісковик	газоносний
	5842,0	5843,4	0	-5721,0	-5722,4	1,4	1,0	1,0	6,5	84	пісковик	газоносний
	5843,8	5845,0	0	-5722,8	-5724,0	1,2	1,0	1,0	9,0	91	пісковик	газоносний
	5875,6	5879,0	0	-5754,6	-5758,0	3,4	1,8	1,8	9,0	93	пісковик	газоносний
	5883,6	5886,2	0	-5762,6	-5765,2	2,6	2,4	2,4	9,0	94	пісковик	газоносний
	5886,2	5894,0	0	-5765,2	-5773,0	7,8	7,4	7,4	9,0	94	пісковик	газоносний
	5901,4	5904,4	0	-5780,4	-5783,4	3,0	2,2	2,2	7,5	86	пісковик	газоносний
						h _{заг.} =21,2м			Кп.=8,6%			
						heф.заг.=16,6м			Кн.г.=91,3%			
						heф. прод.=16,6 м						

Продовження таблиці 3.11

Свердловина № 115 (Альт. ст. рот. = 119,7 м)												
В-25-26	5767,0	5772,0	1,2	-5644,1	-5649,1	5,0	1,6	1,6	9	94	пісковик	газоносний
	5775,6	5778,0	1,2	-5652,7	-5655,1	2,4	1,6	1,6	14	98	пісковик	газоносний
	5779,4	5781,6	1,2	-5656,5	-5658,7	2,2	1,4	1,4	14	97	пісковик	газоносний
	5790,4	5791,8	1,2	-5667,5	-5668,9	1,4	1,4	1,4	8,5	95	пісковик	газоносний
	5798,0	5800,0	1,2	-5675,1	-5677,1	2,0	0,6	0,6	6,5	88	вапняк	газоносний
	5816,6	5819,0	1,2	-5693,7	-5696,1	2,4	1,4	1,4	11,5	91	пісковик	газоносний
							h _{заг.} =13,4м		Кп.=11,0%			
							heф.заг.=8,0м		Кн.г.=94,5%			
							heф. прод.=8,0 м					
Свердловина № 117 (Альт. ст. рот. =123,4 м)												
В-25-26	5816,0	5819,4	5,0	-5687,6	-5691,0	3,4	2,0	2,0	8,5	87	пісковик	газоносний
	5819,8	5825,4	5,0	-5691,4	-5697,0	5,6	2,6	2,6	8,0	85	пісковик	газоносний
	5826,0	5830,4	5,0	-5697,6	-5702,0	4,4	2,0	2,0	16,0	93	пісковик	газоносний
	5838,0	5840	5,0	-5710,0	-5712,0	2,0	1,0	1,0	6,5	86	пісковик	газоносний
	5862,0	5866,8	5,0	-5733,6	-5738,4	4,8	3,2	3,2	6,0	84	пісковик	газоносний
	5870,6	5874,2	5,0	-5742,2	-5745,8	3,6	1,6	1,6	7,0	90	пісковик	газоносний
							h _{заг.} =23,8м		Кп.=8,6%			
							heф.заг.=12,4м		Кн.г.=87,1%			
							heф. прод.=12,4 м					
Свердловина № 118 (Альт. ст. рот. =133,5 м)												
Свердловина № 200 (Альт. ст. рот. =137,8 м)												
В-25-26	6032,0	6037,6	3,2	-5891,0	-5896,6	5,6	2,4	2,4	7,5	83	пісковик	газоносний
	6045,4	6046,2	3,2	-5904,4	-5905,2	0,8	0,8	0,8	6,5	74	пісковик	газоносний
	6047,0	6056,0	3,2	-5906,0	-5915,0	9,0	2,6	2,6	7,5	77	пісковик	газоносний
	6056,8	6064,0	3,2	-5915,8	-5923,0	7,2	1,2	1,2	7,0	78	пісковик	газоносний
							h _{заг.} =22,6м		Кп.=7,3%			
							heф.заг.=7м		Кн.г.=78,9%			
							heф. прод.=7 м					

Визначення коефіцієнта відкритої пористості.

Відкрита пористість колекторських пластів вивчалася за допомогою лабораторних аналізів та промислово-геофізичних досліджень. Через недостатню кількість керну з продуктивних пластів, для розрахунку середніх значень пористості були використані дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Лабораторні результати слугували основою для побудови петрофізичних залежностей, а також використовувалися для перевірки достовірності значень пористості, отриманих за результатами ГДС.

При розрахунках середньозважених значень пористості та проникності в межах ефективної товщини враховувалися лише ті інтервали, де пористість перевищувала граничне (порогове) значення.

Для кожного продуктивного пласта спочатку визначались середньозважені по товщині значення пористості в межах окремих свердловин. До підрахунку запасів приймалося середньозважене значення пористості за сумарною ефективною товщиною в межах відповідного блоку.

По пласту В-25-26 виявлені закономірні зміни пористості в межах площі. З метою більш точної оцінки середньозваженої по площі пористості була побудована відповідна карта пористості.

Граничні значення підрахункових параметрів пористості та проникності для пласта В-25-26 – 6,0%, проникності – $0,85 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Розрахунок коефіцієнта пористості наведено в таблицях 3.12 і 3.13.

Визначення коефіцієнта газонасиченості.

Значення коефіцієнта газонасиченості колекторських порід визначалися за результатами промислово-геофізичних досліджень. Для розрахунку запасів використовувалися середньозважені по товщині значення цього коефіцієнта, які обчислювалися за методикою, аналогічною до тієї, що застосовувалась при розрахунку пористості (див. таблицю 3.12).

Визначення величин пластових тисків.

Величини пластових та вибійних тисків у свердловинах визначалися під час проведення газогідродинамічних досліджень із використанням глибинних манометрів типу МГН-2 та МСУ-2. Прилади мали діапазон вимірювання від 25 до 100 МПа та точність відповідно 0,06% і 0,1%.

Устьові робочі та статичні тиски в продуктивних свердловинах вимірювалися за допомогою еталонних (зразкових) манометрів із діапазоном вимірювання 25–60 МПа та високим класом точності — 0,04%.

Пластові тиски зазвичай вимірювалися вздовж стовбура свердловини згори донизу на різних глибинах. Для визначення тиску в центрі інтервалу перфорації будувалася епюра розподілу тиску по глибині. Значення в окремих точках епюри отримували шляхом фіксації тиску глибинним манометром, який зупиняли через кожні 100 м під час його спуску у свердловину для запису показників на картограмі.

Останню точку тиску визначали на максимальній глибині спуску манометра — зазвичай на 10–15 м вище від башмака насосно-компресорних труб, з інтервалом 100 м від попередньої точки. Отримане значення тиску коригувалося до рівня середини інтервалу перфорації. На основі отриманих даних будувалася епюра пластових тисків.

Початкові пластові тиски розраховувалися на глибинах, що відповідають половині висоти газоносного покладу, з урахуванням густини газу в пластових умовах.

Значення пластових тисків, прийняті для підрахунку запасів, наведені в таблиці 3.14.

Таблиця 3.13 – Визначення середньозваженої пористості по продуктивному пласту В-25-26 [2].

Поклад (блок) категорія, код класу	Зона	№ поля заміру	Пористість, %	Площа поля заміру, тис.м ²		Середньозважена ефективна пористість, %
1	2	3	4	5	6	7
В-25-26 блок св. 20-117	газова	1	$\frac{8-8}{8}$	300	2400	$m_{\text{до.під.ца.}} = \frac{119023}{11650} = 10,2$
		2	$\frac{8-9}{8,5}$	2194	18649	
		3	$\frac{9-8,7}{8,5}$	1144	9724	
		4	$\frac{9-10}{9,5}$	1925	18287,5	
		5	$\frac{10-11}{10,5}$	1619	16999,5	
		6	$\frac{11-12}{11,5}$	1306	15019	
		7	$\frac{12-12,1-12}{12}$	3131	37572	
		8	$\frac{12-12}{12}$	31	372	
			Σ	11650	119023	
	газоводяна	9	$\frac{8-8}{8}$	75	600	$m_{\text{до.під.ца.}} = \frac{112335,8}{9914} = 11,3$
		10	$\frac{8-9}{8,5}$	188	1598	
		11	$\frac{9-10}{9,5}$	200	1900	
		12	$\frac{9-9}{9}$	400	3600	
		13	$\frac{9-10}{9,5}$	150	1450	
		14	$\frac{10-11}{10,5}$	43	451,5	
		15	$\frac{8-9}{8,5}$	181	1538,5	
		16	$\frac{9-10}{9,5}$	281	2669,5	
		17	$\frac{10-11}{10,5}$	578	6069	
		18	$\frac{11-11,3-12}{11,4}$	805	9177	
		19	$\frac{12-12}{12}$	2000	24000	
20		$\frac{12-12}{12}$	485	5820		

Продовження таблиці 3.13

1	2	3	4	5	6	7
В-25-26 блок св. 20-117	газо- водяна	21	$\frac{9,5-10}{9,3}$	61	567,3	
		22	$\frac{10-11}{10,5}$	226	2373	
		23	$\frac{11-12}{11,5}$	484	5566	
		24	$\frac{12-12}{12}$	3725	44700	
		25	$\frac{8-8}{8}$	32	256	
		Σ			9914	
В-25-26 блок св. 200	газова	26	$\frac{7,3-7,9}{7,6}$	306	2325,6	$m_{ef.сер.зв.}=7,6$
	газо- водяна	27	$\frac{7,3-8}{7,7}$	350	2695	$m_{ef.сер.зв.}=7,7$

Визначення поправок на температуру.

Для розрахунку температурних поправок використовувався геотермічний градієнт, отриманий на основі замірів термоградієнта у свердловинах родовища.

Пластову температуру визначали за температурним значенням на абсолютній глибині, що відповідає половині висоти газоносного покладу, відрахованої від рівня газоводяного контакту (ГВК) або умовного газоводяного контакту (УГВК).

Температурна поправка, необхідна для приведення об'єму газу до стандартних температурних умов, розраховувалася за відповідною формулою:

$$f = \frac{T + t_{ст}}{T + t_{пл}}, \quad (3.4)$$

де T - абсолютна температура (273°C);

$t_{ст}$ - стандартна температура (20°C);

$t_{пл}$ - пластова температура ($^{\circ}\text{C}$);

Пластові температури і температурні поправки наведені в таблиці 3.14.

Визначення поправок на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта.

Поправка на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта вираховувалась за формулою

$$\alpha = \frac{1}{Z} \quad (3.5)$$

де Z – коефіцієнт надстисливості газу, визначений по методиці, викладеній в інструкції [25].

Результати визначення псевдокритичних температур і тисків продуктивного горизонту В-25-26 наведені в таблиці 3.14.

Псевдокритичні тиск і температура для продуктивного горизонту В-25-26 (західна та центральна частини) були визначені на основі компонентного складу пластового газу.

Вихідні дані, а також результати розрахунків поправок на стисливість і значення коефіцієнтів надстисливості газу наведено в таблиці 3.15.

Таблиця 3.14 – Визначення псевдокритичних температур і тисків для продуктивних пластів Михайлівського родовища [4].

Горизонт блок (свердл.)	Середній склад газу покладу	Вміст в проц. від об'єму	Критичні параметри		Псевдокритичні параметри	
			Тиск, МПа	Температура, °К	Тиск, МПа	Температура, °К
1	2	3	4	5	6	7
В-25-26 Західн. (44)	метан	91,37	4,606	190,55	4,209	174,106
	етан	2,54	4,881	305,43	0,124	7,758
	пропан	0,85	4,251	309,82	0,036	2,633
	і-бутан	0,19	3,648	408,13	0,007	0,775
	н-бутан	0,22	3,797	425,16	0,009	0,935
	пентан + вищі	0,67	3,335	480,00	0,022	3,216
	гелій	0,03	0,23	5,20	0,000	0,002
	азот	0,41	3,399	120,26	0,014	0,493
	диоксид вуглецю	3,72	7,384	304,20	0,275	11,316
В-25-26 Центр (20)	метан	92,85	4,606	190,55	4,277	176,926
	етан	2,58	4,881	305,43	0,126	7,880
	пропан	0,52	4,251	369,82	0,022	1,923
	і-бутан	0,12	3,648	408,13	0,004	0,490
	н-бутан	0,16	3,797	425,16	0,006	0,680
	пентан + вищі	0,70	3,335	480,00	0,023	3,360
	гелій	0,02	0,23	5,20	0,000	0,001
	азот	0,53	3,399	120,26	0,018	0,637
	диоксид вуглецю	2,52	7,384	304,20	0,186	7,666
		100,00			4,662	199,563

Таблиця 3.15 – Вихідні дані та результати обчислення поправок на стиснення вуглеводневих газів та температуру Михайлівського родовища [2].

Блоки свердловин	Пласт	Контакт	Абсолютна відмітка ГВК, м	Найвища відмітка покрівлі газонасиченої частини горизонту, м	Абсолютна відмітка ½ висоти покладу від контакту, м	Пластовий тиск, МПа			Пластова температура, °С	Пластова температура, К	Псевдокритичний тиск, МПа	Псевдокритична температура, К	Приведений псевдокритичний тиск, МПа	Приведена псевдокритична температура, К	Коефіцієнт стиснення газу	Поправка на стиснення газу	Поправка на температуру	Густина газу в стандартних умовах, кг/м³	Густина газу в пластових умовах, кг/м³
						тиск по контакту	тиск на покрівлю	тиск на середину											
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
20-117	В-25-26	УГВК	5825,0	5543,7	5684,3	66,49	65,79	66,14	153,52	426,52	4,662	199,563	14,19	2,14	1,3359	0,75	0,69	0,7537	251,57
200	В-25-26	УГВК	5987,0	5830,0	5908,5	67,70	67,31	67,51	159,74	432,74	4,662	199,563	14,48	2,17	1,3446	0,74	0,68	0,7537	251,28

Підрахунок запасів газу та конденсату.

Підрахунок запасів пластового газу та газоконденсату в покладі В-25-26 Михайлівського родовища виконаний у відповідності з обґрунтованими параметрами.

Підрахунок запасів вільного газу та конденсату з горизонту В-25-26 Михайлівського родовища проведені об'ємним методом за допомогою програми <https://petrolres.nung.edu.ua/> і приведено у додатку В.

Результати підрахунку приведені в таблиці 3.16.

Враховуючи те, що на долю гомологів метану в покладах Михайлівського родовища припадає від 0,0006 до 0,89% об'ємних, тобто газ практично сухий, і його склад однорідний і постійний, розрахунок початкових запасів сухого газу не проводився.

Додаток В

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

 English

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 - 23756 тис. м²

Початкові загальні запаси газу категорій С₁+С₂ - 9087 млн. м³

Початкові добувні запаси газу категорій С₁+С₂ - 9023 млн. м³

Таблиця 3.16 Підрахункові параметри і запаси вільного газу та конденсату Михайлівського 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		
										на температуру	на відхилення від закону								Загальні	Видобувні	Залишкові							Загальні	Видобувні	Залишкові
В-25-26																														
В-25-26	111+221	C ₁	23756	14,7	315938	0.101	0.89	66.51	0.0981	0.68	0.75	9087	0,993	9023	0,946	8536	487	5304	3719	3232	487	33.89	306	0.742	227	79	137	169	90	79
Разом												9087	0,993	9023	0,946	8536	487	5304	3719	3232	487	33.89	306	0.742	227	79	137	169	90	79

4. ПОТОЧНИЙ СТАН ВИВЧЕНОСТІ РОДОВИЩА ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

Геологічна будова Михайлівського родовища досліджена по трьох відбиваючих горизонтах: V_{B2}^1 (C_1V_2), V_{B3} (C_1V_1) та V_{B4} (C_1t). Найбільш достовірно структура площі відображена на структурній карті по відбиваючому горизонту нижнього візею — V_{B3} .

Модель Михайлівського родовища була сформована на основі побудови профільних геологічних розрізів і розрізів продуктивної частини за даними свердловин, що дозволило визначити просторову конфігурацію та розміри покладів вуглеводнів.

За результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС), лабораторного аналізу керна, пластових флюїдів, а також досвідчено-промислової розробки родовища, встановлено обсяги запасів і ресурсів вуглеводнів, рівень їх геологічної вивченості та промислове значення.

Вивченість компонентного складу газу та конденсату в покладах із промисловим значенням відповідає вимогам ДКЗ (постанова від 12.11.1997 р. № 95) щодо комплексного вивчення родовища і підрахунку запасів супутніх корисних копалин та компонентів.

Основними об'єктами розробки визначено газоконденсатні поклади пластів В-14а, В-15а, В-16а2, В-16а3, В-16б2, В-20-21, В-24, В-25-26. Запаси вуглеводнів у покладі В-25-26 за ступенем геологічної вивченості класифіковані як:

- розвідані (категорія C_1), при цьому видобувна частина належить до балансових запасів (клас 111), а залишкові — до позабалансових (клас 221);
- попередньо розвідані (категорія C_2), з поділом на балансові (клас 122), позабалансові (клас 222) та невизначені за промисловим значенням (клас 332).

У результаті дослідно-промислової розробки покладів із попередньо розвіданими запасами було отримано додаткові дані, що дали змогу провести підрахунок запасів за МППТ, обґрунтувати їх переведення до категорії C_1 (класи 111 і 221) і збільшити забезпеченість видобувного підприємства розвіданими запасами.

Таким чином, наявні достовірні (клас 111) і попередньо розвідані запаси створюють ресурсну базу, достатню для забезпечення роботи підприємства на період повернення інвестицій.

Отже, Михайлівське газоконденсатне родовище можна вважати підготовленим до промислової розробки.

5 ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ПЛАСТА В-25-26 МИХАЙЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА.

Розробка візейських відкладів Михайлівського газоконденсатного родовища триває з 1985 року. За цей період з родовища було видобуто 8183,0 млн м³ природного газу та 191,9 тис. тонн газового конденсату. Експлуатаційний фонд налічує 9 свердловин.

Економічна оцінка розробки родовища проведена в ринкових цінах, які умовно вважаються незмінними протягом усього аналізованого періоду.

Вихідні дані для проведення розрахунків наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

Показники	Значення
Ціна газу природного з ПДВ , грн/1000 м ³	21362,26
Ціна конденсату з ПДВ, грн./т	23670,43
Норма дисконту, %	6,0
Податок на додану вартість, %	2000,00
Податок на прибуток, %	1800,00

Відповідно до нормативів втрат і виробничо-технологічних витрат під час видобування, підготовки та транспортування природного газу на 2025 рік, частка товарного газу становить 94,55%. Нормативи капітальних вкладень наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Нормативи капітальних вкладень

№№	Показник	Од. вимір	Величина
1	Вартість 1 м буріння	тис. грн./м	390,970
2	Обладнання гирла свердловини	тис. грн.	14600,0
3	Будівництво доріг	тис. грн./км	0,0
4	Будівництво трубопроводів	тис. грн.	
5	Будівництво ЛЕП	тис. грн./км	0,0
6	Будівництво шлейфів	тис. грн.	21850,0
7	Вартість НКТ	тис. грн./м	10,70
8	Поновлення обладнання	тис. грн.	900,0

Нормативи експлуатаційних витрат наведені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Нормативи експлуатаційних витрат на видобуток вуглеводнів

Статті витрат	Одиниці виміру	Значення
умовно-змінні на видобуток вільного газу та конденсату		
витрати на видобуток, підготовку та транспортування розчиненого газу	грн/1000 м ³	2180,50
витрати на видобуток, підготовку та транспортування вільного газу	грн/1000 м ³	1490,70
витрати на видобуток, підготовку та транспортування конденсату	грн/т	2870,20
умовно-постійні витрати на газову свердловину		
Витрати на оплату праці	тис. грн/св.	2460,00
Відрахування на соціальні заходи (22 %)	тис. грн/св.	540,10
Витрати на утримання та експлуатацію виробничого обладнання	тис. грн/св.	3390,10
Загальновиробничі та адміністративні витрати	тис. грн/св.	6703,10
Разом (на газову свердловину)	тис. грн/св.	13120,40

Розробка пласта В-25-26.

Відомості про видобуток продукції по пласту В-25-25 наведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Видобуток продукції по пласту В-25-26 [6]

Роки розробки	Кількість свердловин		Видобуток газу, млн м ³	Товарний газ, млн м ³	Видобуток конденсату, тис. т
	всього	нових			
2025	5		136,4	129,0	2,805
2026	6		156,7	148,2	3,207
2027	7	1	172,8	163,4	3,537
2028	7		163,1	154,2	3,338
2029	7		154,0	145,6	3,076
2030	8	1	156,1	147,6	3,104
2031	9	1	165,3	156,3	3,287
2032	9		163,1	154,2	3,163
2033	9		151,7	143,4	2,928
2034	9		141,5	133,8	2,731
2035	9		131,3	124,1	2,472
2036	9		122,2	115,5	2,300
2037	9		113,7	107,5	2,140
2038	9		106,0	100,2	1,995
2039	9		98,4	93,0	1,803
2040	9		91,5	86,5	1,677
2041	9		85,1	80,5	1,560
2042	9		79,4	75,1	1,456
2043	9		73,6	69,6	1,349
2044	9		68,4	64,7	1,220
2045	9		63,6	60,1	1,135
2046	9		59,3	56,1	1,058
2047	9		54,9	51,9	0,980
2048	9		51,0	48,2	0,910
2049	9		47,2	44,6	0,820
2050	9		43,5	41,1	0,755
2051	9		40,0	37,8	0,695
2052	9		37,1	35,1	0,644
2053	9		34,4	32,5	0,597
2054	9		32,0	30,3	0,556
2055	9		29,8	28,2	0,517
Всього	9	3	3023,100	2859,853	57,815
Всього за оптимальний період	9	3			

Капітальні вкладення при розробці пласта В-25-26 передбачають витрати на:

- буріння свердловини в 2026, 2029 та 2030 рр. вартістю 199785,0 тис. грн. кожна;
- облаштування (наземне) свердловин вартістю 40820,0 тис. грн. кожна;
- облаштування свердловин шлейфами – 42600,765 тис. грн. кожна;
- на заміну НКТ і оновлення основних фондів – 250740,60 тис. грн.

Розрахунок капітальних вкладень наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Капітальні вкладення в розробку пласта В-25-26

Роки	Буріння свердловин тис. грн.	Облаштування гирла свердловини, тис. грн.	Шлейфи, тис. грн.	Інші капітало-вкладення, тис. грн.	Всього капітальних вкладень, тис. грн.
1	2	3	4	5	6
2025				450,00	450,00
2026	199785,00	4082,00	4260,75	948,20	209075,95
2027				630,00	630,00
2028				630,00	630,00
2029	199785,00	4082,00	4260,75	1038,20	209165,95
2030	199785,00	4082,00	4260,75	1128,20	209255,95
2031				810,00	810,00
2032				810,00	810,00
2033				810,00	810,00
2034				810,00	810,00
2035				810,00	810,00
2036				810,00	810,00
2037				810,00	810,00
2038				810,00	810,00
2039				810,00	810,00
2040				810,00	810,00
2041				810,00	810,00
2042				810,00	810,00
2043				810,00	810,00
2044				810,00	810,00
2045				810,00	810,00
2046				810,00	810,00
2047				810,00	810,00
2048				810,00	810,00
2049				810,00	810,00
2050				810,00	810,00
2051				810,00	810,00
2052				810,00	810,00
2053				810,00	810,00
2054				810,00	810,00
2055				810,00	810,00
Разом	599355,00	12246,00	12782,25	25074,60	649457,85

Розрахунок показників економічної ефективності розробки пласта В-25-26 наведено в таблиці 5.7

Амортизаційні нарахування по В-25-26 наведено в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 - Амортизаційні нарахування по В-25-26

Роки	Амортизаційні відрахування							Всього амортизаційних відрахувань, тис. грн.
	(тис. грн)							
	III група а) - будівлі	III група б) - споруди	III група в) - передавальні пристрої	IV група - обладнання і машини	VI група - інструменти, прилади, інвентар	IX група - інші ОЗ	свердловини	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2025	19,63	0,79	28,84	76,55	0,00	0,00	419,31	545,12
2026	19,63	0,79	28,84	76,55	1,23	116,52	419,31	662,87
2027	19,63	0,79	454,91	892,95	1,23	169,02	13738,31	15276,84
2028	19,63	0,79	454,91	892,95	1,23	221,52	13738,31	15329,34
2029	19,63	0,79	454,91	892,95	1,23	308,03	13738,31	15415,86
2030	19,63	0,79	880,99	1632,80		402,05	13738,31	16674,57
2031	19,63	0,79	1307,06	1632,80		469,55	13738,31	17168,15
2032	19,63	0,79	1307,06	1632,80		537,05	13738,31	17235,65
2033	19,63	0,79	1307,06	1632,80		604,55	13738,31	17303,15
2034	19,63	0,79	1307,06	1632,80		672,05	13738,31	17370,65
2035	19,63	0,79		816,40		739,55	13738,31	15314,68
2036	19,63	0,79		0,00		807,05	13738,31	14565,78
2037	19,63	0,79		0,00		874,55	13738,31	14633,28
2038	19,63	0,79		0,00		825,53	13738,31	14584,27
2039	19,63	0,79		0,00		840,53	13738,31	14599,27
2040	19,63					855,53	13319,00	14194,16
2041	19,63					836,52	13319,00	14175,15
2042	19,63					810,00		829,63
2043	19,63					810,00		829,63
2044	19,63					810,00		829,63
2045						810,00		810,00
2046						810,00		810,00
2047						810,00		810,00

Закінчення таблиці 5.6

2048						810,00		810,00
2049						810,00		810,00
2050						810,00		810,00
2051						810,00		810,00
2052						810,00		810,00
2053						810,00		810,00
2054						810,00		810,00
2055						810,00		810,00
Разом	392,59	11,89	7531,64	11812,36	4,91	20619,60	206074,68	246447,67

Таблиця 5.7 – Розрахунок показників економічної ефективності розробки пласта В-25-26

№ з/п	Показники	Одиниці виміру	Роки					
			2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Видобуток газу	млн. м ³	136,4	156,700	172,800	163,100	154,000	156,1
2	Видобуток конденсату	тис. т	2,805	3,207	3,537	3,338	3,076	3,104
3	Товарний газ	млн. м ³	129,034	148,238	163,469	154,293	145,684	147,671
4	Товарний конденсат	тис. т	2,665	3,047	3,360	3,171	2,922	2,949
5	Фонд діючих свердловин	свердл.	5	6	7	7	7	8
6	Залишкові капітальні вкладення	тис. грн.	1406,14					1406,14
7	Проектні капітальні вкладення – всього	тис. грн.	450,00	209075,95	630,00	630,00	209165,95	209255,95
	в тому числі на буріння свердловин	тис. грн.						
8	Обсяг реалізації з ПДВ	тис. грн.	691640,68	794430,52	876058,25	826877,12	780032,00	790538,04
9	ПДВ	тис. грн.	115273,45	132405,09	146009,71	137812,85	130005,33	131756,34
10	Обсяг реалізації без ПДВ	тис. грн.	576367,23	662025,43	730048,54	689064,27	650026,66	658781,70
11	Експлуатаційні витрати	тис. грн.	174547,07	200851,89	236538,90	224685,39	213383,62	218488,50
а)	залежні від кількості свердловин	тис. грн.	6561,91	7874,29	9186,67	9186,67	9186,67	10499,05
б)	залежні від рівня видобутку газу	тис. грн.	20412,26	23450,16	25859,52	24407,92	23046,10	23360,37
в)	залежні від рівня видобутку конденсату	тис. грн.	805,68	921,15	1015,93	958,77	883,52	891,56
г)	амортизація	тис. грн.	545,12	662,87	15276,84	15329,34	15415,86	16674,57
д)	рентна плата за користування надрами	тис. грн.	146222,10	167943,44	185199,94	174802,69	164851,48	167062,96
12 а)	Собівартість газу	грн/тис.м ³	1218,89	1221,23	1306,57	1315,14	1324,47	1338,52
12 б)	Собівартість конденсату	грн/т	2955,45	2957,78	3043,12	3051,69	3061,02	3075,08
13	Балансовий прибуток	тис. грн.	401820,16	461173,54	493509,64	464378,87	436643,04	440293,20
14	Податок з прибутку	тис. грн.	72327,63	83011,24	88831,73	83588,20	0,00	79252,78
15	Чистий прибуток	тис. грн.	329492,53	378162,30	404677,90	380790,68	436643,04	361040,42
16	Грошовий потік	тис. грн.	329587,65	169749,22	419324,74	395490,02	242892,95	168459,04
17	Накопичений грошовий потік	тис. грн.	329587,65	499336,87	918661,62	1314151,64	1557044,59	168459,04
18	Дисконтований грошовий потік	тис. грн.	329587,65	160140,77	373197,53	332061,05	192393,97	1,00
19	Накопичений дисконтований грошовий потік	тис. грн.	329587,65	489728,43	862925,96	1194987,00	1387380,97	1387381,97
20	Рентабельність	%						
21	Індекс доходності	ч. од.						
22	Дохід держави	тис. грн.	333823,18	383359,76	420041,39	396203,75	294856,81	378072,07

Продовження таблиці 5.7

№ з/п										
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	165,300	163,100	151,700	141,500	131,3	122,200	113,700	106,000	98,400	91,5
2	3,287	3,163	2,928	2,731	2,472	2,3	2,14	1,995	1,803	1,677
3	156,374	154,293	143,508	133,859	124,210	115,601	107,560	100,276	93,086	86,559
4	3,123	3,005	2,782	2,594	2,348	2,185	2,033	1,895	1,713	1,593
5	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
6					1406,14					1406,14
7	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00
8	837130,22	825236,26	767425,22	715823,92	663641,28	617640,02	574678,00	535758,92	496886,93	462048,28
9	139521,70	137539,38	127904,20	119303,99	110606,88	102940,00	95779,67	89293,15	82814,49	77008,05
10	697608,52	687696,89	639521,02	596519,93	553034,40	514700,02	478898,34	446465,76	414072,44	385040,23
11	231570,08	228708,19	214779,79	202363,17	187643,02	175767,23	165443,39	155980,88	146562,66	137733,52
a)	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43
б)	24737,15	24407,92	22701,91	21175,48	19649,05	18287,23	17015,21	15862,90	14725,56	13692,98
в)	944,13	908,51	841,01	784,43	710,03	660,63	614,67	573,02	517,88	481,68
г)	17168,15	17235,65	17303,15	17370,65	15314,68	14565,78	14633,28	14584,27	14599,27	14194,16
д)	176909,23	174344,69	162122,30	151221,20	140157,83	130442,15	121368,80	113149,26	104908,53	97553,26
12										
a)	1339,74	1342,54	1356,13	1370,17	1370,62	1379,70	1396,13	1412,25	1431,41	1446,94
12										
б)	3076,29	3079,10	3092,68	3106,72	3107,17	3116,26	3132,68	3148,81	3167,96	3183,49
13	466038,44	458988,70	424741,23	394156,76	365391,38	338932,79	313454,94	290484,88	267509,78	247306,71
14	83886,92	82617,97	76453,42	1,00	65770,45	61007,90	56421,89	52287,28	2,00	44515,21
15	382151,52	376370,73	348287,81	394155,76	299620,93	277924,89	257033,05	238197,60	267507,78	202791,51
16	398509,66	392796,38	364780,95	410716,40	314125,62	291680,67	270856,34	251971,87	281297,04	216175,67
17	566968,71	959765,08	1324546,03	1735262,44	314125,62	605806,29	876662,63	1128634,50	1409931,54	216175,67
18	280933,59	261232,02	228868,08	243102,41	2,00	153653,74	134607,30	118134,25	124417,95	3,00
19	1668315,56	1929547,58	2158415,66	2401518,07	2401520,07	2555173,81	2689781,11	2807915,36	2932333,31	2932336,31
20										
21										
22	400317,86	394502,03	366479,93	270526,18	316535,15	294390,06	273570,36	254729,69	187725,02	219076,52

Продовження таблиці 5.7

№ з/п										
	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	85,100	79,400	73,600	68,400	63,6	59,300	54,900	51,000	47,2	43,500
2	1,56	1,456	1,349	1,22	1,135	1,058	0,98	0,91	0,82	0,755
3	80,505	75,112	69,626	64,706	60,166	56,098	51,935	48,246	44,651	41,151
4	1,482	1,383	1,282	1,159	1,078	1,005	0,931	0,865	0,779	0,717
5	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
6					1406,14				1406,14	
7	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00
8	429732,94	400954,00	371659,15	345084,73	320874,02	299177,24	276983,31	257303,31	237923,57	219266,03
9	71622,16	66825,67	61943,19	57514,12	53479,00	49862,87	46163,88	42883,88	39653,93	36544,34
10	358110,79	334128,34	309715,96	287570,61	267395,01	249314,37	230819,42	214419,42	198269,64	182721,69
11	129900,52	109596,26	102512,03	96064,60	90192,47	84947,12	79582,09	74824,21	70125,03	65615,24
a)	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43
б)	12735,22	11882,21	11014,24	10236,06	9517,74	8874,25	8215,79	7632,15	7063,48	6509,78
в)	448,08	418,21	387,47	350,42	326,01	303,89	281,49	261,38	235,53	216,86
г)	14175,15	829,63	829,63	829,63	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00
д)	90730,65	84654,79	78469,25	72837,06	67727,29	63147,56	58463,39	54309,25	50204,59	46267,17
12										
a)	1467,71	1324,18	1336,50	1349,41	1362,81	1376,95	1393,71	1410,98	1430,68	1453,04
б)	3204,26	3060,73	3073,05	3085,96	3099,36	3113,50	3130,26	3147,53	3167,23	3189,59
13	228210,27	224532,07	207203,93	191506,01	177202,55	164367,25	151237,33	139595,22	128144,62	117106,45
14	41077,85	40415,77	37296,71	3,00	31896,46	29586,10	27222,72	4,00	23066,03	21079,16
15	187132,42	184116,30	169907,22	191503,01	145306,09	134781,14	124014,61	139591,22	105078,59	96027,29
16	200497,57	184135,93	169926,85	191522,64	145306,09	134781,14	124014,61	139591,22	105078,59	96027,29
17	416673,24	600809,17	770736,02	962258,66	145306,09	280087,23	404101,84	543693,06	105078,59	201105,88
18	78925,12	68381,53	59532,82	63300,73	4,00	39646,60	34414,69	36544,60	5,00	22374,23
19	3011261,43	3079642,97	3139175,78	3202476,51	3202480,51	3242127,11	3276541,80	3313086,39	3313091,39	3335465,62
20										
21										
22	203430,65	191896,23	177709,15	130354,18	153102,75	142596,54	131849,99	97197,14	112924,55	103890,67

Закінчення таблиці 5.7

№ з/п						Разом
	2051	2052	2053	2054	2055	
1	30	31	32	33	34	35
1	40,000	37,100	34,4	32,000	29,800	3023,100
2	0,695	0,644	0,597	0,556	0,517	57,815
3	37,840	35,097	32,542	30,272	28,191	2859,853
4	0,660	0,612	0,567	0,528	0,491	54,924
5	9	9	9	9	9	9
6			1406,14			9842,98
7	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	649457,85
						0,00
8	201630,94	187006,95	173396,05	161304,75	150207,78	15288350,42
9	33605,16	31167,83	28899,34	26884,13	25034,63	2548058,40
10	168025,78	155839,13	144496,70	134420,63	125173,15	12740292,02
11	61353,54	57818,68	54529,01	51607,12	48924,60	4292639,80
a)	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	11811,43	347780,97
б)	5986,00	5552,02	5147,96	4788,80	4459,57	452406,92
в)	199,62	184,98	171,48	159,70	148,50	16606,20
г)	810,00	810,00	810,00	810,00	810,00	246447,67
д)	42546,48	39460,26	36588,14	34037,19	31695,10	3229398,05
12						
a)	1477,99	1502,23	1528,48	1555,52	1584,15	7187,46
12						
б)	3214,54	3238,79	3265,04	3292,08	3320,71	16159,66
13	106672,25	98020,45	89967,70	82813,51	76248,55	8447652,22
14	19201,00	5,00	16194,19	14906,43	13724,74	1245654,77
15	87471,24	98015,45	73773,51	67907,08	62523,82	7201997,44
16	87471,24	98015,45	73773,51	67907,08	62523,82	6798987,26
17	288577,12	386592,57	73773,51	141680,59	204204,41	
18	19227,06	20325,26	6,00	12532,71	10886,03	3398442,68
19	3354692,68	3375017,94	3375023,94	3387556,65	3398442,68	
20						167,78
21						11,47
22	95352,64	70633,09	81681,67	75827,74	70454,47	7023111,23

Таблиця 5.8- Зведені техніко-економічні показники по рекомендованих варіантах розробки покладів за оптимальний період при ціні реалізації газу 4058,4 тис. грн./м³

Показники	пласт В-25-26
Розглянутий період розробки, роки	2025-2155
Рекомендований період розробки, роки	2025-2058
Залишкова вартість основних фондів, тис.грн.	33191,60
Видобуток :	
- газу, млн. м ³	3 330,30
- конденсату, тис. т	63,15
Капітальні вкладення, тис.грн.	520356,50
Валовий дохід, тис.грн.	13253878,00
Податок на додану вартість, тис.грн.	1965511,30
Чистий дохід, тис.грн.	10449342,60
Експлуатаційні витрати, тис.грн.	949436,40
в т.ч. поточні витрати	316561,70
амортизація	497733,30
плата за надра	135141,50
Собівартість видобутку:	
- газу, грн./тис. м ³	301,50
- конденсату, грн./т	14628,20
Валовий прибуток, тис.грн.	9499906,20
Податок на прибуток, тис.грн.	1 587 243,8
Чистий прибуток, тис.грн.	7912662,30
Вільний грошовий потік, тис.грн.	7890039,20
Накопичений приведений вільний грошовий потік, тис.грн.	3802231,40
Термін окупності, років	3,01
Рентабельність, %	
до ОФ та капіталовкладень	1429,40
до експлуатаційних витрат	833,4
Внутрішня норма доходності	
Індекс доходності	18,63
Відрахування до бюджету, тис.грн.	4526920,70

Висновки

У даній магістерській роботі поставлено за мету проаналізувати геолого-промислові характеристики продуктивного горизонту В-25-26 Михайлівського газоконденсатного родовища та надати рекомендації щодо подальшої геолого-економічної доцільності його розробки.

Михайлівське газоконденсатне родовище розташоване в адміністративних межах Михайлівського та Краснокутського районів Полтавської і Харківської областей України.

За генетичними характеристиками Михайлівське підняття класифікується як антиклінальне наскрізне утворення солянокупольного типу, криптодіапірового підкласу, із тектонічними порушеннями.

У геологічну будову родовища входять відклади палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку, що залягають на кристалічному фундаменті докембрію.

Відповідно до нафто-газогеологічного районування, родовище належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району, який вирізняється значною концентрацією нерозвіданих вуглеводневих ресурсів і широким стратиграфічним спектром продуктивних пластів — від девонських до юрських відкладів.

Геологічна модель покладів побудована на основі сейсморозвідки та результатів буріння, має чітко визначену геометрію і високий ступінь достовірності. Геологічна будова території визначена за трьома відбиваючими горизонтами: V_{B2}^1 (C_1V_2), V_{B3} (C_1V_1) і V_{B4} (C_1t), з яких найбільш повну будову родовища відображає нижньовізейський горизонт V_{B3} , що підтверджується результатами пошукового буріння і випереджуючих експлуатаційних свердловин.

Об'єкти для підрахунку запасів визначалися на основі результатів випробувань і досліджень свердловин, інтерпретації матеріалів ГДС та даних промислової розробки. Оцінювання запасів виконано за об'ємним методом для продуктивного пласта В-25-26, що приурочений до візейських відкладів нижнього карбону.

Обсяги вуглеводнів, окреслені умовною газовою водою (УГВК), віднесено до розвіданих запасів категорії С1. Видобувна їх частина класифікована як балансові запаси (клас 111), тоді як невидобувна — як позабалансові (клас 221).

Площу газонасиченості визначали за підрахунковими планами, побудованими на основі структурних карт покрівлі проникної частини продуктивних пластів із нанесеними контурами газонасиченості, встановленими за результатами геофізичних досліджень, випробувань та експлуатації свердловин. Ефективні газонасичені товщини обчислювали за даними геофізики окремо для кожної

свердловини. На основі цих показників методом інтерполяції складено карти загальних і ефективних газонасичених товщин, за якими визначено середньозважені значення по площі.

Пористість колекторів оцінювали лабораторними та промислово-геофізичними методами. Для розрахунку запасів використовували середньозважені значення коефіцієнта пористості в межах блоку. Коефіцієнт газонасиченості визначали за геофізичними даними та усереднювали по товщині. Пластові й вибійні тиски фіксували у свердловинах під час газогідродинамічних досліджень за допомогою глибинних манометрів.

Оскільки властивості вуглеводневих газів відхиляються від характеристик ідеального газу, у розрахунках застосовували поправки на відхилення від закону Бойля — Маріотта з урахуванням пластового тиску, температури та компонентного складу газу.

Наявні обсяги достовірних запасів (клас 111) та попередньо розвіданих запасів дозволяють забезпечити безперебійну роботу видобувного підприємства протягом періоду повернення капіталовкладень. Це підтверджується техніко-економічними розрахунками, наведеними в зведеній таблиці для рекомендованих варіантів розробки при середній ціні реалізації газу 4058,40 тис. грн/тис. м³.

Таким чином, Михайлівське газоконденсатне родовище вважається повністю підготовленим до промислової розробки.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1 Герасимович Р.Г. Звіт про роботи МСГТ на Михайлівській площі, виконані сейсморозвідувальною партією 30/92 в 1992-1994 рр.

2 Звіт по темі 428/99 «Геологічна будова і підрахунок запасів вуглеводнів візейських відкладів Михайлівського родовища Полтавської області України», Полтава, 2001.

3 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.

4 Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. – Київ: ДКЗ України, 1999.

5 ДСТУ 4068-2002 Документація. Звіт про геологічне вивчення надр. Загальні вимоги до побудови, оформлення звіту. – Київ: Держстандарт України, 2002.

6 Галузевий стандарт України. Охорона довкілля. Правила проведення робіт. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші – Київ, 1998.

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

8. Закону України „Про Державний бюджет України на 2008 рік” та про внесення змін до деяких законодавчих актів України від 03.06.2008 р.№ 309-VI.

9. Закон України „Про внесення змін до деяких законодавчих актів України” від 25.12.2008 р. № 798-VI.

10. Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування, затверджена КМУ від 25.08.2004 р. № 1117.

11. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затверджене ДКЗ України від 27.11.2006 р. № 316.

12. Магістерська робота [Текст] : метод. вказівки / Б. Й. Маєвський, О. Є. Лозинський, М. І. Манюк, Т. В. Здерка. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ Факел, 2008. – 33 с.