

Міністерство освіти і науки України
Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 103 Науки про Землю

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 6 » 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: Оцінювання газонасності продуктивних горизонтів і пластів
Мачухського родовища

Пояснювальна записка

Керівник

д.т.н., проф. Лукін О.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

Комаревцева В.В.

студент, ПІБ

група 601-43

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

д.т.н., проф. Лукін О.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., с.н.с., Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

ст. лекц. Вовк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.01.2026

Полтава, 2026

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 2025 року

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Комаревцева Вікторія Валеріївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оцінювання газоносності продуктивних горизонтів і пластів Мачухського родовища

Керівник проекту (роботи) д.г. – м.н, професор Лукін О.Ю.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-Ф.А

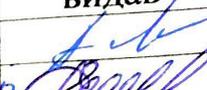
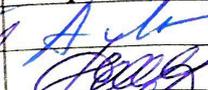
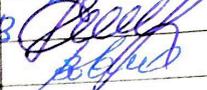
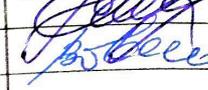
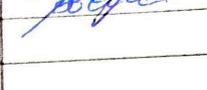
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 6.01.2026

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна та навчальна література, фондові геологічні звіти, матеріали пошуково-розвідувальних робіт. 2. Дані буріння і геофізичних досліджень свердловин Мачухського газоконденсатного родовища. 3. Картографічні й графічні матеріали — структурні карти, сейсмо-геологічні профілі та кореляційні схеми розрізів свердловин.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; аналіз сучасного стану питання, мета та задачі дослідження; геологічна характеристика Мачухського родовища; аналіз даних пошукового та розвідувального буріння.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) тектонічна карта; конструкція свердловини; погоризонтна кореляція продуктивної частини розрізу по свердловинах; кореляція реперів продуктивної частини розрізу.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|-----------|---|---|---|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| Розділ 1. | р.г.м.и, проф. Лукіна О.Ю. |  |  |
| Розділ 2. | к.т.н, е.и.с. Михайлова О.В. |  |  |
| Розділ 3. | ст. викл. Вови М.О. |  |  |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання 03.09.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Етапи підготовки | Термін виконання |
|-------|---|---------------------|
| 1 | Аналіз проблеми, формулювання мети і задач дослідження, оформлення переліку використаних джерел | 13.10.25 – 27.10.25 |
| 2 | Обґрунтування методики виконання досліджень | 28.10.25 – 10.11.25 |
| 3 | Проведення досліджень, аналіз результатів дослідження | 11.11.25 – 30.11.25 |
| 4 | Висновки і рекомендації | 01.12.25 – 15.12.25 |
| 5 | Оформлення та узгодження роботи | 16.12.25 – 05.01.26 |
| 6 | Попередні захисти робіт | 06.01.26 – 17.01.26 |
| 7 | Захист роботи | 20.01.26 – 24.01.26 |

Студент

 (підпис)
 Каюфєва В.В. (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

 (підпис)
 Лукіна О.Ю. (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ, МЕТА

ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ 7

1.1 Історія вивчення та стан дослідження нафтогазоносності

Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району 7

1.2 Характеристика нафтогазоносності Мачухського родовища 11

1.3 Мета та задачі дослідження 16

1.4 Висновки до розділу 1 18

РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА

МАЧУХСЬКОГО РОДОВИЩА 19

2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу

Мачухського родовища 19

2.2 Аналіз структурно-тектонічних особливостей будови

Мачухського родовища 36

2.3 Аналіз продуктивних горизонтів та колекторських

властивостей порід Мачухського родовища 38

2.4 Висновки до розділу 2 42

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ДАНИХ ПОШУКОВОГО ТА РОЗВІДУВАЛЬНОГО

БУРІННЯ 43

3.1 Характеристика бурових робіт та гірничо-геологічних умов

Мачухського родовища 43

3.2 Аналіз результатів геолого-геофізичних досліджень у межах

Мачухського родовища 48

3.3 Кореляція розрізів свердловин та визначення перспективних пластів

Мачухського родовища 53

3.4 Перспективи подальших геолого-розвідувальних робіт і ресурсний

потенціал Мачухського родовища 58

3.5 Висновки до розділу 3 65

ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТОК А: Фрагмент тектонічної карти ДДЗ

ДОДАТОК Б: Конструкція свердловини 53-М Мачухського родовища

ДОДАТОК Г: Погоризонтна кореляція продуктивної частини розрізу по свердловинах

ДОДАТОК Д: Кореляція реперів продуктивної частини розрізу Мачухського ГКР

АНОТАЦІЯ

Комаревцева В. В. Оцінювання газоносності продуктивних горизонтів і пластів Мачухського родовища. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 103 «Наука про землю». Національний Університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

У роботі висвітлено геологічну будову та нафтогазоносність Мачухського родовища, зокрема літолого-стратиграфічні, структурно-тектонічні та колекторські особливості продуктивних горизонтів верхнього девону та нижнього карбону.

У розділі 1 наведено аналіз сучасного стану вивченості Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, охарактеризовано історію геологічного вивчення Мачухського родовища, визначено мету та завдання дослідження. У розділі 2 подано детальну геологічну характеристику родовища, розглянуто літолого-стратиграфічну будову розрізу, структурно-тектонічні особливості та проаналізовано продуктивні горизонти і колекторські властивості порід. У розділі 3 виконано аналіз даних параметричного, пошукового та розвідувального буріння, узагальнено результати геолого-геофізичних досліджень, проведено кореляцію розрізів свердловин і визначено перспективи подальших геолого-розвідувальних робіт та ресурсний потенціал Мачухського родовища.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: МАЧУХСЬКЕ РОДОВИЩЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТ, ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, ГАЗОНОСНІСТЬ, ПРОДУКТИВНІ ГОРИЗОНТИ, СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНА БУДОВА, КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ, СВЕРДЛОВИНА, БУРІННЯ.

ANNOTATION

Komarevtsova V. V. Bewertung der Gasvorkommen in den produktiven Horizonten und Schichten des Machukhy field. Masterarbeit im Fachbereich 103 „Geowissenschaften“. Nationale Universität „Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk“, Poltava, 2026.

The thesis presents the geological structure and hydrocarbon potential of the Machukhy field, with particular emphasis on the lithological–stratigraphic, structural–tectonic, and reservoir characteristics of the productive horizons of the Upper Devonian and Lower Carboniferous.

Chapter 1 provides an analysis of the current state of exploration of the Rudenkivka–Proletarske petroleum district, outlines the history of geological investigation of the Machukhy field, and defines the aim and objectives of the study. Chapter 2 presents a detailed geological characterization of the field, including the lithological–stratigraphic structure of the section, structural–tectonic features, and an analysis of productive horizons and reservoir properties. Chapter 3 analyzes data from parametric, exploratory, and appraisal drilling, summarizes the results of geological and geophysical investigations, performs well section correlation, and determines the prospects for further geological exploration and the resource potential of the Machukhy field.

KEYWORDS: MACHUKHY FIELD, GAS CONDENSATE, DNIPRO–DONETS BASIN, GAS-BEARING POTENTIAL, PRODUCTIVE HORIZONS, STRUCTURAL–TECTONIC STRUCTURE, RESERVOIR PROPERTIES, WELL, DRILLING.

ВСТУП

Актуальність теми: зумовлена потребою комплексного підходу до оцінки газоносності Мачухського родовища, що включає аналіз геолого-геофізичних матеріалів, даних буріння, результатів випробувань продуктивних пластів та порівняння з регіональними особливостями нафтогазоносності Руденківсько-Пролетарського району. Це дозволяє не лише оцінити сучасний стан розробки покладів, але й визначити подальші напрями геолого-розвідувальних робіт і можливості ефективнішого освоєння запасів.

Метою роботи є комплексний аналіз газоносності Мачухського родовища на основі даних параметричного, пошукового, розвідувального та оціночно-експлуатаційного буріння з визначенням перспектив подальшого освоєння та нарощування ресурсної бази.

Задачі дослідження:

1. Проаналізувати історію вивчення та сучасний стан дослідження нафтогазоносності Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району.

2. Надати геологічну характеристику Мачухського родовища, зокрема літолого-стратиграфічні та структурно-тектонічні особливості його будови.

3. Розглянути продуктивні горизонти та оцінити колекторські властивості порід у межах родовища.

4. Проаналізувати дані бурових робіт, геолого-геофізичних досліджень та результати випробувань свердловин.

5. Провести кореляцію розрізів свердловин та оцінювання перспективності пластів.

6. Визначити напрями подальших геолого-розвідувальних робіт та оцінити ресурсний потенціал Мачухського родовища.

Об'єкт: процес накопичення вуглеводнів у продуктивних горизонтах девонської та кам'яновугільної системи Мачухського газоконденсатного родовища.

Предмет: літологічний склад та фільтраційно-ємнісні параметри покладів девонської та кам'яновугільної системи Мачухського газоконденсатного родовища.

Наукова новизна: полягає у систематизації та узагальненні сучасних геолого-геофізичних даних щодо газоносності Мачухського родовища, із визначенням особливостей будови продуктивних горизонтів та закономірностей розповсюдження колекторів, що можуть слугувати основою для оптимізації подальших пошуково-розвідувальних робіт.

Практична цінність: полягає у можливості використання даних дослідження для підвищення ефективності оцінки запасів, планування розробки родовища, визначення додаткових перспектив газоносності у межах Мачухської структури.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ, МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Історія вивчення та стан дослідження нафтогазоносності Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району

Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район є одним із найбільш вивчених та перспективних нафтогазових районів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Систематичні дослідження його геологічної будови розпочалися у другій половині ХХ століття і тривають до сьогодні, охоплюючи кілька етапів: регіонального геологічного вивчення, інтенсивного пошуково-розвідувального буріння, промислового освоєння та сучасного високотехнологічного переосвоєння родовищ. [1]

Перші відомості про геологічну будову району були отримані на основі регіональних геологознімальних і геофізичних робіт, що проводилися у 1950–1960-х роках. У цей період виконано широкомасштабні сейморозвідувальні дослідження (переважно 2D), результатом яких стало виявлення низки перспективних локальних структур, серед яких Мачухська, Руденківська, Пролетарська, Абазівська та інші. Отримані дані дали можливість сформулювати уявлення про можливу приуроченість промислових покладів нафти і газу до девонських і нижньокам'яновугільних відкладів.

Найбільш інтенсивний етап вивчення і освоєння району припадає на 1970–1990-ті роки. У цей час проводяться активні параметричні, пошукові та розвідувальні бурові роботи, що дозволили відкрити та ввести в експлуатацію такі родовища, як Руденківське, Пролетарське, Абазівське, а згодом і Мачухське. Пошукові свердловини заклали основу первинної стратиграфічної моделі району, підтвердивши нафтогазоносність фаменських відкладів верхнього девону та нижньокам'яновугільних горизонтів турнейського, візейського і серпуховського ярусів. Саме в цей час сформовано базовий фонд геолого-геофізичних даних про будову продуктивних пластів та типи колекторів.

Після відкриття родовища пошуково-розвідувальні та перші експлуатаційні роботи проводилися державними геологічними та видобувними підприємствами. На етапі СРСР ключову роль відігравали УкрНДГРІ та ДГП «Полтавагеологія», які здійснювали геологічне вивчення та закладку перших свердловин. У період незалежності України основним надкористувачем родовища було ПАТ «Укргазвидобування» (група НАК «Нафтогаз України»), однак через складну геологічну будову та значні глибини залягання продуктивних горизонтів інтенсивність його освоєння залишалася обмеженою.

Подальший розвиток дослідження району на межі ХХ–ХХІ ст. був пов'язаний із технологічним прогресом у сфері сейсмозв'язки, інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів та буріння. У цей період здійснено детальні 2D–3D сейсмодослідження, що дозволили уточнити структурно-тектонічну будову району, а також встановити нові пастки вуглеводнів у складних умовах глибинного залягання продуктивних горизонтів. Однак, попри накопичення значного обсягу даних, низка структур залишалася недодослідженою через складну геологічну будову, значні глибини залягання продуктивних пластів і збільшення вартості буріння. [3]

У процесі багаторічного вивчення Руденківсько-Пролетарського району сформувалася ціла науково-виробнича школа, що поєднала різні методологічні підходи до дослідження глибинної будови й оцінки перспектив газоносності девонсько-карбонатних комплексів. Важливим етапом стало застосування високодетальної сейсмозв'язки МОВ, що дозволила вперше чітко простежити блокову будову глибинних горизонтів, структуру антиклінальних піднять та характер новітніх розломів, які відіграють визначальну роль у формуванні пасток вуглеводнів. У 1970–1980-х роках саме геофізичні організації, зокрема УкрНДГРІ та Геофізична експедиція «Полтавагеологія», значно розширили уявлення про простягання і морфологію фаменських і турнейських продуктивних товщ, заклавши наукову основу для подальших розвідувальних робіт.

Особливо цінним внеском цього періоду стала розробка регіональних стратиграфічних схем та мікрофауністичних зонувань, які забезпечили точну кореляцію продуктивних інтервалів між різними структурами району. У результаті стало можливим не лише визначити вікову належність продуктивних товщ, а й простежити закономірності фаціального переходу від переважно теригенних відкладів фамену до карбонатних комплексів нижнього карбону. Важливо, що такі стратиграфічні побудови з високим ступенем достовірності підтвердили наявність багатопластових пасток, характерних для Руденківсько-Пролетарської групи родовищ.

У 1990-х – на початку 2000-х років дослідження району зосереджувалися на деталізації можливих глибинних пасток та уточненні геометрії складних антиклінальних структур, зокрема Мачухської, Руденківської та Семиренківської. Саме у цей період було впроваджено сучасні способи інтерпретації сейсмічних даних, зокрема методи сейсмофаціального аналізу, атрибутивної обробки, спектрального виділення слабконтрастних відбиттів. Це дозволило значно підвищити ступінь розчленованості геологічного розрізу та довести, що частина перспективних горизонтів перебуває у зоні складної тектонічної порушеності, що могла маскувати їх у ранніх моделях. [2; 3]

Важливим напрямом стало також вивчення тріщинуватості і вторинних колекторських властивостей карбонатів, що становлять основу продуктивності фаменсько-турнейських покладів. У цей період активно проводилися петрофізичні, мікропалеонтологічні та геохімічні дослідження керну, що підтвердили наявність вторинних порових і тріщинних просторів, утворених унаслідок тектонічного напруження й розчинення карбонатної матриці. Це стало одним з ключових факторів розуміння того, чому окремі блоки структури демонструють високу газонасиченість, тоді як інші - майже повністю водонасичені або непроникні.

Станом на початок ХХІ століття район став одним із найбільш інструментально вивчених у межах Полтавського сегменту Дніпровсько-

Донецької западини. Було сформовано комплексну геолого-геофізичну модель, що враховує тектонічну розбитість, стратиграфічну субординацію, літолого-фаціальну неоднорідність та особливості флюїдонасичення. Саме на цій основі було розроблено рекомендації для спрямованого й горизонтального буріння, а також визначено ділянки, де можлива наявність додаткових покладів у неструктурних пастках. [3]

Новітній етап вивчення та освоєння Мачухського родовища пов'язаний із приходом приватного інвестора - компанії ДТЕК Нафтогаз, яка отримала спеціальний дозвіл на розробку родовища та розпочала активне його переосвоєння. Участь компанії стала переломним моментом у сучасній історії родовища, оскільки саме з цього періоду розпочалося впровадження новітніх технологій буріння та інтенсифікації видобутку. ДТЕК Нафтогаз значно розширив обсяг геолого-геофізичних робіт, виконав переінтерпретацію геологічних матеріалів попередніх років, застосував сучасні методи 3D сейсморозвідки та оціночного буріння.

З урахуванням складної геологічної будови та значних глибин залягання продуктивних горизонтів, компанія запровадила інноваційні технології надглибокого буріння. Одним із ключових досягнень стало буріння свердловин на глибину близько 6 км, що дозволило розкрити нові перспективні інтервали і підтвердити наявність додаткових ресурсів вуглеводнів у глибинних горизонтах. Цей етап ознаменував перехід до якісно нового рівня освоєння родовища, орієнтованого на максимальне розкриття залишкового потенціалу та виявлення нових продуктивних пасток.

Суттєвим підтвердженням ефективності сучасного етапу розробки родовища стало досягнення компанією ДТЕК Нафтогаз вагомого виробничого результату. За офіційними даними, підприємство видобуло перший мільярд кубометрів природного газу з Мачухського родовища, що стало наслідком цілеспрямованої програми буріння надглибоких свердловин, оптимізації системи розробки та впровадження високотехнологічних методів інтенсифікації притоку. Цей показник свідчить не лише про успішність

проведених геолого-технічних заходів, але й про правильність актуальної стратегії освоєння родовища, яка розпочалася після отримання спеціального дозволу №5965 у 2014 році та була реалізована на якісно новому технологічному рівні.

Сьогодні Руденківсько-Пролетарський район характеризується активним використанням інтегрованих методів дослідження, що поєднують сейсмічні, геофізичні, геохімічні та дані ГДС, а також цифрове моделювання. Основними напрямками роботи є переоцінка запасів, уточнення контурів покладів, виділення малодосліджених інтервалів, оцінка залишкового потенціалу та пошук нових продуктивних горизонтів.

Таким чином, історія вивчення Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району охоплює понад 60 років активної науково-дослідницької та виробничої діяльності. Сучасний етап розвитку, пов'язаний із впровадженням ДТЕК Нафтогаз інноваційних технологій та методів буріння, відкриває нові перспективи для розширення ресурсної бази та оптимізації розробки Мачухського родовища. Це створює міцне наукове підґрунтя для подальших досліджень газоносності, що є надзвичайно важливим як з точки зору регіональної геології, так і для енергетичної незалежності України.

1.2 Характеристика нафтогазоносності Мачухського родовища

Мачухське газоконденсатне родовище є одним із найбільш перспективних і структурно складних об'єктів Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, що входить до центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) - головної газонафтоносною провінції України. Його геологічна побудова вирізняється значною неоднорідністю, багат шаровістю та складністю внутрішньої структури, що визначає як специфіку формування покладів вуглеводнів, так і особливості їхнього сучасного промислового освоєння. Родовище характеризується широким стратиграфічним діапазоном продуктивних відкладів, які простягаються від

верхнього девону до нижнього карбону, та має суттєвий потенціал щодо подальшого відкриття нових покладів газу і конденсату, особливо в глибинних ярусах геологічного розрізу. У загальному контексті район вважається складнобудованою структурою з багатопластовою газоносністю, що робить його важливим об'єктом для сучасних геолого-розвідувальних досліджень. [1]

Нафтогазоносність Мачухського родовища зосереджена переважно у відкладах верхнього девону, представлених фаменським ярусом, та нижнього карбону, до складу якого входять турнейський, візейський і серпуховський яруси. Саме ці стратиграфічні комплекси формують основні продуктивні горизонти, у межах яких виявлено численні газові та газоконденсатні залежі.

Додатково варто відзначити, що нафтогазоносність Мачухського родовища визначається не лише загальними регіональними умовами формування девонсько-карбовоних комплексів, а й низкою унікальних локальних факторів, які формують специфічний характер накопичення та збереження вуглеводнів у межах структури. Однією з ключових особливостей є високий ступінь тектонічної порушеності й блоковості, що сприяє розвитку як відкритих, так і закритих тріщинних систем, котрі слугують додатковими каналами фільтрації та резервуарами для флюїдів.

Важливою рисою є також значна вертикальна зональність нафтогазоносності, що пов'язана з історією тектонічного розвитку центральної частини ДДЗ. Нижні фаменські та турнейські горизонти характеризуються переважно газовими та газоконденсатними залежами, тоді як у верхніх частинах розрізу спостерігаються прояви вуглеводневих систем змішаного типу. Така вертикальна мінливість уособлює різні етапи катагенезу органічної речовини й різні термобаричні умови, за яких відбувалося формування покладів.

Значну роль відіграє літолого-фаціальна неоднорідність продуктивних товщ. Карбонати фамену й турнею часто утворюють рифові або субрифові тіла, де наявні вторинні порові та кавернозні простори, сформовані внаслідок

розчинення й перекристалізації кальциту. У таких просторах можуть зберігатися промислові концентрації газу та конденсату, навіть якщо загальна пористість матриці невелика. У порівнянні з цим, теригенні відклади візейського та серпуховського ярусів мають більш стабільний порово-піщаний тип колектора, однак значна глинистість ускладнює їхню ефективну продуктивність.

Геолого-промислові дані також свідчать, що у межах Мачухської структури чітко простежуються як стратиграфічно замкнені, так і тектоно-екрановані пастки, які формувалися внаслідок тривалих неотектонічних процесів. Порушення, флексурні перегини та мікроблокові зони зміщення створюють ізольовані або напівізольовані сегменти продуктивних горизонтів. Саме в цих сегментах нерідко формуються локальні скупчення вуглеводнів, які не були ідентифіковані за ранніми сейсмічними матеріалами, але підтверджуються сучасними методами глибинного картування.

Особливої уваги заслуговує характер флюїдодинаміки родовища. Дані випробувань свідчать, що газоконденсатна система Мачухського родовища має ознаки відкритого типу із добре розвиненими каналами глибинної фільтрації. Це пояснює високий тиск у глибинних горизонтах (5,0–6,0 км), що перевищує гідростатичний. Такі умови сприяють збереженню газу у надкритичному стані, що зумовлює підвищені дебіти при розкритті продуктивних інтервалів свердловинами сучасної конструкції.

Варто підкреслити, що значний вплив на сучасний рівень розуміння нафтогазоносності родовища мали інтерпретаційні дослідження, виконані під час глибинного буріння компанією ДТЕК Нафтогаз. Переінтерпретація сейсмозвідувальних даних із застосуванням атрибутивного аналізу, частотно-сміщених об'ємів та 3D-візуалізації дозволила уточнити форму й розміщення низки малопотужних, але перспективних пластів-колекторів. Це доводить, що потенціал продуктивності родовища далеко не вичерпаний, а перспектива додаткових покладів у фаменських і турнейських відкладах є надзвичайно високою. [11]

Узагальнюючи, нафтогазоносність Мачухського родовища визначається комплексом взаємодіючих факторів - стратиграфічних, тектонічних, фаціальних і петрофізичних. Саме їх поєднання формує унікальну багатопластову систему, яка має суттєвий потенціал для подальшої розвідки, а впровадження сучасних технологій буріння й інтенсифікації дозволяє розраховувати на відкриття нових продуктивних зон у межах родовища.

Продуктивні породи відзначаються значною варіативністю літологічного складу, що включає доломіти, вапняки, карбонатно-теригенні та теригенні різновиди. Їхні колекторські властивості значною мірою залежать від ступеня тріщинуватості, розвитку вторинних змін (доломітизація, перекристалізація, розчинення, цементация), а також від структурних і тектонічних умов, які протягом геологічної історії неодноразово впливали на формування фільтраційно-ємнісних параметрів.

У структурному відношенні Мачухське родовище приурочене до складної антиклінальної пастки, яка формувалася внаслідок тривалих тектонічних процесів, що діяли з різною інтенсивністю протягом значних геологічних інтервалів часу. Антиклінальна структура має ускладнений внутрішній склад: значну роль відіграють флюїдопровідні розломи, локальні зони тріщинуватості, екрануючі та ущільнюючі елементи, які контролюють розподіл флюїдів і просторову конфігурацію газонасичених інтервалів. Складний характер тектонічної будови створює умови для формування не одного суцільного покладу, а цілої системи локальних залежей, що відрізняються як за площею, так і за ступенем газоконденсатоносності. Така внутрішня різномірність визначає специфічну зональність накопичення вуглеводнів і потребує детальної міжсвердловинної кореляції.

Колекторні властивості порід у межах родовища значною мірою визначаються їхнім літологічним і тектонічним походженням. У фаменських відкладах домінують тріщинні та тріщинно-кавернозні типи колекторів, сформовані переважно у вапняках та доломітах, які зазнали інтенсивного

впливу процесів тектонічної активізації та постседиментаційних змін. Ці колектори демонструють високу мінливість пористості й проникності, що ускладнює прогнозування параметрів залежей. У нижньокам'яновугільних відкладах переважають порові та тріщинно-порові колектори у карбонатних та карбонатно-теригенних товщах, формування яких було зумовлене змінами морських фацій та умов седиментації.

Залежі вуглеводнів у межах Мачухського родовища мають переважно пластово-масивний або тріщинно-масивний характер. Газоконденсатні флюїди, властиві глибоким горизонтам, характеризуються значною варіативністю вмісту конденсату, що залежить від глибин залягання, літології та фаціального типу порід. Продуктивні горизонти простягаються на значні глибини: від порівняно неглибоких ділянок до інтервалів понад 5,5–6,0 км. Це суттєво ускладнює процес буріння, але одночасно вказує на великий потенціал глибинних зон та можливість відкриття нових покладів при застосуванні сучасних технологій. [3; 11]

Формування нафтогазоносності Мачухського родовища контролюється поєднанням регіональних і локальних геологічних чинників, серед яких провідну роль відіграють тектонічне блокування та розчленування структури, неоднорідність літолого-фаціального складу, інтенсивність вторинних змін колекторів, тріщинуватість і вплив глибинних флюїдодинамічних процесів. Сукупність цих чинників призводить до нерівномірного розповсюдження флюїдів, формування зон з підвищеною та зниженою газонасиченістю, а також до утворення локальних пасток у межах окремих структурних блоків.

Перспективи подальшого освоєння Мачухського родовища пов'язані насамперед з глибинними структурними ярусами та малодослідженими інтервалами, які можуть містити додаткові поклади газу й газоконденсату. Сучасні технології - такі як надглибоке буріння, 3D-сейсморозвідка, багатозональна перфорація та методи інтенсифікації припливу - відкривають можливості для значного розширення ресурсної бази та підвищення продуктивності існуючих свердловин. Аналіз геологічної будови та

нафтогазоносності свідчить, що потенціал родовища ще далеко не вичерпаний і потребує подальших системних та комплексних досліджень.

Таким чином, Мачухське родовище є складним, багатошаровим і високоперспективним геологічним об'єктом, газоносність якого визначається поєднанням тектонічних, літолого-фаціальних та флюїдодинамічних чинників. Це зумовлює необхідність подальших наукових досліджень і геолого-розвідувальних робіт, спрямованих на уточнення геологічної моделі, виявлення нових продуктивних горизонтів та оптимізацію промислової розробки родовища.

1.3 Мета та задачі дослідження

Метою дослідження є всебічне вивчення газоносності Мачухського газоконденсатного родовища на основі узагальнення та комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів, результатів буріння і випробування свердловин з метою обґрунтування перспектив подальшого освоєння, пошуково-розвідувального дорозвідку та нарощування ресурсної бази родовища.

Досягнення поставленої мети зумовило необхідність розв'язання таких основних задач:

1. Проаналізувати історію геологічного вивчення району та основні етапи освоєння Мачухського родовища, з урахуванням результатів регіональних, пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт.
2. Охарактеризувати геологічну будову Мачухського родовища, зокрема його регіональне положення, стратиграфічну послідовність, літолого-фаціальні особливості відкладів і структурно-тектонічні елементи.
3. Дослідити умови формування та будову продуктивних горизонтів девонсько-карбонового комплексу, визначити їх фаціальні типи, ємнісно-фільтраційні властивості та ступінь неоднорідності колекторів.

4. Узагальнити та проаналізувати дані параметричного, пошукового, розвідувального й експлуатаційного буріння, включаючи результати геофізичних досліджень свердловин і випробувань продуктивних інтервалів.

5. Виконати кореляцію розрізів свердловин з метою встановлення структурних і літологічних закономірностей поширення продуктивних пластів та уточнення геологічної моделі родовища.

6. Оцінити перспективи подальших геолого-розвідувальних робіт і обґрунтувати основні напрями дорозвідки, з урахуванням можливостей освоєння глибинних горизонтів і застосування сучасних геолого-геофізичних технологій.

Виконання зазначених задач забезпечує формування цілісної науково обґрунтованої моделі газоносності Мачухського родовища, що дозволяє визначити закономірності локалізації продуктивних горизонтів і окреслити перспективні напрями його подальшого освоєння.

1.4 Висновки до розділу 1

1. Встановлено, що незважаючи на тривалий період вивчення Руденківсько-Пролетарського району (з 1950-х років), глибокозалягаючі горизонти Мачухського родовища залишаються недостатньо розвіданими через складні гірничо-геологічні умови.

2. Аналіз стану дослідження родовища підтвердив, що ключовим фактором успішного освоєння запасів на сучасному етапі є застосування новітніх методів ГДС та 3D-сейсморозвідки, які дозволяють уточнити блокову будову об'єкта.

3. Визначено, що основний потенціал нарощування ресурсної бази пов'язаний із відкладами девонської та кам'яновугільної систем на глибинах понад 5000 м, що потребує детального перегляду існуючих геологічних моделей.

РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА МАЧУХСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу

Мачухського родовища

Літолого-стратиграфічний розріз Мачухського газоконденсатного родовища характеризується значною потужністю осадових порід та різноманітням стратиграфічних комплексів, що охоплюють палеозойську, мезозойську та кайнозойську ератеми. Загальна товщина осадового чохла сягає близько 8 км, що пов'язано з інтенсивним прогинанням Дніпровсько-Донецької западини та складною тектонічною історією її розвитку. Найбільше промислове значення в межах родовища мають відклади девонської та нижньокам'яновугільної систем, у яких локалізовані основні поклади газу та газоконденсату. [1; 3; 6]

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

Девонська система (D)

Представлена фаменським ярусом верхнього відділу.

Фаменський ярус (D_{3fm})

В межах Мачухського родовища свердловинами № 1, 2, 4, 5, 51, 52, 500 розкриті відклади, які за мікрофауністичними заключеннями відносяться до XV^a мікрофауністичного горизонту або до біостратиграфічної зони C_{1t}^a і є перехідними шарами від девона до карбону.

Міжнародного стратиграфічного комітету (червень 1986 р.) ці відклади відносяться до верхів фаменського ярусу девона.

За літолого-фаціальними особливостями розкрита товща фаменських відкладів неоднорідна.

Нижня її частина складена піщано-глинистими відкладами (перешарування пісковиків з алевролітами, аргілітами та невеликими

Товщина відкладів неогенової та четвертинної систем 24-73 м.

2.2 Аналіз структурно-тектонічних особливостей будови

Мачухського родовища

У геоструктурно-тектонічному відношенні Мачухське родовище приурочене до зони зчленування південної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини з її центральним грабенем і розташоване в смузі глибинного облягання Лубенсько-Білоцерківського виступу кристалічного фундаменту (Додаток А). [10]

Основні уявлення про тектонічну будову району та безпосередньо Мачухського родовища сформовані на основі результатів регіональних, площинних і детальних сейсмічних досліджень, матеріалів науково-тематичних робіт, а також даних параметричного, пошукового, розвідувального та оціночно-експлуатаційного буріння.

Будова цієї частини западини характеризується значною складністю порівняно з іншими її елементами, що зумовлено інтенсивними процесами прогинання та акумуляцією значних потужностей нижньопалеозойських відкладів за умов поєднаного прояву блокової тектоніки та галокінезу. У результаті досліджувана територія поєднує риси, притаманні як північному схилу Українського кристалічного масиву, так і центральній частині Дніпровського грабену.

По поверхні кристалічного фундаменту дана зона являє собою чітко виражений моноклінальний схил Остапівсько-Білоцерківського виступу, розчленований системою поздовжніх і поперечних скидів на низку припіднятих і занурених блоків, що формують горстово-грабенну структуру. За даними КМЗХ глибина залягання поверхні фундаменту в межах ліцензійної ділянки зростає у напрямку до осьової частини западини від 7,0 до 8,5 км. [10; 7]

У регіональному плані зазначена мисоподібна зона є аналогом Новотроїцького виступу північної прибортової частини западини. Така

симетричність у будові прибортових зон пояснюється розвитком поперечних щодо осі грабену дорифтових структур, які сприяли формуванню прогинів і виступів кристалічного фундаменту.

На фоні загального збільшення потужностей осадового чохла в напрямку до центральної частини западини відмічаються локальні аномалії товщин. У зв'язку з цим верхньовізейсько-серпуховський комплекс відкладів залягає на пенеplenізованій поверхні нижньовізейсько-турнейського структурного поверху та характеризується значною варіабельністю потужностей.

Поряд із циклічно-коливальними рухами земної кори, що супроводжувалися загальним зануренням території та накопиченням значних товщ нижньокам'яновугільних відкладів, суттєву роль відігравали структуроутворюючі чинники, які зумовили формування переважно антиклінальних форм облягання блоків фундаменту та девонських соляних тіл.

В осадовому чохлі в межах території родовища простежується система структур, що мають певну орієнтацію і формують протяжні структурно-тектонічні лінії облягання глибинного виступу фундаменту.

Мачухське підняття є складовою частиною Кавердинсько-Гоголівсько-Абазівського структурного валу північно-західного простягання, який простягається вздовж східного завершення лінійно витягнутих блоків Лубенсько-Білоцерківського поперечного виступу фундаменту (Додаток А). Територія підняття характеризується інтенсивним прогинанням і накопиченням значних товщ нижньопалеозойських відкладів.

Після завершення верхньовізейсько-серпуховського етапу осадконакопичення територія зазнавала подальшого занурення з активним проявом коливальних тектонічних рухів і періодичних піднять, що супроводжувалися значними передтріасовими та передпалеогеновими перервами в осадконакопиченні. Це зумовило формування переважно

моноклінальної будови відкладів верхнього візею, серпухову, середнього й верхнього карбону, нижньої пермі, тріасу та крейди.

Геологічна будова Мачухської антиклінальної складки детально вивчена за результатами сейсмічних досліджень та матеріалами параметричного, пошукового і розвідувального буріння. За умовами формування в процесі осадконакопичення Мачухська структура належить до переривчасто-постседиментаційного генетичного типу антиклінальних піднять.

Формування підняття зумовлене поєднаною дією блокової тектоніки та девонського галокінезу. По поверхні кристалічного фундаменту Мачухське підняття представлене великим припіднятим моноклінальним тектонічним блоком, нахиленим під кутом близько 19°. [10]

Сучасні уявлення про геологічну будову Мачухського підняття ґрунтуються на результатах інтерпретації глибинно-мігрованого 3D-сейсмічного куба, виконаного ТОВ «Науково-вишукувальний геологічний центр».

2.3 Аналіз продуктивних горизонтів та колекторських властивостей порід Мачухського родовища

Продуктивні горизонти Мачухського родовища приурочені до товщ верхнього девону та нижнього карбону, що зумовлює їх значну стратиграфічну розчленованість, складний літологічний склад і високу мінливість колекторських властивостей. Основні поклади газу та газоконденсату зосереджені у фаменських, турнейських, візейських і серпуховських відкладах, що складають багатоярусну систему газоносних пластів. У межах фаменського ярусу виділяються два основні літологічні горизонти - Фм-2 та Фм-1, які є найбільш перспективними та дослідженими. Горизонт Фм-2 утворений різновіковими піщано-глинистими відкладами, що включають перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів та вапняків. Ці породи мають виразну текстурну та гранулометричну мінливість, нерідко

характеризуються вапнистістю, присутністю органічних решток і мінеральних включень, що сприяє формуванню порово-тріщинних колекторів. У межах цієї товщі сформовано п'ять продуктивних пластів (Фм-2а, Фм-2б, Фм-2в, Фм-2г та Фм-2д), розташованих інтервально та відрізняючихся за ємнісно-фільтраційними властивостями. [1; 3]

Верхня частина фаменського розрізу представлена горизонтом Фм-1, який характеризується переходом від піщано-глинистих порід до домінування карбонатної товщі. Тут також виділено п'ять продуктивних пластів - Фм-1а, Фм-1б, Фм-1в, Фм-1г, Фм-1д. Перші три пласти представлені переважно тріщинно-кавернозними карбонатними породами, які зазнали значної перекристалізації та часто містять бітумінізовані прошарки, стильоліти, кальцитові прожилки та інші вторинні мінеральні утворення. Пласти Фм-1г і Фм-1д складені переважно піщаними породами з підвищеною пористістю, що забезпечує більш сприятливі умови для газонасичення. Горизонт Фм-1 вирізняється високим рівнем розчленованості та складністю будови, що суттєво впливає на мінливість колекторських параметрів у межах структури.

Відклади турнейського ярусу утворюють один із найважливіших для родовища газоконденсатних комплексів. Продуктивний горизонт Т-2-4 представлений тріщинно-кавернозними вапняками, доломітизованими та піщанистими карбонатами з прошарками аргілітів і пісковиків. Верхня частина горизонту (Т-2) характеризується кращим розвитком тріщинності, наявністю згусткових та оолітових структур, вторинним каолінітом і локальними зонами підвищеної пористості, тоді як нижня частина (Т-4) є більш щільною, стилітовою та нерівномірно перекристалізованою. Саме різноманітність структурно-текстурних характеристик турнейських порід визначає складний характер їх газонасичення та ефективність дренажу під час розробки.

Візейські відклади формують один із найбільш потужних та складно побудованих продуктивних комплексів, що містить численні літологічні

пачки з аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків. У верхньовізейській частині виокремлюються інтервали з продуктивними піщаними та алевролітовими пластами, що об'єднані в пачки В-14 - В-23. Особливо значущими є пісковики пачок В-17 – В-20, у яких спостерігається стабільний розвиток порово-тріщинних колекторів, а їхня присутність у розрізах окремих свердловин сягає до 40 % від товщі відкладів. Верхньовізейські товщі вирізняються різноманітністю фаціальних обстановок, розвитком органогенно-детритового матеріалу, типовими морськими мікробіоценозами та значним впливом тектонічних процесів, які зумовили формування дрібно розвиненої тріщинної системи.

Серпуховський ярус містить розвинуті товщі алевролітів і пісковиків, які об'єднані в літологічні серії С-3 - С-23. У цих відкладах сформувалися переважно порові та тріщинно-порові типи колекторів, що представлені дрібно- та середньозернистими пісковиками з різноманітними типами цементу - глинистим, карбонатним, сидеритовим. У серпуховських відкладах простежуються численні ознаки тектонічного дроблення, що позитивно впливає на розвиток проникних зон. Важливою особливістю є також присутність локальних вапнякових прошарків, які виконують роль природних екранів, обмежуючи вертикальну фільтрацію та сприяючи зональному характеру газонасичення.

Узагальнюючи, продуктивні горизонти Мачухського родовища формують складну багатоярусну систему колекторів, у якій поєднуються як порові, так і тріщинно-кавернозні різновиди. Фаменські товщі є одним із найважливіших об'єктів завдяки значній кількості продуктивних пластів та змінному характеру їх літології. Турнейські відклади вирізняються стабільним розвитком тріщинних карбонатних колекторів. Візейські інтервали мають найбільшу товщину та розвинену систему пісковикових пластів. Серпуховські товщі формують додатковий продуктивний комплекс, перспективний завдяки розвинутих поровим і порово-тріщинним колекторам. Саме це багатство та різноманіття колекторських типів визначають високу

перспективність Мачухського родовища й роблять його одним із найскладніших і водночас найбільш потенційних газоконденсатних об'єктів Дніпровсько-Донецької западини. [11]

Продуктивні горизонти Мачухського родовища приурочені до стратиграфічного інтервалу верхнього девону та нижнього карбону, що зумовлює їх багатоярусну будову, складний літологічний склад та високу мінливість колекторських властивостей. Основні газonosні та газоконденсатні поклади зосереджені у фаменських, турнейських, візейських і серпуховських відкладах, кожен з яких характеризується власними фаціальними особливостями, типами колекторів і ступенем тріщинуватості.

У межах фаменського ярусу виділено два ключові літологічні горизонти - Фм-2 та Фм-1, що формують найпродуктивнішу частину родовища. Горизонт Фм-2 представлений різновіковими піщано-глинистими відкладами з інтенсивним перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів та вапняків. Ці породи вирізняються текстурною та гранулометричною мінливістю, наявністю вапнистих прошарків, органічних залишків і мінеральних включень, що спричиняє формування складної порово-тріщинної системи. У межах горизонту сформовано п'ять продуктивних пластів - Фм-2а, Фм-2б, Фм-2в, Фм-2г та Фм-2д, які істотно різняться за товщиною, пористістю, проникністю та ступенем флюїдонасичення.

Верхній фаменський горизонт Фм-1 характеризується переходом від переважно піщано-глинистих відкладів до домінування карбонатної товщі. Тут також виділено п'ять продуктивних пластів: Фм-1а, Фм-1б, Фм-1в (тріщинно-кавернозні карбонатні), а також Фм-1г і Фм-1д (піщані). Карбонатні колектори Фм-1 зазнали значної перекристалізації, містять бітумінізовані включення, стильоліти, прожилки кальциту та ознаки вторинної мінералізації, що підсилює їх тріщинуватість і фільтраційні властивості. Піщані пласти цього горизонту характеризуються підвищеною первинною пористістю та є більш передбачуваними за колекторськими параметрами.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Результатом аналізу геологічної будови родовища є виявлення складної тектонічної будови та інтенсивної диз'юнктивної порушеності горизонтів нижнього карбону, що зумовлює блоковий характер покладів.

2. Доведено, що літологічний склад продуктивних пластів представлений переважно карбонатними та теригенними породами, де провідну роль у фільтрації газу відіграє тріщинна та тріщинно-кавернозна складова вторинної пористості.

3. Встановлено, що високий пластовий тиск (АВПТ) та значні глибини залягання є визначальними чинниками, які впливають на формування фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів та потребують особливого підходу до інтерпретації геофізичних даних.

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ДАНИХ ПОШУКОВОГО ТА РОЗВІДУВАЛЬНОГО БУРІННЯ

3.1 Характеристика бурових робіт та гірничо-геологічних умов

Мачухського родовища

Буріння пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин на Мачухському газоконденсатному родовищі відзначається надзвичайно складними гірничо-геологічними умовами, що є характерними для центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Наявність розломно-блокової будови, значних глибин залягання продуктивних горизонтів, різких змін тиску і температури, а також розвиток тріщинно-кавернозних зон роблять цей об'єкт технічно складним для буріння та освоєння. Саме тому всі свердловини Мачухської структури, включно зі свердловинами 52-М та 53 (додатки Б і В), потребували використання багатоколонових конструкцій, високотермостійких бурових розчинів, систем контролю кривизни та сучасних технологій реального часу (MWD/LWD). [9]

Буріння пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин на Мачухському газоконденсатному родовищі відзначається надзвичайно складними гірничо-геологічними умовами, що є типовими для центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Наявність розломно-блокової будови, значних глибин залягання продуктивних горизонтів, різких змін тиску і температури, розвиток тріщинно-кавернозних зон та висока тектонічна фрагментованість створюють комплекс технічних викликів, які суттєво ускладнюють процес буріння. Ці фактори визначили необхідність застосування прогресивних технологічних рішень, багатоколонових профілів свердловин і методів геонавігації в реальному часі.

Для Мачухської площі характерні глибини буріння 5500-6000 м, завдяки чому всі свердловини належать до категорії надглибоких. За таких умов у нижньокам'яновугільних та девонських відкладах фіксуються пластові тиски, які часто перевищують 90-100 МПа, а пластові температури в

інтервалах фамену сягають 150-160 °С. Подібні термобаричні параметри потребують використання бурових розчинів особливої рецептури - термостійких, інгібованих, із густиною 1,90-2,10 г/см³. Їх стабільність критично важлива для запобігання газонефтепроявам, гідророзривах стінок стовбура, колапсу порід та прихватам інструменту. [11]

Складність буріння значною мірою зумовлена геологічною природою родовища. У девонських і частково турнейських товщах широко розвинені тріщинно-кавернозні карбонати - перекристалізовані доломіти та вапняки, що забезпечують високу проникність, але водночас створюють проблемні зони активних поглинань. Такі поглинання були особливо інтенсивними у свердловинах 52-М та 53 у межах 4700–5100 м, що вимагало застосування спеціальних технологічних заходів: введення у буровий розчин волокнистих, гранульованих та графітових матеріалів, проведення лікувальних цементажів, створення глушильних сумішей та, за потреби, ізоляційних тампонажів.

Карбоно-девонські відклади Мачухського родовища характеризуються підвищеною абразивністю, що призводить до швидкого зношування доліт. Використання висококласних PDC-доліт та алмазних інструментів дозволяло зменшити кількість спуско-підймальних операцій і забезпечити стабільне проходження інтервалів підвищеної твердості. Особливо значущий ефект ці рішення дали при бурінні свердловини 53, де вапняки фамену утворювали надзвичайно щільні перекристалізовані зони.

У середньокам'яновугільних відкладах ситуація ускладнюється наявністю глинистих прошарків, схильних до набухання, опливання та розвитку нестабільних каверн. У таких інтервалах необхідно було суворо контролювати реологічні параметри розчину, оптимізувати його тиксотропні властивості та забезпечувати безперервну циркуляцію для підтримання стійкості стовбура. Саме у цих товщах найчастіше виникала небезпека диференційних прихватів, що потребувало чіткої координації дій бурової бригади.

Конструкції свердловин проектувалися з урахуванням геологічних ризиків. Типова компоновка включала кондуктор Ø 426 мм, технічні колони Ø 324 мм та Ø 244,5 мм, а також експлуатаційну колону Ø 177,8 мм або її комбінацію з фільтровим хвостовиком Ø 127 мм. У відокремлених інтервалах девону додатково встановлювалися проміжні колони для забезпечення повної герметизації. Такий підхід дозволяв ефективно керувати тисками, контролювати стійкість зон поглинань і додатково захищати стовбур від деформацій.

Свердловини на Мачухському родовищі характеризуються складними профілями та відхиленнями, які в окремих випадках сягали 20–25 м. Тому під час буріння виконувалось регулярне вимірювання інклінації, застосовувалися стабілізатори, а орієнтація долота контролювалася завдяки MWD/LWD-технологіям. Це було особливо важливо у свердловині 52-М, де зміни кривизни спостерігались у діапазоні 3500–3800 м. [1; 2; 3; 11; 13]

Додатковим фактором складності було проведення перфораційних робіт у глибоких інтервалах. Зокрема, у свердловині 52-М перфорації виконувались у горизонті Т-2-4 (5054–5213 м) і девонських відкладах (5343–5450 м), що потребувало використання високоточних наконечників перфораторів та ретельного контролю схеми розкриття пластів. Свердловина 53, яка досягла глибини 5704,8 м, стала однією з найскладніших за термобаричними умовами, і саме тому була оснащена фільтровим хвостовиком для забезпечення керованого притоку.

Бурові роботи на Мачухському родовищі демонструють, що успішне освоєння надглибоких горизонтів можливе лише за використання комплексного технічного підходу, постійного моніторингу геологічної ситуації та гнучких технологічних рішень. Поєднання складних геологічних умов із високим рівнем тектонічної порушеності формує унікальні виклики, але водночас підкреслює високий перспективний потенціал родовища для подальшого освоєння.

Глибини буріння на родовищі сягають 5500–6000 м, що класифікує їх як надглибокі свердловини. Такі глибини супроводжуються зростанням пластових тисків, які у нижньокам'яновугільних та девонських відкладах можуть перевищувати 90–100 МПа. Пластові температури в інтервалах фаменського ярусу досягають 150–160 °С. Це обумовлює необхідність застосування термостійких, інгібованих бурових розчинів із густиною 1,90–2,10 г/см³, стійких до деградації за високих температур. У процесі буріння було відзначено постійну потребу контролю пластових тисків для запобігання газонефтепроявам, розривам стовбура та проявам диференційних прихватів. [9]

Однією з характерних особливостей геологічної будови родовища є наявність значних тріщинно-кавернозних ділянок у карбонатних товщах турнейського та фаменського віку. У цих інтервалах часто фіксувалися поглинання бурового розчину різної інтенсивності. У свердловинах 52-М та 53 поглинання реєструвались у межах 4700–5100 м, що вимагало використання спеціальних лікувальних закладок, тампонажних сумішей, а також введення у буровий розчин блокувальних матеріалів - графітових, целюлозних або гранульованих добавок. В окремих випадках застосовувались ізоляційні цементування для стабілізації зон поглинань.

Карбонатні відклади фамену та турнею представлені міцними перекристалізованими доломітами та вапняками, нерідко з вираженою тріщинуватістю та кавернозністю. У таких породах спостерігається підвищений абразивний вплив на долота, що потребує використання PDC інструменту підвищеної стійкості або алмазних доліт. Саме завдяки таким долотам вдавалося значно скоротити кількість спуско-підймальних операцій у свердловині 53, де проходження вапнякових товщ було особливо ускладненим.

Також у середньокам'яновугільних відкладах спостерігається значна шаруватість порід, часто з розвитком слабких глинистих прошарків, схильних до опливин, обвалів та деформацій стінок стовбура. У цих

інтервалах ключовим є підбір оптимальної реології бурового розчину для запобігання обвалам, а також підтримання цілодобового контролю за циркуляцією та тисками. На свердловинах Мачухської структури неодноразово фіксувалися умови, сприятливі для диференційних прихватів, особливо в межах товщ, де градієнт пластового тиску знижений.

Конструкції свердловин формувались з урахуванням локальних геологічних ризиків. Для сучасних свердловин Мачухського родовища використовувалися наступні типові діаметри колон: кондуктор 426 мм, технічні колони 324 мм і 244,5 мм, експлуатаційна колона 177,8 мм або її комбінація з фільтровим хвостовиком 127 мм (як у свердловині №53). Глибокі інтервали продуктивних горизонтів у цих свердловинах перекривались кількома секціями експлуатаційних колон для забезпечення герметичності та безпечного подальшого освоєння.

Свердловина №52-М відзначалась складною системою перфорацій продуктивних інтервалів: горизонту Т-2-4 у межах 5054–5213 м, а також глибших девонських горизонтів у межах 5343–5450 м. Це вимагало високої точності проведення геофізичних досліджень та ретельного добору параметрів перфорації. Свердловина №53 досягла глибини 5704,8 м і характеризувалась найбільшою термобаричною напруженістю серед свердловин родовища, що стало причиною використання фільтрового хвостовика для забезпечення ефективного відкриття продуктивного інтервалу. [9]

Під час буріння виконувались регулярні вимірювання інклінації, оскільки профілі більшості свердловин, хоча й відносяться до умовно вертикальних, мають відхилення, що можуть перевищувати 20–25 м. Подібні відхилення фіксувалися у свердловині 52-М на інтервалі 3500–3800 м і вимагали корекції буріння шляхом використання стабілізаторів та контролю орієнтації долота.

Важливою складовою контрольованого буріння було застосування технологій MWD/LWD та цифрового моніторингу параметрів реального часу.

Це дозволяло оперативно реагувати на зміни тиску, температури, пористості та інших параметрів середовища, що має вирішальне значення в умовах глибоких тектонічно порушених товщ.

Усі зазначені особливості свідчать про те, що бурові роботи на Мачухському родовищі вимагають високого рівня інженерного забезпечення. Складні геологічні умови, поєднані з надглибоким бурінням, потребують оптимально підібраних конструкцій свердловин, термостійких бурових розчинів та застосування сучасних методів контролю та управління процесом. Результати буріння свідчать про ефективне освоєння глибинних продуктивних горизонтів і підтверджують подальшу перспективність робіт у межах Мачухської структури.

3.2 Аналіз результатів геолого-геофізичних досліджень у межах Мачухського родовища

Комплекс геолого-геофізичних досліджень, здійснений у межах Мачухського газоконденсатного родовища, дозволив сформувати глибоко деталізовану модель геологічної будови об'єкта, простежити внутрішню структуру основних продуктивних горизонтів та визначити перспективні напрямки подальших робіт. Застосування сейсмозв'язки нового покоління, всебічних методів ГДС, петрофізичного аналізу керну, геофізики в процесі буріння, а також цифрового моделювання суттєво підвищило точність оцінки газоносності глибинних карбонатних товщ. [8]

Подальший розвиток геолого-геофізичних робіт на родовищі суттєво вплинув на уточнення структури та внутрішньої будови розрізу, особливо в глибинних інтервалах, де традиційні методи інтерпретації були менш ефективними через високу неоднорідність карбонатних товщ. Важливе значення мало розширення комплексу геофізичних методів, а також інтеграція даних, отриманих на різних етапах буріння, що підвищило надійність оцінки продуктивних інтервалів. Зокрема, поєднання даних

акустичних методів, щільнісних каротажів, розширених спектральних гамма-каротажів та методів нейтронного зондування дозволило встановити низку закономірностей зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід, пов'язаних як з літологічним складом, так і з тектонічними факторами. [4]

Комплексні петрофізичні дослідження керну з глибин понад 5200 м показали значний ступінь вторинних змін порід, який включає перекристалізацію, доломітизацію, часткове розчинення та утворення кавернозних порожнин. Ці процеси сприяли формуванню комбінованого типу колекторів, характерного для фаменських і турнейських товщ. В окремих інтервалах зафіксовано розвиток мікротріщинуватості, яка значно підвищує проникність навіть за низької первинної пористості. Особливо інформативними стали результати високороздільних кавітметричних досліджень, які підтвердили наявність численних відкритих тріщин, орієнтованих переважно субвертикально та субпаралельно напрямку головних регіональних напружень. Це корелює з результатами сейсмічної інтерпретації, що вказує на активізацію глибинних порушень у герцинській та післягерцинській час.

Надзвичайно важливим елементом аналізу стало порівняння електричних і потенціометричних каротажів у межах різних типів колекторів. У тріщинно-кавернозних вапняках і доломітах спостерігаються різкі коливання питомого опору, пов'язані зі зміною ступеня насичення газом та наявністю відкритих тріщин. Для порових пісковиків візейських і серпуховських відкладів характерні більш плавні зміни опору, однак саме контрасти між глинистими пачками та проникними пластами дозволяють впевнено виділяти продуктивні горизонти та уточнювати їх потужність.

Важливу роль відіграли дослідження стінок свердловин із застосуванням багатоканальних іміджерів, які дозволили відтворити детальну геометрію тріщин і каверн. Це дало змогу уточнити орієнтацію головних структурних елементів, визначити ступінь їх сполученості, а також оцінити потенційну продуктивність окремих інтервалів залежно від напрямку

тріщинуватості. Для глибин понад 5400 м у межах фаменського комплексу характерний розвиток системи тріщин, що формують вертикально орієнтовані флюїдопровідні канали, які забезпечують стабільні припливи вуглеводнів під час випробувань.

Окрему увагу заслуговують результати аналізу сейсмічних атрибутів, проведеного на основі даних 3D-сейсміки. Використання атрибутів миттєвої амплітуди, когерентності, семіваріограм та інших параметрів дозволило виявити локальні зони підвищеної тріщинуватості та визначити ділянки з потенційно кращими фільтраційними параметрами. У межах центрального та південно-західного блоків було виділено декілька зон з аномально високим значенням атрибутів, що співпадають з глибинними інтервалами продуктивних пластів у свердловинах 52-М і 53.

Додаткові дослідження під час буріння, зокрема реєстрація тиску та каротаж у процесі буріння (LWD), дозволили виявити інтервали з аномально високим пластовим тиском та підвищеною ризикованістю проявів. У цих інтервалах спостерігались різкі зміни проникності, що свідчить про складну внутрішню будову флішоподібних товщ. Поєднання цих даних із результатами випробувань підтвердило високу перспективність глибинних тріщинуватих горизонтів, зокрема фаменських пластів Фм-1 і Фм-2, а також турнейської товщі Т-2-4.

Сейсморозвідувальні роботи становлять базовий етап вивчення родовища. Початкові 2D профілі надали загальні уявлення про антиклінальну природу структури, однак лише сучасна 3D сейсморозвідка, виконана після входження ДТЕК Нафтогаз, дала змогу побудувати високоточну кубову модель. Інтерпретація тривимірних даних показала, що Мачухська структура є частиною великої асиметричної зони підняття, що складається з декількох окремих блоків, розділених системою скидових і насувних порушень. Частина цих порушень має амплітуду, достатню для формування екрану, що створює додаткові умови для локального накопичення вуглеводнів. На глибині понад 5 км виділяються системи глибинних розломів, що, ймовірно,

відіграють роль у вертикальній міграції флюїдів, а також зумовлюють розвиток тріщинних зон у карбонатних товщах.

Результати прив'язки сейсмічних даних до свердловинних матеріалів (well-tie) дозволили отримати точні значення швидкостей, густини та акустичних властивостей порід, що лягли в основу побудови синтетичних сейсмограм і уточнення кордонів продуктивних пластів. Зокрема, горизонти Фм-1, Фм-2 та Т-2-4 були чітко ідентифіковані на сейсмічних розрізах, що підтвердило їх простягання у межах центрального блоку структури. Товщина цих горизонтів за сейсмікою варіює, що пов'язано з нерівномірністю карбонатонакопичення та подальшою реконструкцією структури внаслідок тектонічних рухів.

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС), виконані в межах родовища, стали основою для визначення літолого-фаціальних типів порід, виділення продуктивних інтервалів та оцінки колекторських властивостей глибинних карбонатів. Комплекс включав гамма-каротаж, бокове каротажне зондування, потенціал самовільної поляризації, нейтронно-гамма методи, щільнісний каротаж, акустичні та кавітметричні дослідження. Сукупність цих методів дозволила отримати повну петрофізичну характеристику розрізу. [4; 8]

Гамма-каротаж показав низькі значення радіоактивності в інтервалах девонських і турнейських карбонатів, що характерно для вапняків і доломітів. У середньокарбонових породах (візейські та серпуховські товщі) фіксуються значення, притаманні глинистим відкладами, що дозволяє чітко відмежовувати непроникні пачки. Бокове каротажне зондування показало суттєві контрасти питомого опору між колекторами і слабопроникними породами, причому у тріщинно-кавернозних інтервалах опір різко падав, що відображає насичення флюїдом.

Дані нейтронно-щільнісного каротажу дозволили оцінити пористість колекторів і ступінь їх вторинної переробки. Для фаменських порід характерні пористості у межах 4–10%, причому максимальні значення відносяться до зон інтенсивної тріщинуватості. У турнейських тріщинно-

кавернозних вапняках пористість становить 6–12%, що визначає їх основну роль у формуванні промислових припливів газу. Нижньовізейські та середньовізейські відклади переважно мають низьку пористість - 1–3%, що обмежує їх продуктивний потенціал.

Акустичні дослідження показали зниження швидкості пружних хвиль у зонах тріщинуватості, що є достовірним індикатором розвитку проникних каналів. У свердловині 52-М це спостерігається у межах 5050–5220 м, де пізніше були отримані промислові припливи. Свердловина 53 також показала аномалії швидкостей на глибинах понад 5400 м, що підтверджує наявність глибинних тріщинуватих систем у фаменських товщах.

Кавітметрія і методи контролю стінок свердловини надали надзвичайно важливу інформацію про інтенсивність природної тріщинуватості. У свердловині 53 фіксується висока кількість тріщин із переважно субвертикальним орієнтуванням, багато з яких частково заповнені кальцитом. Це узгоджується з даними про поглинання бурового розчину, що реєструвалися під час буріння на глибинах 4750–5100 м у декількох свердловинах родовища.

Проведення випробувань продуктивних інтервалів (ВДД, ДДО) дозволило підтвердити значний газоконденсатний потенціал глибинних горизонтів. Свердловина 52-М дала промислові припливи газу з горизонту Т-2-4, що підтвердило високі колекторські властивості тріщинно-кавернозних турнейських вапняків. Свердловина 53 засвідчила наявність перспективних інтервалів у фаменських товщах, де дані ГДС показували комбінований тип порового простору (пори + тріщини + каверни). Це свідчить, що родовище має значний невикористаний потенціал у глибинних горизонтах, особливо там, де вторинні процеси доломітизації та розчинення збільшують проникність.

Отримані геолого-геофізичні дані стали основою для побудови цифрової геологічної моделі, яка описує структурно-тектонічну будову, літологічну неоднорідність та нафтогазонасиченість порід. Модель враховує

блоковість структури, напружено-деформований стан порід, змінність властивостей колекторів та локальний характер розвитку кавернозності. Вона дозволяє прогнозувати залишковий потенціал покладів і визначати місця для буріння нових свердловин.

Таким чином, аналіз результатів геолого-геофізичних досліджень свідчить, що Мачухське родовище є складним і високоперспективним об'єктом, у межах якого продуктивність контролюється сукупністю тектонічних, літолого-фаціальних і вторинних процесів. Сейсміка, ГДС і випробування свердловин вказують на наявність глибинних зон тріщинуватості, які забезпечують промислові припливи газу, а проведені дослідження підтверджують значний потенціал для подальшого розширення ресурсної бази.

3.3 Кореляція розрізів свердловин та визначення перспективних пластів Мачухського родовища

Кореляція розрізів свердловин є одним із ключових етапів геолого-геофізичного аналізу, що дозволяє встановити просторове положення продуктивних пластів, визначити їхню неперервність, ступінь розчленованості, літологічні особливості та тектонічне порушення структури. У межах Мачухського родовища ця робота має особливо важливе значення, оскільки структура характеризується складною блоковою будовою, значною мінливістю товщ карбонатних відкладів та наявністю систем розломів, які контролюють розвиток тріщинуватості та продуктивних зон.

У процесі виконання кореляційних робіт важливим елементом стало узгодження свердловинних матеріалів із сейсмічними даними, що дозволило отримати комплексне уявлення про латеральну мінливість продуктивних пластів. Врахування швидкісної моделі, побудованої на основі даних 3D-сейсміки, дало можливість суттєво уточнити глибини залягання реперних поверхонь, простежити зміщення пластів вздовж активних та реліктових

розломів і встановити межі структурних блоків. Такий підхід дав змогу уникнути помилкових інтерпретацій, пов'язаних із локальними змінами товщ або проявами тектонічного насуву, які ускладнюють кореляцію глибинних карбонатних горизонтів.

Особливу увагу під час кореляції приділили фаменським та турнейським товщам, оскільки саме ці горизонти формують основний продуктивний потенціал родовища. Порівняння кривих питомого опору, гамма-каротажу, нейтронно-щільнісних діаграм і акустичних параметрів дозволило більш точно виділити межі між окремими підпластами та розділити літологічно неоднорідні пачки на стабільні кореляційні елементи. Для фаменських товщ встановлено, що розвиток тріщинності контролюється не лише структурними факторами, а й діями вторинних процесів - доломітизації, розчинення та перекристалізації, які спричинюють появу локальних зон високої проникності, здатних формувати продуктивні інтервали навіть у межах тонких пластів. [1; 6]

Кореляція розрізів показала, що структура Мачухського родовища характеризується чітко вираженою поперечною та поздовжньою зональністю. У поперечному напрямку спостерігаються суттєві зміни у потужності продуктивних горизонтів, що пов'язано з формуванням складчастих структур та блокових зміщень. У поздовжньому напрямку, уздовж простягання антикліналі, відзначається відносна стабільність товщ фаменських і турнейських карбонатів, що полегшує їх стратиграфічне узгодження. Проте локальні розривні зони, простежені між свердловинами 1, 5, 52-М і 53, призводять до різких змін глибин залягання окремих пластів, що потребувало додаткової перевірки за допомогою сейсмічних атрибутів.

Окремим напрямом кореляційного аналізу було визначення латеральної стійкості пластів і їхнього потенціалу щодо формування промислових запасів. У разі пластів Фм-1 і Фм-2 встановлено, що найбільш стійкі секції простежуються між свердловинами 5 і 52-М, де потужність продуктивних інтервалів є максимальною. Перехід до свердловини 53 характеризується

частковими зміщеннями пластів уздовж системи глибинних розломів, однак загальна структура та наявність тріщинно-кавернозних систем зберігається. Це підтверджується результатами випробувань, де саме ці пласти дали найкращі припливи газу. [4; 11]

Турнейський горизонт Т-2-4 також зазнає впливу локальної тектоніки, проте завдяки вираженим літологічним ознакам він корелюється найбільш надійно. Детальний аналіз даних показав наявність зон латерального виклинювання в крайових частинах структури, але центральний блок зберігає стійку товщину карбонатів і наявність проникних каверн та відкритих тріщин. Важливо, що результати кореляції підтвердили неперервність горизонту уздовж центральної осі антикліналі, що робить його одним із ключових для подальших робіт.

Кореляція візейських і серпуховських пачок дозволила уточнити роль цих товщ як природних покришок. Вони формують стабільні, слабкопроникні глинисті бар'єри, які забезпечують надійну ізоляцію продуктивних горизонтів нижнього карбону та девону. Встановлена їхня неперервність між свердловинами різних етапів буріння підтверджує герметичність структурної пастки, що є критично важливим для подальшої кількісної оцінки запасів.

Отримані результати кореляції дали можливість сформуванню уточненої схеми перспективних зон у межах родовища. Найвищий потенціал зосереджений у межах центрального та південно-західного блоків, де простежується максимальний розвиток тріщинно-кавернозних систем і найбільш стабільні продуктивні пласти. Результати кореляції свідчать, що саме ці ділянки є оптимальними для буріння наступних розвідувально-експлуатаційних свердловин.

Кореляція була виконана на основі розрізів свердловин різних етапів буріння - ранніх (1, 2, 4, 5, 51, 52, 500) та нових надглибоких свердловин ДТЕК (52-М, 53), що дозволило значно доповнити стратиграфічну та літологічну модель. Основними маркуючими елементами, які забезпечили

синхронізацію між свердловинами, виступають потужні вапнякові та доломітові пачки турнейського й фаменського ярусів, глинисто-алевролітові товщі візейського та серпуховського віку, а також характерні карбонатно-глинисті пласти середнього карбону та реперні орієнтири башкирського ярусу. Наявність добре виражених літологічних пачок (Фм-1, Фм-2, Т-2-4, В-17–23, С-6–23) дозволила побудувати стійку схему кореляції всього розрізу.

Фаменські відклади (Фм-1, Фм-2), розкриті у свердловинах 1, 5, 51, 500 та нових свердловинах 52-М і 53, демонструють значну зміни товщини - від 37 до 467 м. Кореляція показала, що нижня піщано-глиниста частина пачки Фм-2 більш стабільна у просторі, тоді як верхня карбонатна частина Фм-1 варіює за потужністю через тектонічну деформацію й присутність локальних зон розчинення. Важливою ознакою при кореляції стало виділення проникних пластів Фм-2а-Фм2-д та Фм-1а–Фм-1д. Дані ГДС підтверджують, що найбільш перспективними є пласти, де відзначено тріщинно-кавернозний розвиток - ці інтервали простежуються між свердловинами 5, 52-М та 53 і проявляють неперервність контурів у межах центрального блоку структури.

При кореляції турнейських відкладів (горизонт Т-2-4) виявлено високу ступінь відповідності між свердловинами 1, 2, 4, 5, 500 та новими свердловинами. Попри тектонічну ускладненість структури, літологічні межі Т-2-4 добре корелюються за характерними низько- і високорезистивними інтервалами, а також за характерними змінами у значеннях ГК та ННК. Товщина горизонту змінюється у межах 105–293 м, причому у зонах розвитку глибинних порушень спостерігається його локальне звуження. Кореляція підтвердила, що горизонт Т-2-4 є одним із найбільш стабільних колекторів родовища, а його продуктивні інтервали простежуються через центральну частину структури, включно зі свердловинами 52-М та 53, де він забезпечує промислові дебіти газу. [4; 11]

Візейські та серпуховські відклади мають переважно глинисто-алевролітовий характер, тому їхня кореляція базується на чіткому розпізнаванні глинистих пачок та окремих тонких пісковикових прошарків. У

межах родовища вони виконують роль покришок і не мають суттєвого продуктивного значення, однак вони становлять важливі стратиграфічні орієнтири при зіставленні свердловин. Особливо важливим є встановлення їхньої стабільної потужності у свердловинах 1, 5, 500, що дозволило коректно простежити глибинні карбонатні горизонти у свердловинах 52-М і 53.

Подальша кореляція середньокарбонівих і верхньокарбонівих товщ дала змогу уточнити структурні межі блоків та встановити вертикальні зміщення пластів уздовж розломів. Помітні зміни потужності пісковикових пластів у башкирських і московських утвореннях вказують на нерівномірний характер осадконакопичення, що підтверджує сейсмічна модель. Ці пласти не є продуктивними для Мачухського родовища, але слугують стабільними регіональними маркерами, які надійно корелюються між усіма свердловинами.

На основі сумісної інтерпретації ГДС, каротажних діаграм, літологічних даних та кореляції розрізу виділено основні перспективні пласти, що зберігають просторову неперервність і мають стійкі характеристики колекторів. До таких відносяться:

- пласти ФМ-2а, ФМ-2б, ФМ-2в, ФМ-2г та ФМ-2д - тріщинно-кавернозні та порово-тріщинні колектори, які демонструють чітку кореляцію між свердловинами 5, 52-М та 53;
- пласти ФМ-1а, ФМ-1б, ФМ-1в, ФМ-1г та ФМ-1д, що мають комбінований тип порового простору і локально збільшену проникність у зонах тектонічних порушень;
- горизонт Т-2-4, який є найстійкішим і найкраще відпрацьованим продуктивним інтервалом - у всіх свердловинах він характеризується стабільною літологією, підвищеною пористістю та наявністю тріщинно-кавернових зон;

- окремі інтервали глибинних фаменських товщ, виділені у свердловині 53 (глибини понад 5450 м), що підтверджують перспективність глибинних карбонатних масивів.

Проведена кореляція дозволила сформувану інтегровану модель перспективних зон родовища. Встановлено, що найвищий потенціал концентрується в межах центрального та західного блоків структури, де товщина карбонатних масивів максимальна, а тектонічні умови сприяли розвитку тріщинно-кавернозної системи. Ці висновки підтверджуються результатами випробувань у свердловинах 52-М та 53, які показали промислові припливи газу саме з тих горизонтів, що мають найкращу кореляційну відповідність. [1; 3]

Отже, проведена кореляція розрізів свердловин засвідчує складну, але логічно вибудовану геологічну будову Мачухського родовища. Сформовані на її основі висновки дозволяють впевнено визначити перспективні горизонти для подальшого буріння та розширення ресурсної бази. Особливо перспективними є тріщинно-кавернозні карбонати фамену та турнею, які становлять головний об'єкт подальших геолого-розвідувальних робіт.

3.4 Перспективи подальших геолого-розвідувальних робіт і ресурсний потенціал Мачухського родовища

Аналіз результатів комплексних геолого-геофізичних досліджень, а також кореляції розрізів свердловин (Додаток Г і Додаток Д) Мачухського родовища дозволяє зробити висновок про значний потенціал подальших геолого-розвідувальних робіт як у розрізі вже відомих продуктивних горизонтів, так і в глибинних, недостатньо досліджених інтервалах. Родовище належить до категорії складнобудованих об'єктів із високим ступенем тектонічної розчленованості та складною фаціально-літологічною неоднорідністю, що обумовлює як наявність численних перспективних зон,

так і необхідність застосування сучасних технологій буріння та інтерпретації даних. [3]

Одним із ключових факторів, що визначає перспективність Мачухського родовища, є встановлена стійка газоносність фаменських і турнейських карбонатів - аналогічно до інших продуктивних об'єктів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Тріщинно-кавернозні і порово-тріщинні колектори фамену (пачки Фм-1, Фм-2) та турнею (горизонт Т-2-4) вже продемонстрували промислові припливи газу, зокрема у свердловинах 52-М та 53. Висока продуктивність глибинних інтервалів підтверджує той факт, що ресурсний потенціал родовища далеко не вичерпаний і має значний залишковий обсяг, особливо у глибших горизонтах, які раніше не охоплювалися активною розвідкою.

Подальші розвідувальні роботи повинні концентруватися на детальному вивченні глибинних зон фаменського ярусу, де за результатами ГДС та випробувань у свердловині 53 встановлено наявність високоперспективних інтервалів на глибинах понад 5400-5600 м. Ці товщі характеризуються складним поєднанням тріщинуватих і кавернозних ділянок, що створює відповідні умови для накопичення газоконденсатних флюїдів. Розвиток вторинних процесів - доломітизації, розчинення, перекристалізації - додатково підвищує проникність цих порід, формуючи високопродуктивні локальні зони. Такі інтервали не були повноцінно охоплені бурінням у ранні етапи вивчення, тому сьогодні потребують цілеспрямованого геолого-розвідувального доопрацювання.

Особливо перспективним напрямом є пошук та підтвердження нових пасток вуглеводнів, приурочених до систем розломів, що розчленовують структуру. Сейсмічні дані засвідчують наявність локальних тектонічних блоків, де формуються зони підвищеної тріщинуватості та можливого флюїдонакопичення. У межах таких блоків зростає ймовірність виявлення нових, до цього часу не розкритих продуктивних лінз та тріщинно-кавернозних систем. Використання сучасних методів 3D-сейморозвідки з

високою роздільною здатністю та глибинними атрибутними дослідженнями дозволить значно підвищити точність прогнозування подібних зон.

Подальший розвиток Мачухського родовища також пов'язаний із повторною інтерпретацією геолого-геофізичних матеріалів з використанням цифрових геомodelей. Розробка детальної моделі у середовищах Petrel, Roxar або аналогічних програмних комплексах дасть змогу уточнити структуру тріщинних систем, оцінити розвиток колекторів у міжсвердловинному просторі та визначити оптимальні точки для буріння нових свердловин. З огляду на складну геометрію продуктивних тіл, побудова геомеханічної моделі дозволить прогнозувати тектонічні напруження і визначати безпечні кути нахилу та профілі майбутніх свердловин. [10; 11]

Паралельно необхідно виконувати дослідження залишкового потенціалу горизонту Т-2-4, який, попри високу ступінь вивченості, все ще приховує локальні неосвоєні ділянки. За результатами ГДС і кореляції встановлено, що у межах західного і південно-західного блоків структура зберігає значний невивражений ресурсний потенціал у вигляді малорозкритих, частково пропущених продуктивних інтервалів. Використання багатоінтервального перфораційного розкриття, гідророзриву пласта та інших методів інтенсифікації дозволить вивести їх у промислову експлуатацію.

Додатковим аргументом на користь подальшого розвитку родовища є сучасні результати видобутку. Компанія ДТЕК Нафтогаз, переосвоюючи Мачухське родовище з 2014 року, уже отримала понад 1 млрд м³ природного газу, що підтверджує високу ефективність застосованих технологій буріння та експлуатації надглибоких свердловин. Факт такого обсягу видобутку підкреслює значний ресурсний потенціал, який може бути збільшений за рахунок освоєння нових глибинних горизонтів і залучення сучасних технологій інтенсифікації.

Таким чином, Мачухське родовище має значні перспективи для подальших геолого-розвідувальних робіт. Головні напрями подальшого

розвитку включають: деталізацію структури та колекторів фаменського ярусу, глибоке вивчення тріщинно-кавернозних зон, пошук нових тектонічно зумовлених пасток, інтерпретацію сейсміки з використанням сучасних алгоритмів і побудову високоточних 3D-геомоделей. Реалізація цих завдань дасть змогу істотно збільшити підтвержені запаси газу та газоконденсату, оптимізувати подальшу розробку родовища та забезпечити його довгострокову промислову ефективність.

Подальше підвищення ефективності вивчення Мачухського родовища передбачає не лише дорозвідку окремих перспективних горизонтів, а й ґрунтовне переосмислення існуючої моделі флюїдонакопичення в межах глибинних карбонатних товщ. Оскільки продуктивність фаменських і турнейських горизонтів значною мірою контролюється тектонічними та літолого-фаціальними чинниками, необхідним є удосконалення підходів до моделювання тріщинних систем, зокрема визначення їхньої орієнтації, густини та ролі у формуванні ефективних каналів фільтрації. Комплексні геомеханічні дослідження дозволять прогнозувати поведінку порід за високих тисків і температур, що є надзвичайно важливим для розробки глибинних інтервалів, схильних до зміни напружено-деформованого стану.

Важливим напрямом є подальша оцінка нетрадиційного потенціалу родовища. У світлі глобальних тенденцій до залучення ущільнених та низькопористих колекторів, Мачухське родовище може виступати перспективним об'єктом для застосування технологій гідророзриву пласта, мікрогоризонтальних відводів і мультистадійного гідророзриву. Результати роботи на свердловині 53 показують, що навіть у глибоких і щільних карбонатах, за умови правильно підібраної системи перфорації та інтенсифікації, можливо досягти високих промислових дебітів. Це свідчить про потенційну можливість розширення спектра методів впливу на пласт і підвищення ступеня вилучення газу та газоконденсату.

Не менш перспективним є напрямок буріння нових свердловин із відхиленими та горизонтальними стовбурами. Такий підхід дозволить

охопити тріщинно-кавернозні тіла більшої протяжності та отримати тривале ефективне дренування пластів. Горизонтальні інтервали можуть бути особливо ефективними у зонах, де тріщинні системи орієнтовані субвертикально та мають значну густину. Аналіз геофізичних і сейсмічних даних свідчить, що горизонтальні траєкторії можуть бути успішно орієнтовані в напрямку максимального розвитку вторинної пористості.

Розглядаючи перспективи подальшої розвідки, необхідно також брати до уваги можливість виявлення комбінованих пасток - структурно-літологічних та літологічно обмежених. Наявність локальних зон розчинення та вторинного перерозподілу мінерального складу карбонатів створює умови для формування невеликих, але дуже продуктивних резервуарів, що можуть бути пропущені при традиційній інтерпретації. Використання атрибутивного аналізу сейсмічних даних, включно з амплітудною інверсією, дозволить виявити такі об'єкти та уточнити їхню геометрію.

Окремої уваги заслуговують роботи з уточнення гідрогеологічної моделі родовища. Встановлення взаємозв'язку між глибинними флюїдодинамічними зонами, напрямками міграції флюїдів та локалізацією продуктивних ділянок дає можливість більш точно прогнозувати потенційно газонасичені зони. Моделювання флюїдопереносу в глибоких карбонатних товщах є особливо актуальним для підтвердження перспектив у межах інтервалів 5500–6000 м, які залишаються найменш вивченими, але технічно доступними завдяки сучасним технологіям буріння.

Важливо також відзначити, що подальше освоєння Мачухського родовища повинно базуватися на комплексній оцінці економічної доцільності буріння нових надглибоких свердловин. Технології, які вже застосовуються на родовищі, продемонстрували високу ефективність, що підтверджується значними обсягами видобутку від 2014 року. Залучення нових високоінтегрованих підходів до аналізу геологічної інформації, прогнозування продуктивності та оптимізації профілів свердловин створює всі передумови для подальшого нарощування ресурсної бази.

Перспективним напрямком подальшого освоєння Мачухського родовища є дорозвідка глибокозалягаючих горизонтів на основі останніх результатів буріння. Аналіз конструкцій та даних експлуатації нових об'єктів (свердловини №52 та №53) дозволяє зробити наступні висновки щодо ресурсного потенціалу:

1. Ефективність глибокого буріння: Досвід спорудження свердловини №53 на глибину 5704,8 м (штучний вибій 5704 м) підтверджує наявність промислових притоків газу з відкладів фаменського ярусу девону та турнейського ярусу карбону. Це свідчить про значні перспективи нарощування запасів у межах блоків, що раніше вважалися маловивченими.

2. Оптимізація технологій закінчування: Використання багатопакерних систем та хвостовиків-фільтрів (діаметром 127 мм у св. №53), а також спеціальних інтервалів перфорації в діапазоні 4961–4980,5 м (св. №52), забезпечує інтенсифікацію видобутку в умовах складних колекторів.

3. Геодинамічні умови: Моніторинг кутів нахилу (максимальний 13°33' на глибині 4904 м у св. №53) та стабільності стовбура дозволяє уточнити тектонічну модель родовища для подальшого проектування розвідувальної сітки.

Таким чином, результати буріння та випробування свердловин №52 та №53 підтверджують високу продуктивність глибокозалягаючих горизонтів. Ефективність обраної стратегії освоєння родовища підтверджується тим, що станом на сьогодні ПрАТ "Нафтогазвидобування" (ДТЕК Нафтогаз), яке володіє спеціальним дозволом на користування надрами даної ділянки, вже видобуло перший мільярд кубометрів газу з Мачухського родовища. Цей показник став можливим завдяки успішному розкриттю пластів на глибинах понад 5000 метрів.

З огляду на досягнуті результати, компанія планує подальше нарощування ресурсного потенціалу через реалізацію масштабної інвестиційної програми, що передбачає будівництво нових

високотехнологічних свердловин та впровадження систем інтенсифікації видобутку.

Детальні схеми конструкцій свердловин №52 та №53, що відображають літологічний розріз та обладнання вибою, наведено у відповідних додатках (Додаток Б та Додаток В).

3.5 Висновки до розділу 3

1. Встановлено, що за результатами комплексного аналізу даних ГДС та параметричного буріння (зокрема на прикладі нових свердловин №52 та №53), продуктивні пласти Мачухського родовища на глибинах понад 5000 м характеризуються складною архітектурою та високою неоднорідністю фільтраційно-ємнісних властивостей.

2. Обґрунтовано, що застосування сучасних комплексів ГДС дозволяє з високою точністю ідентифікувати зони вторинної тріщинуватості у карбонатних відкладах девону та нижнього карбону, що є вирішальним фактором для визначення точок закладання нових експлуатаційних свердловин.

3. Виявлено, що використання оптимізованих конструкцій свердловин із застосуванням багатопакерних систем та спеціальних інтервалів перфорації (як у св. №52) забезпечує стабільний дебіт газу в умовах надвисоких пластових тисків та температур.

4. Доведено значний ресурсний потенціал глибокозалягаючих горизонтів родовища, підтверджений успішним випробуванням фаменських та турнейських покладів, що дозволяє рекомендувати подальше розширення розвідувальної сітки у північно-західному напрямку структури.

ВИСНОВКИ

У роботі проведено комплексний аналіз газоносності Мачухського родовища на основі даних параметричного, пошукового, розвідувального та оціночно-експлуатаційного буріння з визначенням перспектив подальшого освоєння та нарощування ресурсної бази, за результатами якого зроблено наступні висновки:

1. Виконано ретроспективний аналіз історії вивчення Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району. Встановлено, що сучасний етап освоєння Мачухського родовища, який реалізується ПрАТ «Нафтогазвидобування», характеризується переходом до промислової розробки ультраглибоких горизонтів (понад 5000 м) у складних тектонічних умовах.

2. Доведено, що продуктивні пласти пов'язані з карбонатними та теригенними відкладами девонської та кам'яновугільної систем, які мають складну блокову структуру та інтенсивну диз'юнктивну порушеність.

3. Обґрунтовано, що основним типом колекторів для цільових горизонтів є тріщинно-кавернозні та порово-тріщинні породи. Виявлено, що фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) значною мірою зумовлені зонами вторинної тріщинуватості, що вимагає застосування високотехнологічних методів ГДС для їх ідентифікації. - додайте інформацію, а яка ж пористість, проникність колекторів, потужності пластів, яка порода є покришкою.

4. За результатами аналізу геофізичних досліджень та буріння (зокрема на прикладі нових свердловин №52 та №53) підтверджено ефективність комплексного підходу до інтерпретації даних в умовах аномально високих пластових тисків (АВПТ). Встановлено, що використання сучасних систем закінчування свердловин забезпечує стабільні притоки вуглеводнів із низькопроникних колекторів.

5. Доведено високий ресурсний потенціал родовища, що підтверджується досягненням межі видобутку в 1 млрд м³ газу. Це свідчить

про доцільність подальшої розвідки північно-західної частини структури та залучення у розробку глибокозалягаючих покладів палеозою.

6. Сформульовано рекомендації щодо подальшого вдосконалення геолого-геофізичного супроводу видобутку, що включає проведення 3D-сейсмозвідки та оперативне уточнення петрофізичних моделей для мінімізації ризиків при закладанні нових експлуатаційних свердловин.