

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

(103) НЗ ГНГ.34 ПЗ

Група НЗГм – 24 – 1

Олександр Жеревчук

2025

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ГРН

_____ Ірина МИХАЙЛІВ
“ _____ ” _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ**

Спеціальність – 103 – Науки про Землю

Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу

Студент

Жеревчук Олександр Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема магістерської роботи

*Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок
запасів нафти і розчиненого газу Микитівського родовища*

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 20 грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові матеріали НГВУ “Надвірнанафтогаз”.
2. Опублікована література по району досліджень
3. Власні спостереження і узагальнення під час навчання і практик.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які належить розробити):

1. Загальні відомості про родовище.
2. Геологічна будова та нафтогазоносність.
3. Геологорозвідувальні та промислові роботи.
4. Обґрунтування параметрів підрахунку і підрахунок запасів.

5. Перелік графічних додатків:

1. Зведений геолого-геофізичний розріз.
2. Підрахунковий план.
3. Геологічні розрізи по лінії I-I та II-II.
4. Схема кореляції менілітових відкладів.
5. Карта ефективних нафтонасичених товщин.

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
Нормоконтроль	асист. Уграк Л.В.		

7. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1	Одержання завдання і розробка плану виконання проекту	28.11.2025	<i>Виконано</i>
2	Підготовка базових геолого-геофізичних матеріалів	29.11.2025	<i>Виконано</i>
3	Обґрунтування об'єкту та методу підрахунку	02.12.2025	<i>Виконано</i>
4	Обґрунтування підрахункових параметрів	05.12.2025	<i>Виконано</i>
5	Підготовка даних і розрахунки на комп'ютері	10.12.2025	<i>Виконано</i>
6	Оформлення тексту та графіки	18.12.2025	<i>Виконано</i>
7	Здача роботи на кафедрі	20.12.2025	<i>Виконано</i>

8. Дата видачі завдання 28.11.2025 р.

Завдання видав керівник

(підпис)

доц. Артим І.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

(підпис)

Жеревчук О.С.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота містить: сторінок 51, таблиць 8, рисунків 5, графічних додатків 5.

У даній магістерській роботі наведено короткий нарис району робіт, розглянута геологічна будова, нафтогазоносність, описані пошуково-розвідувальні роботи, які були проведені на Микитівському родовищі, представлені результати випробування і дослідження свердловин, відомості про підрахунок запасів нафти і розчиненого газу.

Ключові слова: підрахункові параметри, продуктивний горизонт, поклад, підрахунок запасів, об'ємний метод.

ANNOTATION

The master's thesis contains: 51 pages, 8 tables, 5 figures, 5 graphic appendices.

This master's thesis provides a brief outline of the work area, examines the geological structure, oil and gas potential, describes the exploration and reconnaissance work that was carried out at the Mykytivske field, presents the results of well testing and exploration, and provides information on the calculation of oil and dissolved gas reserves.

Keywords: calculation parameters, productive horizon, deposit, calculation of reserves, volumetric method.

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ.....	8
1.1 Географо-економічний нарис.....	8
1.2 Історія відкриття та вивчення родовища.....	10
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ.....	13
2.1 Стратиграфія.....	13
2.2 Тектоніка.....	16
2.3 Нафтогазоносність.....	17
2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища.....	18
3 ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ ТА ПРОМИСЛОВІ РОБОТИ.....	22
3.1 Методика пошуково-розвідувальних робіт.....	22
3.2 Промислово-геофізичні дослідження свердловин.....	26
3.3 Відомості про розробку родовища.....	27
4 ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ПІДРАХУНКУ І ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ.....	28
4.1 Обґрунтування виділених груп і категорій запасів.....	28
4.2 Обґрунтування об'єкту та методу підрахунку запасів.....	30
4.3 Обґрунтування положення ВНК, ГНК, ГВК.....	34
4.4 Обґрунтування підрахункових параметрів.....	36
4.4.1 Площа нафтоносності.....	36
4.4.2 Середня ефективна нафтонасичена товщина.....	38
4.4.3 Коефіцієнти відкритої пористості і нафтонасиченості.....	40
4.4.4 Густина сепарованої нафти в стандартних умовах.....	40
4.4.5 Газовміст пластової нафти.....	41
4.4.6 Перерахунковий коефіцієнт.....	41
4.4.7 Коефіцієнт вилучення нафти.....	42
4.5 Результати підрахунку запасів.....	42
ВИСНОВКИ.....	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	51

ВСТУП

Актуальність теми. Микитівське родовище в адміністративному відношенні розташоване в Надвірнянському районі Івано-Франківської області. У м. Надвірна знаходиться НГВУ "Надвірна нафтогаз", яке розробляє родовище.

Родовище відкрите в 1990 р. пошуковою свердловиною 2, в якій з інтервалу 2460-2520 м нижньоменілітових відкладів олігоцену (клівський пісковик) одержано промисловий приплив нафти дебітом 22 м³/добу.

На родовищі пробурено сім свердловин, з яких чотири (2, 21, 3, 22) передано у видобувний фонд, дві (6, 23) знаходяться в освоєнні та одна (4) ліквідована за геологічними причинами. Промислово нафтоносними є відклади клівського і підроговикового горизонтів нижньоменілітової підсвіти, а також відклади манявської і вигодської світи еоцену. У даній роботі описана геологічна будова родовища, проведено обґрунтування параметрів для підрахунку запасів нафти і розчиненого газу у клівських пісковиках за категоріями В та C₁+C₂. За промисловим значенням запаси горизонту клівських пісковиків Микитівського родовища відносяться до балансових.

Микитівське родовище за геологічною будовою відноситься до складних, за величиною загальних запасів нафти і газу до дуже дрібних. Геологічна будова родовища залишається недостатньо вивченою через незначну кількість пробурених свердловин та невелику їх інформативність.

Мета та завдання дослідження. Враховуючи ступінь вивчення об'єкта, нафтогазоносність надр, геолого-технічні умови та економічне положення району, метою магістерської роботи підрахунок запасів нафти і розчиненого у ній газу у клівських пісковиках Микитівського родовища.

Задачі проектних робіт, що будуть розв'язані для досягнення поставленої мети наступні:

- детальне уточнення геологічної будови горизонту клівських пісковиків Микитівського родовища;

- попередня оцінка запасів вуглеводнів горизонту клівських пісковиків категорій В та C_1+C_2 ;
- визначення меж розповсюдження нафтогазових покладів у Слобода-Рунгурському блоці та ділянки І Березівського блоку;
- уточнення та вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів продуктивних горизонтів;
- одержання промислово-геофізичних та інших висновків щодо коефіцієнтів пористості, а також нафтонасиченості та ефективних нафтонасичених товщин продуктивного горизонту клівських пісковиків;
- визначення характеру нафтонасичення порід-колекторів продуктивного горизонту клівських пісковиків;
- одержання достовірних матеріалів, що дозволятимуть обґрунтувати підрахункові параметри з метою підрахунку запасів нафти і розчиненого газу продуктивного горизонту клівських пісковиків Микитівського родовища.

Об'єкт дослідження – нафтогазоносність Микитівського родовища.

Предмет дослідження – горизонт клівських пісковиків менілітової світи палеогену.

Методи дослідження:

- комплексний геолого-геофізичний аналіз дослідженого об'єкту,
- метод геолого-геофізичних стандартних досліджень;
- аналітичний, а також графо-аналітичний методи.

Наукова новизна результатів у результаті виконаного аналізування геолого-промислових даних та характеристик горизонту клівських пісковиків менілітової світи обґрунтовано підрахункові параметри з метою підрахунку запасів нафти і розчиненого газу Микитівського родовища.

Практична цінність результатів. У результаті проведених досліджень Микитівського родовища є змога раціонально та з економічною доцільністю проводити наступну розробку Микитівського нафтового родовища.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Географо-економічний нарис

В адміністративному відношенні Микитівське родовище розташоване на території Надвірнянського району Івано-Франківської області на відстані близько 100 км в південно-західному напрямку від обласного центру, та 50 км від м. Надвірна на південь по дорозі Івано-Франківськ-Рахів. Населеними пунктами поблизу району робіт є м. Яремче, смт. Делятин, найближчі села Микитів, Кременці, Бая Березів, Верхній Березів, Космач, Бабинопіль (рис. 1.1).

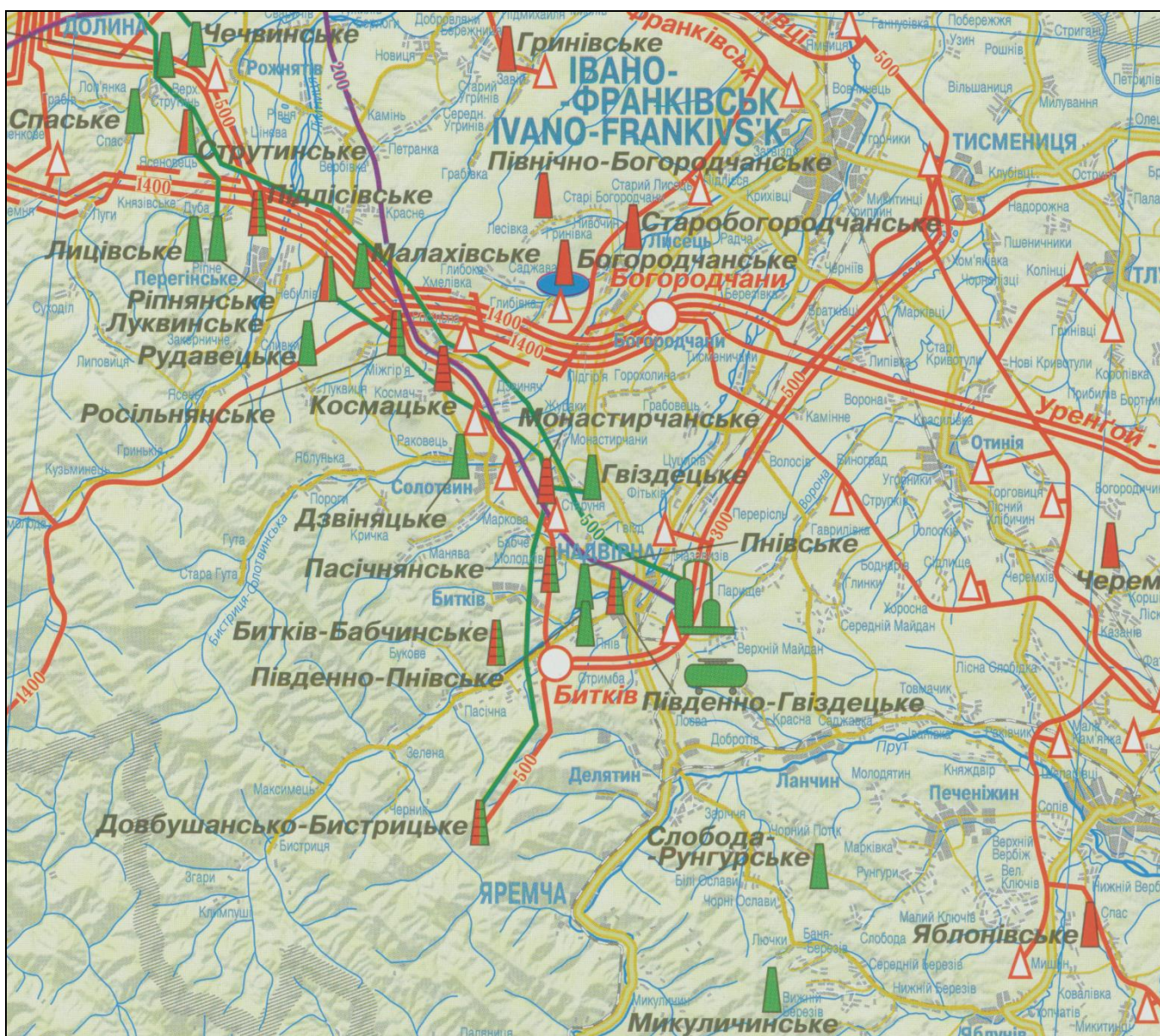


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт. Масштаб 1:500000

Безпосередньо на Микитівському родовищі дорожня сітка з твердим ґрунтовим покриттям відсутня. Під'їзд здійснюється гірськими ґрунтовими дорогами вздовж річки Прутець-Чемигівський та його правої притоки – потік Левушик з виїздом на водороздільний хребет. У зимовий період під'їзні шляхи часто стають малопрохідними. Сітка нафтопроводів розвинута слабо, оскільки поблизу немає родовищ, що розробляються [5].

У промисловому комплексі району головними є підприємства нафтовидобувної, нафтопереробної та деревообробної промисловості [6].

У геотектонічному відношенні родовище належить до III ярусу структур Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину; в нафтогазо- геологічному – Карпатської нафтогазоносної області, Надвірнянського НГР [5, 6].

У геоморфологічному відношенні територія Микитівського родовища приурочена до Зовнішніх Карпат і характеризується сильно розчленованим гірським рельєфом з абсолютними відмітками вершин понад 1000 м. У межах Микитівської площі знаходяться гора Рокета Велика (1107 м) та Рутундуль (915 м). Більшість свердловин розташовані на водороздільному хребті між басейнами річок Прутець Чемигівський та Люча. Мінімальні відмітки рельєфу складають 800-850 м над рівнем моря в долині ріки Прутець Чемигівський.

Район робіт розчленований густою гідросіткою, що належить басейну р. Прут з її правими притоками – р. Прутець Чемигівський та р. Лючка, а також їх мережею дрібних потоків і струмків. Долини рік вузькі, глибоко врізані у корінні породи, течія швидка. Живлення відбувається за рахунок атмосферних та ґрунтових вод. Клімат району помірно-континентальний з підвищеною вологістю. Максимальна температура досягає + 35 С. мінімальна – мінус 30 °С, середньомісячна – для літніх місяців + 20 °С. для зимових – мінус 10 °С. Сніговий покрив зберігається 45-75 днів в році. Річна кількість опадів досягає 700-800 мм. Кількість днів з опадами 70-90 в рік. По мірі підняття рельєфу спостерігається збільшення кількості опадів, досягаючи 1000-1200 мм на рік. Максимальна кількість припадає на літні місяці,

мінімальна – на зимові [5].

Напрямок вітрів може змінюватись декілька разів на добу. Переважаючий напрямок – північно-західний. Вітри, в основному, слабкі, помірні та поривчасті в зимово-весняний період.

1.2 Історія відкриття та вивчення родовища

Пошуки покладів нафти і газу у межах Надвірнянського нафтопромислового району розпочались в ХІХ столітті. Так, ще в 1887 р. проводилось буріння свердловин на площі Битків з метою розвідки менілітових відкладів складки Стара Копальня, де в 1899 р. була отримана перша нафта. У 1913 р. встановлена промислова нафтоносність менілітових відкладів ділянки “Діл”. В 1921 р. глибоке буріння розпочате на складці “Газова”, де в 1927 р. в свердловині “Лаш-1” із нижньої частини розрізу менілітових відкладів отриманий приплив газу дебітом 180 м³/с. До кінця 1938 р. в межах Битківської площі було пробурено 386 свердловин середньою глибиною 1100-1450 м. У районі с. Бабче бурові роботи проводились в 1920 р., але пробурені тут свердловини позитивного результату не дали [3, 5].

Найстаршим нафтовим промислом в Надвірнянському НГПР був Слобода- Рунгурський. Так, в 1771 р. при поглибленні стовбуру соляної копальні до глибини 10 м отримано приплив нафти. В 1883 р. тут було вже 300 свердловин, однак під час Великої Вітчизняної війни промисел був зруйнований. Значні об’єми буріння в довоєнний період були виконані на старих промислах, як Майдан, Кубаш, Небилів, Шлензак, Башти, Метрополія, Надія, Старуня і Дзвіняч. Глибини пробурених тут свердловин не перевищували 800 м [6].

У післявоєнний період на території Карпатського регіону були продовжені геологічні дослідження, очолювані геологами Г.П. Алферовим, Б.І. Антиповим, А.А. Богдановим, В.Г. Бондарчуком, О.С. Вяловим, І.А. Голубковим, В.В. Глушком, Г.Н. Доленком, Н.А. Діденком, А.В. Зенкіна, Г.Ф. Козицьким, В.Г. Корнієвим, Я.О. Кульчицьким, М.В. Муратовим,

Н.Р. Ладиженським, С.І. Суботіним та іншими. Геологічні дослідження масштабу 1:200000 проводились Карпатською експедицією під керівництвом А.А. Богданова, зйомкою була покрита територія всієї Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. До 1962 р. державною геологічною зйомкою масштабу 1:200000 були покриті всі Карпати і Передкарпаття (Г.Д. Досин, В.І. Чулочніков, В.Г. Юркова і інші). В 1973 р. була опублікована уточнена геологічна карта Радянських Карпат і прилягаючого прогину масштабу 1:200000 під редакцією В.А. Шакіна. Геологічна зйомка в масштабах 1:25000 і 1:50000 проводилась з 1945 р. на окремих площах, включаючи і площі Надвірнянського НГПР під керівництвом А.Л. Арцабки, І.Н. Кухтіна, В.Г. Корнєєвої, Р.Н. Ладиженського і інших. Пізніше була проведена геологічна зйомка масштабу 1:50000 під керівництвом Н.А. Діденко, В.А. Ващенко та інших [5].

У 1948 р. на площі Надвірна-Битків була проведена геологічна зйомка в масштабі 1:25000 і розпочате буріння з метою оцінки нафтогазоносності нижніх горизонтів. При випробуванні першої пробуреної свердловини (256-Битків) було отримано промисловий приплив нафти із менілітових відкладів Глибинної Битківської складки. Починаючи з 1951 р. об'єми пошуково-розвідувального буріння з метою розвідки нафтоносності менілітових відкладів Битківської Глибинної складки різко збільшились.

Позитивні результати буріння, отримані на площі Битків, стали поштовхом для широкого розвитку пошуково-розвідувальних робіт в межах всього Надвірнянського нафтогазопромислового району. Станом на 1960 р. у розвідці знаходилось три площі: Битківська, Дзвіняцька та Старунська. На початку 60-х років ХХ століття у розвідку були введені наступні площі: Росільнянська, Космацька, Слобода-Рунгурська, Гвіздецька, Пнівська, Сливки-Яблонька та Делятинська. У межах останньої заходиться Микитівське родовище. Делятинська площа введена в глибоке буріння в 1961 р. Відповідно до початкового проекту розвідки на площі було пробурено шість свердловин (1 -, 2 -, 4, 5-, 8 -, 9-Д), із яких тільки свердловина 9-Д розкрила відклади палеогену Микитівської складки в Лючківському блоці, при їх

випробуванні був отриманий приплив нафти із на той час непромисловим дебітом і свердловина була ліквідована з геологічних причин. Всі інші свердловини через непідтвердження сейсмічних даних були зупинені у відкладах міоцену і ліквідовані з геологічних причин, із них свердловиною 8-Д були розкриті відклади міоцену Микитівської складки в Лючківському блоці [3, 5, 6].

На наступному етапі розвідки Делятинської площі було прийняте рішення про розбурювання регіональних профілів по р. Прут, відповідно до якого було пробурено шість свердловин (18-, 20-, 19-, 10-, 17-, 14-Д). Ці роботи дозволили виявити розповсюдження глибинних антиклінальних структур далеко на південний захід під Скибову зону Карпат. В 1969 р. були закінчені сейсмічні дослідження, якими встановлене регіональне підняття всіх структур в південно-східному та північно-західному напрямках від лінії раніше пробуреного регіонального профілю. Оскільки Делятинська площа включала в себе групу антиклінальних складок, то наступним етапом пошуково-розвідувальних робіт була розвідка окремих площ, які пов'язані з окремими локальними підняттями. У 1973-1975 рр. була пробурена свердловина 3-Д, яка розкрила палеогенові відклади Микитівської складки в межах I ділянки Березівського блоку, але свердловина була ліквідована з технічних причин без випробування [5].

Усього на Делятинській площі було пробурено 24 пошуково-розвідувальних свердловини, але результати їх буріння не дали однозначної відповіді про перспективність структур площі, хоч при бурінні більшості свердловин спостерігались нафтогазопрояви. У 1983 р. безпосередньо на Микитівській площі були проведені сейсмічні дослідження, в результаті яких виділені дві антиклінальні структури: Микитівська і Тереснянська. Матеріали цих досліджень стали основою для розробки в 1985 р. проекту пошуків на Микитівській площі. Згідно проекту в центральній частині площі пробурено в 1989-1990 рр. свердловину 2-Мк, якою і було відкрите Микитівське родовище – при випробуванні нижньоменілітових відкладів (2520-2460 м) отримали приплив нафти дебітом $23 \text{ м}^3/\text{добу}$ на 8 мм штуцері [6].

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

2.1 Стратиграфія

У геологічній будові площі і, зокрема, родовища приймають участь крейдово-палеогенові відклади флішу і неогенові відклади молас Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та крейдово-палеогенові – Скибової зони Карпат. Розчленування стратиграфічних розрізів свердловин проводилось за результатами інтерпретації геофізичних досліджень, їх детальної кореляції та вивчення кернавого матеріалу [1, 3].

Крейдова система – К. У районі родовища представлена верхньострийською підсвітою – K_{2st3} складеною чергуванням теригенних відкладів, переважно пісковиків, алевролітів і аргілітів з прошарками вапняків і мергелів невеликої товщини. Інколи зустрічаються прошарки дрібногалечникових конгломератів, що складаються із гальки вапняків та кварцитів. Товщина стрийської світи, що розкрита в Орівській скибі досягає 1000-2000 м. Відклади крейдової системи Микитівської складки свердловинами не розкриті [5].

Палеогенова система – Р складається з трьох відділів: палеоцену, еоцену та олігоцену.

Палеоценові відклади представлені ямненською світою – P_{1jm} . У типових розрізах ямненської світи в її нижній частині переважно залягає строкатий яремчанський горизонт, вище – товща ямненських пісковиків. У досліджуваному районі ямненські пісковики літологічно заміщені тонкоритмічною строкатою товщею, яка складена чергуванням строкатих аргілітів, алевролітів і пісковиків. На Микитівській складці відклади ямненської світи не розкриті [5].

Еоценові відклади представлені трьома світами: манявською – P_{2mn} , вигодською – P_{2vg} та бистрицькою – P_{2bs} .

Манявська світа – P_{2mn} представлена ритмічним перешаруванням пісковиків і алевролітів з тонкими прошарками аргілітів. Пісковики сірого та сіро-зеленого кольору, кварцові, дрібнозернисті. Алевроліти сірі, темно-сірі,

кварцові, різнозернисті. Аргіліти темно-сірі з зеленуватим відтінком. Вигодська світа – P_2vg в основному представлена масивними пісковиками і алевролітами з прошарками аргілітів. У низах світи зустрічаються прошарки грубоуламкових порід (гравелітів, конгломератів). Пісковики зеленувато-сірі, сірі, дрібно- та середньозернисті. Алевроліти більш темного забарвлення – темно-сірі до чорних, кварцові, переважно крупнозернисті. Аргіліти темно-сірі, міцні, зустрічаються досить рідко. Характеризуються відклади світи підвищеною карбонатністю [5].

Бистрицька світа – P_2bs складена аргілітами з прошарками алевролітів, а інколи щільних пісковиків і мергелів. Аргіліти розвинуті переважно в нижній частині світи (попельська фація). Аргілітова пачка (бистрицька фація) представлена ритмічним чергуванням тонких прошарків аргілітів і алевролітів сіро-зеленого кольору.

Менілітова світа олігоцену – P_3ml представлена, в основному, повною товщиною нижньоменілітової і середньоменілітової підсвіти. Відклади верхньоменілітової підсвіти мають локальне розповсюдження і в основному розмиті.

У розрізі нижньоменілітової підсвіти – P_3ml_1 виділяється сім горизонтів: шешорський, підроговиковий, роговиковий, аргілітовий, клівських пісковиків, піщано-аргілітовий або 5-ти пластів.

У даній роботі розглядається горизонт клівських пісковиків

Горизонт клівських пісковиків складається, в основному, із пісковиків сірих, світло-сірих інколи темно-сірих з буруватим відтінком, дрібнозернистих з невеликими прошарками алевролітів і аргілітів. Алевроліти темно-сірі та бурувато-темно-сірі до чорних, різно- та крупнозернисті, тонкошаруваті. Алевроліти темно-сірі з буруватим відтінком, алевролитисті. Розкрита товщина в межах Микитівського родовища складає 49-103м.

Середньоменілітова підсвіта – P_3ml_2 представлена горизонтами перших зеленувато-сірих аргілітів та піщано-аргілітовим горизонтом високого опору. Відклади верхньоменілітової підсвіти – P_3ml_3 на Микитівському родовищі, як

зазначалось вище, розмиті, тому розчленування на горизонти не можливе. Товщина відкладів зазнає значних коливань по площі: від повної їх відсутності до 46-175 м. Підсвіта представлена аргілітами з прошарками алевролітів, інколи пісковиків та прошарками туфітів і туфогенних аргілітів. Аргіліти чорного та темно-сірого кольору, низькокарбонатні, алевритисті, місцями окремнілі. Алевроліти сірого та темно-сірого кольору, карбонатні, крупнозернисті, тонкошаруваті. Туфіти сірі, темно-сірі, тонкошаруваті. Туфогенні аргіліти є перехідними відмінами від туфітів до аргілітів [5].

Неогенова система – N представлена нижнім відділом – міоценом – поляницькою та вортищенською світами.

Відклади поляницької світи – N_{1p1} залягають на розмитій поверхні верхньоменілітової підсвіти і складені аргілітоподібними глинами та карбонатними аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків. Алевроліти та пісковики сірого кольору, дрібнозернисті. Аргіліти та аргілітоподібні глини сірого кольору, щільні, карбонатні. Товщина відкладів світи коливається від 220 м у свердловині 4-Мк до 784 м у свердловині 8-Д [5].

Вортищенська світа – N_{1vr} представлена нижньовортищенською підсвітою. Відклади підсвіти представлені аргілітоподібними глинами, що перешаровуються пісковиками, алевролітами, кам'яною сіллю та гіпсом. У відкладах підсвіти на Микитівській площі виділяється товща слобідських конгломератів (розкрита свердловиною 8-Д), характерна для даного району. Товща представлена конгломератами, гравелітами з невеликими прошарками пісковиків, алевролітів і засолених глин та аргілітів. Товщина світи становить 105-741 м [5]. Розкрита товщина міоцену в межах Микитівської складки – 475-1654 м.

Четвертинна система – Q. Відклади даної системи широко розповсюдженні на території Микитівського родовища, представлені алювіальними і елювіально-делювіальними утвореннями. Алювіальні відклади представлені жовтуватими суглинками, глинами і пісками, які вміщують гальку і валуни карпатських порід у вигляді лінз чи прошарків. Елювіально-делювіальні утворення розвинуті, переважно, на вододілах, на

схилах гір і долин у вигляді піщаних осипів, обвалів і представлені піщано-глинистою масою. Товщина четвертинних відкладів змінюється від 0-0,5м на гірських хребтах до 20-30м на річкових терасах.

2.2 Тектоніка

У тектонічному плані Микитівська площа охоплює південно-східну частину Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, яка характеризується складною блоковою будовою і перекрита відкладами Скибової зони Карпат, зокрема Орівської скиби [5, 6].

У Делятинському перетині, де знаходиться Микитівська площа, Бориславсько-Покутська зона за даними сейсмозв'язки і глибокого буріння представлена трьома покриттями: Слобода-Рунгурський, Лючківський і Микитівський. Микитівський покрив складається із двох структур: Микитівської і Стеришорської.

Усі структури в Делятинському перетині порушені поперечними розломами на Лючківський, Слобода-Рунгурський і Березівський блоки.

Микитівська складка – це антикліналь з великим і крутим південно-західним крилом і коротким підвернутим північно-східним. Підвернута частина шляхом насуву на північний схід переходить в новий структурний елемент – Тереснянську складку, яка за матеріалами сейсмічних досліджень виділяється на поглибленні до 4000 м. Микитівська складка прослідковується у всіх трьох блоках довжиною до 12 км, шириною 4 км [6].

Центральна частина складки, що знаходиться у Слобода-Рунгурському блоці, вивчена свердловинами 2, 4, 21-Мк. Максимальна припіднятність склепіння знаходиться в районі свердловин 21-Мк і 3-Мк, в яких абсолютні відмітки еоценових відкладів складають, відповідно, -1548 м і -1525 м.

З південного заходу на Микитівську складку насунута Стеришорська, яка має аналогічне розповсюдження. У цілому Микитівське підняття виділено в межах Надвірнянського нафтогазопромислового району на основі комплексу геолого-геофізичних, аерокосмічних і сейсмічних досліджень. Аналіз і переінтерпретація всього геолого-геофізичного і геохімічного

матеріалу з врахуванням гравіметричних даних і геоморфологічних особливостей площі свідчать про її високу перспективність і можливість виділення пошукових об'єктів для буріння свердловин [5, 6].

2.3 Нафтогазоносність

Микитівське газоконденсатнонафтове родовище розташоване у Надвірнянському нафтогазопромисловому районі і приурочене до однойменної складки в межах Лючківського, Слобода-Рунгурського та І і ІІ ділянок Березівського блоків. На північний-схід від нього знаходяться Слобода-Рунгурське нафтове, на північний-захід – Довбушансько-Бистрицьке та Битків-Бабченське нафтогазаконденсатні родовища. Поклади нафти Довбушансько-Бистрицького родовища приурочені до менілітових відкладів, конденсату і газу – до менілітових та вигодських. За глибинами залягання продуктивних горизонтів (2000-3000 м) та характером насичення покладів найближчим аналогом Микитівського родовища може виступати Битків-Бабченське – поклади олігоцену є нафтовими, а еоцену – газоконденсатнонафтовими. Поклади нафти Микитівського родовища пов'язані з клівським та підроговиковим горизонтами нижньоменілітової підсвіти олігоцену [4, 5, 6].

У межах Слобода-Рунгурського блоку Микитівського родовища вперше приплив нафти був отриманий із клівського горизонту у свердловині 2-Мк. Відклади даного горизонту також були випробувані у свердловинах 4, 21-Мк. При випробуванні в процесі буріння у свердловині 4-Мк із інтервалу 2853-2906 м отримано приплив слаборозгазованого розчину із слідами нафти (у процесі буріння свердловини для ліквідації прихоплення бурового інструменту використовували дві нафтові ванни), за даними ГДС клівський горизонт в розрізі даної свердловини оцінено як водонасичений. В свердловині 21-Мк при дострілі відкладів клівського продуктивного горизонту дебіт свердловини зріс від 5,7 до 7,4 т/д. Клівський горизонт в межах Слобода-Рунгурського блоку розкритий також свердловинами 3, 8, 22,

23, 24, 25, 26-Мк, за даними інтерпретації матеріалів ГДС в розрізах даних свердловин горизонт клівських пісковиків оцінено як нафтонасичений [5, 6].

Промислова нафтоносність відкладів горизонту клівських пісковиків була встановлена в межах ділянки при сумісному випробуванні у свердловині 6-Мк відкладів вигодського, підроговикового та клівського горизонтів, отримано приплив нафти дебітом 15,2 м³/д. Сумісне випробування аналогічних відкладів проведено також у свердловині 33-Мк, в результаті якого отримано приплив нафти дебітом 4 м³/д. В розрізі свердловини 3-Д за даними ГДС (наявний тільки стандартний каротаж і заключення БКЗ) відклади клівського горизонту є нафтонасиченими. Клівський продуктивний горизонт розкритий також свердловиною 7-Мк – за даними ГДС в даній свердловині він є нафтонасиченим [5, 6].

2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища

Води манявського продуктивного горизонту охарактеризовані тільки однією пробєю із свердловини 3-Мк в межах Слобода-Рунгурського блоку. При випробуванні у колоні відкладів манявської світи в інтервалі 2906-2915 м отримано приплив нафти дебітом 0,82 м³/добу та води дебітом 1,27 м³/добу. Пластова вода даного горизонту характеризується невисокою мінералізацією 6316,57 мг/л і, відповідно, невисокою густиною – 1048,5 кг/м³, вміст іонів йоду та броду складає 19,46 мг/л та 26,64 мг/л відповідно. Пластові води нижньоменілітового продуктивного горизонту вивчались в межах Слобода-Рунгурського блоку Микитівської складки по аналізах із свердловини 4-Мк та в межах Лючківського блоку – із свердловини 9-Д. Приплив мінералізованої пластової води дебітом 0,64 м³/добу отриманий в свердловині 4-Мк при випробуванні горизонту клівських пісковиків в інтервалі 2862-2850 м. Із вказаного інтервалу було відібрано дві проби, за результатами аналізів яких пластова вода даного горизонту характеризуються мінералізацією 103292,92-125095,15 мг/л, густиною 1066,8-1081,3 кг/м³; вміст іонів йоду та броду складає 33,0 мг/л та 5,32-18,65 мг/л відповідно. У свердловині 9-Мк при випробуванні відкладів

роговикового горизонту отримано приплив пластової води дебітом 0,2 м³/добу, було відібрано дві проби, результати аналізів яких значно відрізняються: загальна мінералізація 54105,2-116564,5 мг/л, густина в стандартних умовах 1038,1-1080,5 кг/м³ іони йоду та бром у першій пробі відсутні, в другій – їх вміст складає 11,0 мг/л та 207,79 мг/л відповідно. Значне збільшення величин параметрів пластових вод в аналізі другої проби вказує на те, що в першому аналізі проба пластової води була розбавлена технічною водою, яка закачувалась в свердловину в процесі освоєння. Пластові води середньоменілітового продуктивного горизонту охарактеризовані двома аналізами із свердловин 4-Мк (Слобода-Рунгурський блок), де при випробуванні горизонту п'яти пластів і високого опору в інтервалі 2786-2631 м отримано приплив пластової води дебітом 0,8 м³/добу. Результати аналізів двох проб не мають значних розбіжностей: загальна мінералізація складає 202278,09-216582,08 мг/л, густина 1145,8 кг/м³. Води середньо-менілітового горизонту характеризуються високим вмістом іонів йоду 256,85-262,3 мг/л та відсутністю іонів бром у [5, 6].

При сумісному випробуванні відкладів нижньоменілітової та середньоменілітової підсвіти в свердловині 9-Д (інтервал 3886-3530 м) отримано приплив води дебітом 9,8 м³/добу. Незважаючи на значну глибину залягання продуктивних горизонтів в даному блоці, загальна мінералізація та густина пластової води не високі, і складають 84797,53 мг/л та 1057,1 кг/м³ відповідно. Пластові води відкладів манявського та менілітових продуктивних горизонтів відносяться до хлоркальцієвого типу, групи хлоридних, підгрупи натрієвих. Води даного типу характерні для зони відсутнього або затrudненого водообміну (застійний режим), яка сприятлива для збереження покладів вуглеводнів. Випробування водоносних відкладів вигодського продуктивного горизонту в свердловинах Микитівського родовища не проводилось, тому характеристика пластових вод відсутня [5, 6].

Аналізуючи наявні характеристики пластових вод Микитівського родовища варто зазначити, що для нього не спостерігається нормальна гідрохімічна зональність. Характерного збільшення густини та мінералізації

пластових вод з глибиною не відбувається. Так в межах Слобода-Рунгурського блоку з глибиною відбувається зменшення величини даних параметрів, а, як вже зазначалось, в межах Лючківського блоку не зважаючи на значні глибини залягання продуктивних горизонтів (понад 3000 м) пластові води характеризуються невисокими мінералізаціями і відповідно невисокими гу станами. Така гідрогеологічна інверсія є характерною для багатьох нафтоносних районів і зумовлена явищем переважання з глибиною в складі пластових вод води віджимання, відродження та літогенних вод у зонах застійного режиму [5, 6].

Води манявського продуктивного горизонту охарактеризовані тільки однією пробєю із свердловини 3-Мк в межах Слобода-Рунгурського блоку. При випробуванні в колоні відкладів манявської світи в інтервалі 2906-2915 м отримано приплив нафти дебітом 0,82 м³/добу та води дебітом 1,27 м³/добу. Пластова вода даного горизонту характеризується невисокою мінералізацією – 6316,57 мг/л і, відповідно, невисокою густиною – 1048,5 кг/м³.

Пластові води нижньоменілітового продуктивного горизонту вивчались в межах Слобода-Рунгурського блоку Микитівської складки в межах Лючківського блоку із свердловини 9-Д. Приплив мінералізованої пластової води дебітом 0,64 м³/добу отриманий в свердловині 4-Мк при випробуванні горизонту клівських пісковиків в інтервалі 2862-2850 м. Із вказаного інтервалу було відібрано дві проби, за результатами аналізів яких пластова вода даного горизонту характеризується мінералізацією 103292,92-125095,15 мг/л, густиною 1066,8-1081,3 кг/м³; вміст іонів йоду та бромиду складає 33,0 мг/л та 5,32-18,65 мг/л відповідно. Пластові води середньоменілітового продуктивного горизонту охарактеризовані двома аналізами із свердловин 4-Мк (Слобода-Рунгурський блок), де при випробуванні горизонту п'яти пластів нижньоменілітової та високого опору середньоменілітової підсвіт в інтервалі 2786-2631 м отримано приплив пластової води дебітом 0,8 м³/добу. Води середньоменілітового горизонту характеризуються високим вмістом іонів йоду 256,85-262,3 мг/л та відсутністю іонів бромиду. При сумісному випробуванні відкладів

нижньоменілітової та середньоменілітової підсвіти в свердловині 9-Д (інтервал 3886-3530 м) отримано приплив води дебітом 9,8 м³/добу. Пластові води відкладів манявського та менілітових продуктивних горизонтів відносяться до хлоркальцієвого типу. Води даного типу характерні для зони відсутнього або утрудненого водообміну (застійний режим), яка сприятлива для збереження покладів вуглеводнів [5, 6].

3 ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ ТА ПРОМИСЛОВІ РОБОТИ

3.1 Методика пошуково-розвідувальних робіт

Першими пошуковими свердловинами, що розбурили Микитівську складку є свердловини 9-Мк, 3-Мк і 8-Д, що пробурені у Делятинській площі. Свердловина 9-Мк вперше розкрила Микитівську складку у межах Лючківського окремого блоку і при випробуванні перспективних менілітових відкладів отримано приплив нафти з непромисловим дебітом, що становив 1,13 м³/добу. Свердловина 9-Мк була ліквідована по геологічних причинах. Свердловина 8-Д, яка розкрила відклади поляницької світи, що є крутозалягаючими у Микитівській складці саме у межах Лючківського окремого блоку, була також ліквідована по геологічних причинах. Свердловина 3-Мк, яка пройшла Микитівську складку у межах I ділянки окремого Березівського блоку, уже була ліквідована по технічних причинах без випробування. Саме на Микитівській площі були проведені сейсмічні дослідження. У результаті виділено дві антиклінарні окремі структури: Микитівська та Тереснянська. Матеріали сейсмічних досліджень стали базою для розробки аж у 1985 р. проекту пошуків тут вуглеводнів. Проектом проектувалось буріння 5 пошукових свердловин: №№ 1, 2, 3 безпосередньо у межах Микитівської складки та №5 і №6 у межах Тереснянської. Відповідно до цього проекту у центральній частині Микитівської площі пробурилася у 1990 р. свердловина 2-Мк з фактичною глибиною 2841 м. Саме нею було відкрите Микитівське родовище: при випробуванні і дослідженні нижньоменілітових відкладів (2520-2460 м) фактично отримали приплив нафти з промисловим дебітом 23 м³/добу. Ця свердловина на глибині 2202 м розкрила палеогенові породи, що є на 618 м вище, ніж передбачалося сейсмічними матеріалами. Через те, що гіпсометрія Микитівської структури не підтвердилась, то у 1992-1993 рр. проведені деталізаційні окремі сейсмічні дослідження, що уже запроектовувалися за результатами даних буріння [1, 5, 6].

За таких умов виникла необхідність процесу уже дорозвідки родовища, не чекаючи на завершення стадії пошуків. У 1991 р. складений проект

розвідувальних робіт на Микитівській площі. Розвідувальними проектними роботами передбачалось вирішення наступних завдань [6]:

- вивчити структурно-тектонічні особливості родовища;
- вивчити літологічний склад продуктивних горизонтів, визначити їхню загальну товщину, колекторські властивості, нафтогазонасиченість та характер зміни зазначених параметрів як по площі, так і розрізу;
- визначити абсолютні відмітки положення контакту нафта-вода та промислове значення ймовірних газової шапки або нафтової облямівки;
- визначити дебіти флюїдів, а також пластовий тиск, тиск насичення та інші параметри у результаті випробування та дослідження перспективних пластів у свердловинах;
- дослідити фізико-хімічні властивості нафти та пластових вод.

Проектом розвідки проектувалось пробурити 6 розвідувальних свердловин: №4, №7, №8, №10 та 11-Мк, з яких дві свердловини 4-Мк, 8-Мк – незалежні. Також, з врахуванням фактичних результатів буріння пошукової свердловини 2-Мк у тому проекті детально уточнене місце закладки ще двох пошукових свердловин 1-Мк і 3-Мк. Проектні глибини цих пошукових свердловин становлять відповідно 2600 та 3700 м. Розвідування площі передбачалось виконати за такою методикою: у кожному окремому блоці проектується 1 незалежна свердловина, що розміщена у найоптимальніших структурних умовах, а 2 залежні розвідувальні знаходяться одна на перекліналі, а інша – на південному заході на крилі структури. Основним об'єктом пошуково-розвідувальних наступних робіт на Микитівській площі є відклади олігоцену та еоцену, окрім блоку зі свердловиною 2-Мк, де відклади еоцену виявилися обводненими (у результаті інтерпретації даних ГДС по свердловині 2-Мк). За сучасними уявленнями про геологічну будову Микитівського родовища, свердловина 2-Мк розкрила перекліналь складки через що відклади еоцену виявилися водонасиченими [6].

У 1992-1993 рр. пробурено оціночно-експлуатаційну свердловину 4-Мк фактичною глибиною 3035 м у межах блоку свердловини 2-Мк. Після випробування горизонту перспективних клівських пісковиків саме у процесі

буріння в інтервалі 2853-2906 м отримано приплив слабкозагазованої пластової води з нафтою. Після випробування цього горизонту у зацементовані колоні в інтервалі 2862-2850 м отримано приплив фактично пластової води з дебітом $0,64 \text{ м}^3/\text{добу}$ та плівку нафти. У результаті випробування разом п'яти пластів у нижньоменілітовій підсвіті і піщано-аргілітового горизонту високого опору у середньоменілітовій підсвіті отримали приплив фактично пластової води з дебітом $0,8 \text{ м}^3/\text{добу}$. Важливо, що у свердловині 4-Мк відклади палеогенового віку розкриті на 400 м нижче, ніж свердловиною 2-Мк. Це означає, що свердловиною 4-Мк розбурено занурене крутіше крило на північному сході Микитівської складки. Ця свердловина уточнила будову досліджуваної площі та ліквідована через геологічні причини.

У 1997-1998 рр. пробурена ще одна пошукова свердловина 3-Мк. Її метою було відкрити поклад у Березівському блоці Микитівської складки. Через зміну уявлень щодо геологічної будови родовища виявилось, що ця свердловина пробурена уже у Слобода-Рунгурському блоці. Тому цією свердловиною відкриті поклади нафти у відкладах манявської та вигодської світ. При бурінні у свердловині проведено також дослідження випробувачем на бурильних трубах порід вигодської світи, що залягають в інтервалі 2780-2739 м. У результаті отримано фактичних приплив емульсії води і нафти з газом об'ємом близько $1,6 \text{ м}^3$. У колоні додатково проведено випробування ще і манявських відкладів, а саме в інтервалі 2915-2906 м, та отримано приплив нафти з пластовою водою дебітом $1,27 \text{ м}^3/\text{добу}$. Також в інтервалі 2868-2810 м отримано приплив нафти з початковим дебітом майже $10 \text{ м}^3/\text{добу}$.

У 2000-2002 рр. пробурено ще одну розвідувальну свердловину 6-Мк уже у Березівському блоці досліджуваної Микитівської складки (виходячи з теперішніх уявлень про геологічну будову Микитівського родовища, ця свердловина вперше встановила існування покладів нафти, які приурочені до відкладів менілітової світи і ще вигодської світи I ділянки саме Березівського блоку). У процесі безпосередньо буріння проведено випробування разом нижньоменілітових та бистрицьких горизонтів в інтервалі 2747-2692 м. У результаті отримано приплив розгазованого бурового розчину в об'ємі $1,1 \text{ м}^3$. Як виявилось надалі, дане

випробування було неякісним через негерметичність пакера. Крім цього, у процесі буріння було проведено випробування разом манявських та вигодських горизонтів в інтервалі 2907-2854 м. У результаті отримано приплив розгазованого бурового розчину об'ємом майже 1,08 м³. У колоні було проведено випробування порід вигодської світи в інтервалі 2854-2821 м. У результаті отримано промисловий приплив нафти об'ємом майже 1,4 м³. При випробуванні підроговикового горизонту у нижньоменілітовій світі отримано фактичний приплив нафти при дебіті 3,2 м³/добу. Пізніше було проведено випробування в інтервалі 2639-2601 м разом горизонтів клівського пісковика і підроговикового та вигодського продуктивного горизонту. У результаті отримано фактичний приплив нафти з дебітом понад 15,2 м³/добу.

Через фактичні результати буріння наведених вище свердловин необхідним було переглянути та уточнити геологічну будову Микитівської складки. Значна різниця в абсолютних відмітках у покрівлі нижньоменілітових продуктивних відкладів у свердловинах №23 та 6-Мк становить 151 м. Характер нафтогазонасичення відкладів манявської світи достатньо різний (у свердловинах №3, №22, №23 у процесі випробування отримано припливи нафти, тоді як у свердловині 6-Мк за результатами ГДС дані відклади є водонасиченими). Через це між свердловинами №23 та 6-Мк протрасовано додаткове тектонічне порушення. Наявність такого порушення уже між свердловинами №22 та 3-Мк таки не підтвердилось через майже однакові абсолютні позначки по покрівлі нижньоменілітових відкладів (-1261,6 м свердловини 22-Мк та -1260,3 м свердловини 3-Мк) та через однаковий характер нафтогазонасичення цих відкладів у свердловинах №3, №21 та 22-Мк [6].

Уточнена модель фактичної геологічної будови достатньо точно була підтверджена результатами переінтерпретації детальних сейсмічних матеріалів. Це було виконано у 2003 р.

У 2003-2005 р. була пробурена розвідувальна залежна свердловина 7-Мк у І-ій ділянці Березівського блоку. У бурінні при проходці нижньоменілітових відкладів випробування виявилось технічно невдалим, а за результатами інтерпретації даних ГДС дані породи зазначені нафтонасиченими [5-7].

Усього на Микитівському родовищі пробурені 15 свердловин – 4 пошукові (2-Мк, 3-Мк та 3-Д, 9-Д), 4 розвідувальні (6-Мк, 7-Мк, 8-Мк, 22-Мк) та 7 експлуатаційних (4-Мк, 21-Мк, 23-Мк, 24-Мк, 25-Мк, 26-Мк, 33-Мк) [7].

3.2 Промислово-геофізичні дослідження свердловин

На Микитівському нафтовому родовищі пробурено пошукові, розвідувальні, а також експлуатаційні свердловини з глибиною від 2653 м до 4000 м. Основними геологічними об'єктами, які вивчали детально геофізичними методами у свердловинах, є менілітові, а також еоценові відклади досліджуваної складки.

Геофізичні дослідження здебільшого виконувались ІФЕГДС (Івано-Франківська експедиція геофізичних досліджень свердловин) відповідно до керівних документів залежно від призначення свердловини, геолого-геофізичних характеристик розрізу, що вивчався, а також умов вимірювання. Умови ведення ГДС Микитівського родовища характеризуються достатньо різними параметрами та залежать від фізичних властивостей відкладів, що розкриті свердловинами, фізичних характеристик промивних рідин, фактичних діаметрів доліт, детальних фізико-механічних параметрів розбурюваних порід, а також характеру їхньої насиченості [4, 5].

Промивальні рідини, що застосовувалися, це глинисті розчини переважно на водяній основі, густина від 587 кг/м^3 (свердловина 23-Мк) до $1145,8 \text{ кг/м}^3$ (4-Мк). Буровий промивний розчин оброблявся зазвичай хімічними реагентами (КМЦ, КССБ, ФХЛС, АМ-5, СМАД-1, суміші ПАР, хлористий кальцій, біхромат калія, сульфанол, окзил, NaOH, барит, амоній, графіт). Також до розчину додавались ще й нафта, тирса, інколи гумові крихти. Питомий опір бурової промивальної рідини в умовах пласта змінювався від $0,05 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (свердловина 9-Д) до $0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (7-Мк) [5].

Електричний питомий опір пластової води визначався переважно за величиною мінералізації також з врахуванням зміни температури на глибині перспективного інтервалу. Пластова температура визначається за даними виміру геотермічного градієнту. При буріння виникали такі ускладнення:

прихоплення і затягування бурового інструменту, окреме поглинання глинистого розчину чи його значне розгазування, нафтопрояви. Зважаючи, що буріння проводилося на протязі тривалого часу (понад 15 років), то комплекс ГДС складався з різноманітних методів, інколи досконалих у щодо технічного відношення. Застосування різнотипної апаратури досліджень негативно впливає на якість матеріалів ГДС та їх результативність у порівнянні з застосуванням моделей саме однотипної апаратури [5, 6].

3.3 Відомості про розробку родовища

ДПР (дослідно-промислова розробка) покладів олігоценових (менілітова світа) та еоценових (манявська світа) відкладів проводилася з 1991 р. та 1998 р. відповідно. Через дещо відмінні характеристики пластових систем ці два поклади укрупненню у єдиний об'єкт не підлягають. У першому з об'єктів нафта у пластових умовах характеризується значною недонасиченістю (пластовий тиск становить 24,6 МПа, а тиск насичення – 15 МПа), що є признаком пружного режиму. У другому об'єкті спостерігався швидкий розвиток режиму з розчиненого газу, оскільки тиски насичення у пласті відповідають загалом початковим пластовим. Також нові дані випробування у свердловині №23 не підтверджують у покладі наявність газової шапки [7].

Існування покладу саме у вигодських відкладах, що виділяється по даних ГДС, підтверджується також результатами дострілу в інтервалі 2765-2790 м у стволі свердловини №3 та збільшенням її дебіту з 1,3 до 4,4 т/добу, а також випробуваннями розвідувальної свердловини №6 у Березівському блоці (отримано приплив нафти з поточним дебітом 1,4 м³/добу при фактичному динамічному рівні на глибині 2157 м). Пластова система згаданого покладу вимагає детального вивчення.

Отже, на зараз на родовищі кількість експлуатаційних об'єктів треба зменшити, тобто поклади у вигодських та манявських відкладах, які за гіпсометричним рівнем та величиною запасів майже ідентичні, пропонується під час промислової розробки об'єднати в єдиний об'єкт.

4 ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ПІДРАХУНКУ І ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ

4.1 Обґрунтування об'єкту та методу підрахунку запасів

Прогнозування технологічних показників дослідно-промислової розробки експлуатаційних об'єктів родовища проведено на основі оперативно оцінених запасів, з використанням фактичного матеріалу з відборів пластових флюїдів та зміни пластового тиску в часі. Подальша розробка родовища на проектний період за всіма варіантами розрахована в умовах природного режиму виснаження пластової енергії (поклад менілітових відкладів – пружний режим, поклад еоценових відкладів – пружний з переходом на режим розчиненого газу). Незначний період розробки та різкі коливання видобутку нафти за рахунок збільшення фонду свердловин унеможливають використання характеристик витиснення та статистичних методів обробки даних [1, 2].

Суть методики полягає в наступному [2]:

- розраховується коефіцієнт зміни дебіту ($K_{деб}$) через відношення вихідного дебіту до залишкових видобувних запасів та коефіцієнт зміни річного видобутку ($K_{вид}$) нафти;
- обчислюється річний видобуток нафти $Q_{н(1)}$ за перший розрахунковий рік як відношення вихідного дебіту до коефіцієнту зміни річного видобутку;
- знаходиться залишок видобувних запасів нафти $Q_{н.зал.}$ та дебіт свердловини на кінець першого року експлуатації як видобуток цього залишку на коефіцієнт зміни дебіту $K_{деб}$;
- визначається коефіцієнт відбору видобувних запасів ($\Pi_{вдн(1)}$) як відношення видобутку $Q_{н(1)}$ і далі накопиченого до видобувних запасів.

На дату проведення ГЕО запасів нафти та газу Микитівського родовища, останнє перебуває на стадії проведення розвідувальних робіт та дослідно-промислової розробки за відносно короткий термін. Перебування родовища в такій стадії зумовлює незначну кількість первинних геологічних і

геолого-промислових даних. Відсутність необхідної кількості первинних даних, а також даних, отриманих у процесі дослідно-промислової експлуатації, виключають застосування будь-якого іншого методу, крім об'ємного [5-7].

На Микитівському родовищі поклади нафти приурочені до присклепінної частини Микитівської складки і пласти-колектори в покрівлі та підосві обмежені непроникними породами. Такий поклад нафти відноситься до пластового склепінного. Всі поклади південного сходу обмежені поперечними порушеннями, тому вони відносяться до тектонічно-екранованих. Поклад нафти приурочений до підроговикового продуктивного горизонту в межах Слобода- Рунгурського блоку.

Після прийняття вихідних параметрів підрахуємо початкові геологічні (балансові) запаси нафти відкладів Микитівського родовища, тобто запаси покладів, розробка яких на сучасному етапі являється економічно доцільною. Після цього обґрунтуємо початкові видобувні запаси нафти горизонту клівських пісковиків менілітової світи (враховуючи коефіцієнт нафтовидобутку), тобто ту частину балансових запасів, яку можна видобути з надр при раціональному використанні сучасної техніки і технології видобутку [1, 2].

Підрахунок запасів нафти об'ємним методом виконувався за формулою [2]:

$$Q = F \times h \times m \times \beta_n \times \Theta \times \rho_n \times K_n \quad (4.1)$$

F – площа нафтоносності підрахункового об'єкта, м ;

h – ефективна нафтонасичена товщина пласта, м;

m – коефіцієнт відкритої пористості колектора, частки і одиниці;

β_n – коефіцієнт нафтонасиченості пласта, частки одиниці;

K_n – коефіцієнт нафтовилучення, частки одиниці;

Θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти на поверхні після її дегазації, частки одиниці;

ρ_n – густина нафти на поверхні при стандартних умовах, кг/м³.

Підрахунок запасів розчиненого у нафті газу проводиться за формулою [2]:

$$V_{ГАЗУ} = Q_{н.вид.} \cdot \eta_0, \quad (4.2)$$

де $V_{ГАЗУ}$ – запаси газу, тис.м³;

$Q_{н.вид.}$ – запаси нафти, тис.т;

η_0 – газовміст пластової нафти, м³/т.

Для підрахунку запасів нафти по категоріях В та С₁+С₂ застосуємо об'ємний метод, який базується на визначенні маси нафти в нафтонасиченому пустотному об'ємі порід-колекторів, приведеної до стандартних умов (тиск 0,1 МПа, при температурі 20°C). Метод являється універсальним, так як може бути застосований для покладів з будь-яким режимом роботи і на будь-якій стадії пошуково-розвідувальних робіт [2, 4].

4.2 Характеристика продуктивних горизонтів

Продуктивними на Микитівському родовищі є відклади клівського і підроговикового горизонтів нижньоменілітової підсвіти, а також відклади манявської і вигодської світи еоцену.

Нижньоменілітові відклади розкриті свердловинами 2, 3, 6, 21, 22, 23, випробувані і розробляються свердловинами 2 і 21. Свердловиною 2 розкриті пісковики клівського горизонту в інтервалі 2460-2520 м. За даними ГДС у цьому інтервалі виділено п'ять пластів-колекторів ефективною товщиною 18,8 м, пористість яких змінюється від 8,3% до 12,9% і в середньому складає 10,7%, середнє значення нафтонасиченості пластів – 67%. У розрізі вигодських відкладів виділено чотири продуктивні пласти ефективною товщиною 23,6 м, з пористістю від 7% до 13% (прийняте середнє значення 10,6%). У свердловині 3 за даними ГДС в менілітових відкладах виділяються сім пластів-колекторів ефективною товщиною 35 м, з пористістю від 12% до 13% (прийняте середнє значення 13% і нафтонасиченістю 76%). Вигодські відклади представлені двома пластами, товщиною 7,6 м, в яких середньозважена величина пористості дорівнює 10%, нафтонасиченості – 74%. В манявських відкладах продуктивний горизонт складається з чотирьох пластів, загальна ефективна товщина яких становить 18,6 м, пористість 10 %, нафтонасиченість – 12%. У свердловині 6 продуктивними за даними ГДС є менілітові та вигодські відклади. У менілітових відкладах виділено вісім пластів-колекторів, загальна товщина яких дорівнює 28,8 м, пористість

змінюється від 9% до 15% і в середньому становить 12%. Нафтонасиченість змінюється в межах від 52% до 70% і в середньому становить 63%. За даними лабораторних досліджень керну, відібраного в менілітових відкладах з інтервалу 2611-2614 м, пористість досягає 19,4%. У вигодських відкладах виділено п'ять пластів-колекторів, сумарна товщина яких дорівнює 11,5 м. Величина пористості цих пластів в середньому дорівнює 9%, нафтонасиченість 84%. Дослідження кернового матеріалу відібраного в свердловині з манявських відкладів в інтервалі 2942-2948 м, показали, що пористість пластів змінюється в межах від 7,3% до 12,3%, проникність від – від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $13,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² (в середньому $2,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²) [7].

У свердловині 21 розкриті перфорацією менілітові відклади, в продуктивній частині яких виділено вісім нафтонасичених пластів, товщиною 21,8 м з середньою пористістю 10,8% і нафтонасиченістю 61%.

Свердловина 22 розкрила продуктивні горизонти в менілітових, вигодських і манявських відкладах. У менілітових відкладах за даними ГДС виділено вісім пластів-колекторів, сумарна ефективна товщина яких становить 48,2 м, середньозважена величина пористості – 11%, нафтонасиченості – 73%. Вигодські відклади представлені чотирма пластами-колекторами ефективною товщиною 15,8 м, пористістю від 9% до 12% (середня 11%) та нафтонасиченістю 76%. В манявських відкладах виділено три пласти товщиною 14,6 м, пористістю 9%, нафтонасиченістю 76% [5-7].

Свердловина 23 розкрила всі продуктивні горизонти: в менілітовому покладі за даними ГДС виділено чотири пласти-колектори, товщиною 18,6 м, пористість яких в середньому становить 12%, нафтонасиченість 59%. Вигодські відклади представлені трьома пластами ефективною товщиною 13,6 м, пористістю 11%, нафтонасиченістю 70%. В манявському покладі виділено шість пластів-колекторів загальною ефективною нафтонасиченою товщиною 47 м, пористістю 10,8%, нафтонасиченістю 65% [7].

Статистичні показники характеристики неоднорідності пласта наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Статистичні показники характеристики неоднорідності пласта

Кількість свердловин, які використовуються для визначення	Поклад	Коефіцієнт піскуватості		Коефіцієнт розчленування	
		Середнє значення	Коефіцієнт варіації	Середнє значення	Коефіцієнт варіації
6	менілітовий	0,36	0,67	6,7	0,60
5	вигодський	0,51	0,59	3,8	0,79
3	манявський	0,41	0,24	4,0	1,0

Літологічне розчленування свердловин і кореляція продуктивних горизонтів проводилась за даними комплексу промислово-геофізичних досліджень, кернавого матеріалу та шламу. Перевага при літологічному розчленуванні і кореляції продуктивного розрізу надавалась електрометричним та радіоактивним методам дослідження свердловин, а також літологічній характеристиці керну. Колекторами нафти в продуктивних горизонтах є пласти пісковиків і алевролітів з гранулярним типом пористості. Не колектори в основному представлені аргілітами з прошарками щільних піщано-алевролітових порід, інколи зустрічаються прошарки гравелітів та вапняків. Продуктивні горизонти залягають у менілітовій світі олігоцену і вигодській та манявській світах еоцену. Покришкою менілітових відкладів є аргіліти і глини поляницької світи. На діаграмах геофізичних досліджень свердловин вони виділяються низькими значеннями позірною електричного опору, значним збільшенням діаметру стовбура свердловини, низькими інтенсивностями НГК, середніми значеннями гама-випромінювання та високими значеннями інтервального часу АК [7].

Менілітові відклади за геофізичними ознаками можна розбити на окремі інтервали, які ідентифікуються з верхньоменілітовою, середньоменілітовою і нижньоменілітовою підсвітами. У верхньомелітовій підсвіті виділяють два горизонти: піщано-аргілітовий та туфітовий. У розрізі середньоменілітової підсвіти прослідковуються два горизонти: перший зеленувато-сірих аргілітів та піщано-аргілітовий високого опору. У

нижньоменілітовій підсвіті за даними ГДС виділяють такі горизонти: шешорський, підроговиковий, роговиковий, аргілітовий, горизонт клівських пісковиків, других зеленівато-сірих аргілітів та піщано-аргілітовий (горизонт п'яти пластів). Регіональним репером для всієї Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину є високоомний роговиковий горизонт на межі олігоцену і еоцену. Представлений він кременями з прошарками аргілітів і окремнілих вапняків. Шешорський горизонт розповсюджений по всій площі і представлений чергуванням вапнякових аргілітів, глинистих мергелів і вапняків. Підроговиковий горизонт складений пісковиками, які перешаровуються алевролітами і аргілітами. Даний горизонт є невитриманий по площі родовища зокрема у свердловинах 2, 4-Микитівська та 3-Делятинська і характеризується чіткими від'ємними аномаліями ПС, підвищеним питомим електричним опором та значеннями НГК, пониженими значеннями природної радіоактивності та номінальним діаметром свердловини. Горизонт клівських пісковиків представлений пісковиками кварцевими, дрібнозернистими з прошарками алевролітів, характеризується підвищеним питомим електричним опором, від'ємними значеннями ПС, пониженим значенням природної радіоактивності ГК та підвищеним значенням умовних одиниць НГК [5-7].

Схема кореляції менілітових відкладів показана на графічному додатку 4.

Бистрицька світа складена ритмічним чергуванням малопотужних прошарків аргілітів, алевролітів та пісковиків. На діаграмах стандартного каротажу ці відклади характеризуються низькими значеннями уявних опорів і малодиференційованою кривою ПС.

Вигодська світа представлена масивними пісковиками, аргілітами, алевролітами та вапняками.

Манявська світа представлена ритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків. На кривих уявних опорів пісковики характеризуються підвищеними їх значеннями і від'ємною кривою спонтанної поляризації (ПС).

4.3 Обґрунтування положення ВНК, ГНК, ГВК

Положення водонафтових контактів і нижніх границь встановленої продуктивності визначалося за комплексом промислово-геофізичних досліджень, результатами випробування свердловин із врахуванням геологічної будови родовища та особливостей залягання продуктивних горизонтів. Вихідні дані для обґрунтування положення ВНК, УВНК та НГВП клівського горизонту взяті з фондових матеріалів [5-7].

У межах Слобода-Рунгурського блоку нафтонасичений розріз олігоценових відкладів розкрито всіма свердловинами, крім 4-Мк. Гіпсометрично найнижче нафтонасичені пласти клівського покладу наявні у свердловині 2-Мк, по підшві останнього із них, на абсолютній позначці мінус 1590,5 м, визначено положення НГВП. Еоценові поклади приурочені до вигодської та манявської світ в межах Слобода-Рунгурського блоку [7].

При прийнятті положення ГНК: у свердловинах 3, 22-Мк спочатку були випробувані окремо відклади манявської світи, в результаті отримано припливи нафти, і певний період вони експлуатували тільки даний продуктивний горизонт. Аналіз видобутків до даних свердловин за даний період показує, що продукція була представлена нафтою з розчиненим газом, тобто можна стверджувати, що у розрізі даних свердловин відклади манявської світи є нафтонасиченими.

Виходячи з результатів дослідження вигодського продуктивного горизонту та його сумісної експлуатації з манявським, впливає наявність в розрізі вигодської світи свердловин газонасичених колекторів. Аналіз величин видобутої нафти та газу вказує на нафто насиченість колекторів вигодської світи у розрізі даної свердловини. Оскільки свердловина 26-Мк відкриває гіпсометрично найвище положення покрівлі нафтонасиченого пласта еоценових відкладів, то саме по покрівлі даного пласта визначено положення ГНК для еоценового покладу в межах Слобода-Рунгурського блоку (на абсолютній позначці мінус 1718,8 м).

У межах I ділянки Березівського блоку всіма свердловинами розкрито повністю нафтонасичений розріз еоценових відкладів, тому для оконтурювання покладів, приурочених до нього, прийнято НГВП. НГВП для клівського покладу прийнято по підшві останнього нафтонасиченого пласта у свердловині 6-Мк на абсолютній позначці мінус 1588,9м, а для підроговикового покладу – мінус 1654,6 м у цій же свердловині, оскільки дана свердловина розкрила найбільш занурену частину покладу. Відклади вигодської світи в межах I ділянки Березівського блоку розкриті трьома свердловинами, дві з яких – 6, 7-Мк розкрили тільки нафтонасичені пласти, а 33-Мк – нафто- та водонасичені. Покрівля першого водо насиченого пласта у свердловині 33-Мк розкрита на абсолютній позначці мінус 1802,1 м, тому ми приймаємо ВНК на абсолютній позначці мінус 1802,0 м [7].

За ступенем геологічного вивчення і категоріями розвіданості до розвіданих балансових з кодом класу 111 віднесені запаси:

- олігоценних та еоценових покладів у межах Слобода-Рунгурського блоку;
- олігоценних покладів I ділянки Березівського блоку в межах зон дренажу свердловин 6, 33-Мк;
- еоценового покладу вигодського горизонту I ділянки Березівського блоку в межах зон дренажу свердловин 6, 33-Мк;
- еоценового покладу манявського продуктивного горизонту I ділянки Березівського блоку в межах зон дренажу свердловини 7-Мк.

До розвіданих з кодом класу 121 віднесені запаси нафти та розчиненого газу клівського, підроговикового та вигодського покладів I ділянки Березівського блоку в межах радіусів дренажу свердловини 7-Мк.

До попередньо розвіданих з кодом 122 віднесено запаси нафти та розчиненого газу I ділянки Березівського блоку за межами зон дренажу свердловин 6, 7 та 33-Мк по всіх покладах.

4.4 Обґрунтування підрахункових параметрів

4.4.1 Площа нафтогазоносності

При підрахунку запасів нафти площа нафтоносності визначається у межах встановлених контурів нафтоносності у відповідності з положенням водонафтових контактів, границь розвитку колекторів і контурів категорії запасів [2].

Площу нафтоносності, визначаємо на підрахунковому плані (графічний додаток 2), який складений на основі структурної карти відкладів горизонту клівських пісковиків менілітової світи Микитівського родовища за допомогою комп'ютера (<https://petrolres.nung.edu.ua>). Результати підрахунку площі наведені у підрозділі 4.5.1.

4.4.2 Середня ефективна нафтонасичена товщина

Розподіл ефективних нафтонасичених товщин по площі кожного блоку показаний на картах товщин (графічний додаток 5), побудованих у масштабі 1:25000 де ізопахіти проведені через 5 м.

Ефективні та нафтонасичені товщини визначалися за даними промислово-геофізичних досліджень у свердловинах, які розкрили продуктивний горизонт з урахуванням результатів лабораторних досліджень ядерного матеріалу та випробування. Згідно отриманих даних будувалися карти рівних газонасичених товщин, визначалися об'єми та середньозважені товщини по площі.

Наведені дані достатні для розрахунку середньозважених ефективних газонасичених товщин по площі за формулою:

$$h_{\text{срзв.}} = \frac{h_1 S_1 + h_2 S_2 + \dots + h_n S_n}{\sum S_{1,2,\dots,n}} \quad (4.3)$$

де $h_{\text{срзв.}}$ – середньозважена ефективна товщина продуктивного горизонту;

h_1, h_2, h_n – середня ефективна нафтонасичена товщина, м;

S_1, S_2, S_n – площа границь ефективної нафтонасиченої товщини, тис. м².

Площі, що відповідають різним величинам ефективної нафтонасиченої товщини визначались планіметром а результати їх вимірів і визначення середньозважених, наведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Розподіл величин ефективної нафтонасиченої товщини покладу клівських пісковиків

Блок	Категорія запасів	Код класу	Границі ефективної нафтонасиченої товщини, м	Середня ефективна нафтонасичена товщина, м	Площа, тис. м ²	Середньозважена ефективна нафтонасичена товщина, м
Слобода-Рунгурський	В	111	0-5	2,5	222,3	17,5
			5-10	7,5	598,4	
			10-15	12,5	395,6	
			15-20	17,5	429,5	
			20-25	22,5	365,1	
			25-30	27,5	373,7	
			30-35	32,5	211,1	
			35-40	37,5	98,2	
Березівський (І ділянка)	C ₁ +C ₂	122	0-5	2,5	877	18,1
			5-10	7,5	493,8	
			10-15	12,5	470,8	
			15-20	17,5	393,8	
			20-25	22,5	411,1	
			25-30	27,5	328,6	
			30-35	32,5	966,9	

Визначаємо значення середньозважених по площі ефективних нафтонасичених товщин:

Слобода-Рунгурський блок, кат. В

$$h_{\text{ср.зв}} = \frac{2,5 \cdot 222,3 + 7,5 \cdot 598,4 + 12,5 \cdot 395,6 + 17,5 \cdot 429,5 + 22,5 \cdot 365,1 + 27,5 \cdot 373,7 + 32,5 \cdot 211,1}{222,3 + 598,4 + 395,6 + 429,5 + 365,1 + 373,7 + 211,1} + \frac{37,5 \cdot 98,2 + 40,6 \cdot 25,1}{98,2 + 25,1} = 17,524 \approx 17,5$$

Березівський блок (І ділянка), кат. C₁+C₂

$$h_{\text{ср.зв}} = \frac{2,5 \cdot 877 + 7,5 \cdot 493,8 + 12,5 \cdot 470,8 + 17,5 \cdot 393,8 + 22,5 \cdot 411,1 + 27,5 \cdot 328,6 + 32,5 \cdot 966,9}{877 + 493,8 + 470,8 + 393,8 + 411,1 + 328,6 + 966,9} = 18,072 \approx 18,1$$

4.4.3 Середній коефіцієнт відкритої пористості

У зв'язку з незначною кількістю лабораторних вивчень зразків керну в продуктивній товщі для підрахунку запасів нафти і газу приймаються значення пористості, визначені за промислово-геофізичними дослідженнями.

При визначенні пористості за базовий прийнятий метод акустичного каротажу. Через відсутність цього методу в продуктивних пластах свердловин 6-Микитівська, 22-Микитівська і 9-Делятинська пористість визначалась методом електричних опорів. Розрахункове значення пористості колекторів у кожній свердловині визначалось шляхом зважування за товщиною згідно з формулою:

$$m_{сзв} = \frac{m_1 \cdot h_1 + m_2 \cdot h_2 + \dots + m_n \cdot h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}, \quad (4.4)$$

де, h_1, h_2, \dots, h_n - товщина окремих пропластків, м; m_1, m_2, \dots, m_n - середнє значення коефіцієнта відкритої пористості виділених пропластків.

Для Слобода-Рунгурського блоку:

$$m_{сзв} = \frac{9,5 \cdot 23,2 + 7,2 \cdot 8 + 7,9 \cdot 26,8 + 9,3 \cdot 15,2 + 9,1 \cdot 41,2 + 15 \cdot 1,6 + 8,8 \cdot 10,4 + 9,8 \cdot 27,6 + 10,5 \cdot 32,8}{23,2 + 8,0 + 26,8 + 15,2 + 41,2 + 1,6 + 10,4 + 27,6 + 32,8} = 9,3$$

Для Слобода-Рунгурського блоку:

$$m_{сзв} = \frac{10,6 \cdot 25,6 + 11,0 \cdot 30,0 + 11,6 \cdot 26,0}{25,6 + 30,0 + 26,0} = 11,1$$

Середні значення коефіцієнта пористості у свердловинах і по блоках наведені у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Середні значення коефіцієнта пористості і нафтонасиченості по свердловинах і об'єктах підрахунку клівського горизонту

Номер свердловини	Ефективна товщина, м	Коефіцієнт пористості, Кп, %	Коефіцієнт нафтогазонасиченості, Кнг, %	Параметри для об'єктів підрахунку	
				Коефіцієнт пористості, Кп, %	Коефіцієнт нафтогазонасиченості, Кнг, %
1	2	3	4	5	6
Слобода-Рунгурський блок					
2-Мк	23,2	9,5	66	9,3	66
3-Мк	8,0	7,2	66		
8-Мк	26,8	7,9	59		
21-Мк	15,2	9,3	63		
22-Мк	41,2	9,1	61		
23-Мк	1,6	15,0	78		
24-Мк	10,4	8,8	64		
25-Мк	27,6	9,8	68		
26-Мк	32,8	10,5	76		
Березівський блок					
6-Мк	25,6	10,6	69	11,1	69
7-Мк	30,0	11,0	70		
33-Мк	26,0	11,6	69		

Коефіцієнт пористості для Слобода-Рунгурського блоку = 0,093.

Коефіцієнт пористості для Березівського блоку = 0,011.

Коефіцієнт нафто газонасиченості для Слобода-Рунгурського блоку = 0,66.

Коефіцієнт нафто газонасиченості для Березівського блоку = 0,69.

4.4.4 Середній коефіцієнт нафтонасиченості

Через незначну кількість відібраного керну з інтервалів залягання пластів-колекторів коефіцієнт початкової нафтогазонасиченості визначався за матеріалами промислово-геофізичних досліджень.

Середнє значення нафто- і газонасиченості у кожній свердловині визначалось шляхом зважування для блоку за товщиною нафтонасичених порід.

Для Слобода-Рунгурського блоку:

$$K_{H_{сзв}} = \frac{66 \cdot 23,2 + 66 \cdot 8 + 59 \cdot 26,8 + 63 \cdot 15,2 + 61 \cdot 41,2 + 78 \cdot 1,6 + 64 \cdot 10,4 + 68 \cdot 27,6 + 76 \cdot 32,8}{23,2 + 8,0 + 26,8 + 15,2 + 41,2 + 1,6 + 10,4 + 27,6 + 32,8} = 66$$

$$K_H = 0.66$$

Для Слобода-Рунгурського блоку:

$$m_{сзв} = \frac{69 \cdot 25,6 + 70 \cdot 30,0 + 69 \cdot 26,0}{25,6 + 30,0 + 26,0} = 69$$

$$K_H = 0.69$$

4.4.5 Перерахунковий коефіцієнт

Перерахунковий коефіцієнт визначався, як обернена величина до об'ємного коефіцієнту.

Прийняті значення об'ємного та перерахункового коефіцієнтів при відповідних пластових тисках для блоків і ділянок наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Прийняті значення перерахункових коефіцієнтів пластової нафти

Блок, ділянка	Номер свердловини	Пластовий тиск, МПа	Об'ємний коефіцієнт	Перерахунковий коефіцієнт
клівський продуктивний горизонт				
Слобода-Рунгурський	2-Мк	24,08	1,200	0,833
Березівський, I-а ділянка	6-Мк	23,6	1,223	0,818

4.4.6 Густина нафти

Густина сепарованої нафти Микитівського родовища визначена за результатами аналізів поверхневих проб нафти.

За результатами дослідження аналізів проб нафти з клівського та підроговикового продуктивних горизонтів олігоценового покладу встановлено подібність їх фізико-хімічних властивостей та ідентичність за геохімічною класифікацією. Найбільш повно аналізами охарактеризований олігоценовий поклад в межах Слобода-Рунгурського блоку.

Враховуючи результати досліджень аналізів проб, а також те, що поклади Слобода-Рунгурського і I ділянки Березівського блоків були сформовані і знаходяться в подібних геологічних умовах, то густина нафти в межах I ділянки Березівського блоку прийнята за аналогією із Слобода-Рунгурським блоком для відповідних продуктивних горизонтів олігоценового покладу. Густина нафти визначена, як середньоарифметична величина із значень аналізів проб по свердловинах: 2-Мк – клівський продуктивний горизонт (866 кг/м³, табл. 4.5).

Таблиця 4.5 – Прийняті значення густини нафти в поверхневих умовах

Блок, ділянка	Прийняте значення густини нафти, кг/м ³
клівський продуктивний горизонт	
Слобода-Рунгурський	866
Березівський, I ділянка	866

4.4.7 Коефіцієнт вилучення нафти

По I експлуатаційному об'єкту (олігоцені поклади Слобода-Рунгурського блоку) коефіцієнт вилучення вуглеводнів, що затверджені ДКЗ України, становить 0,104.

По II (олігоцені поклади I ділянки Березівського блоку) – коефіцієнт вилучення вуглеводнів становить 0,104 для категорії 122.

4.4.8 Газовміст пластової нафти

Для клівського продуктивного горизонту Слобода-Рунгурського блоку використані результати дослідження пластової нафти із свердловини 2-Мк.

Для I ділянки Березівського блоку величина газовмісту для клівського продуктивного горизонту визначена за результатами дослідження пластової нафти із свердловини 6-Мк.

Прийняті значення газовмісту при відповідних пластових тисках для блоків і ділянок наведені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Прийняті значення газовмісту пластової нафти

Блок, ділянка	Номер свердловини	Пластовий тиск, МПа	Газовміст, м ³ /т
клівський продуктивний горизонт			
Слобода-Рунгурський	2-Мк	24,08	108
Березівський, I ділянка	6-Мк	23,60	110

4.5. Результати підрахунку запасів та їхня категорійність

Базуючись на формулі вибраного методу щодо підрахунку запасів нафти (а також розчиненого газу) Микитівського родовища пісковиків клівського горизонту і встановлених підрахункових параметрів проводиться підрахунок за допомогою комп'ютера на програмі <https://petrolres.nung.edu.ua>. Вкопіровки з підрахункового плану представлені на рисунках 4.1 і 4.2, а результати зазначеного підрахунку запасів вуглеводнів по двох блоках наведені у вигляді комп'ютерних роздруків (рисунках 4.3 та 4.4). Узагальнені результати підрахунку запасів нафти у пісковиках клівського горизонту Микитівського родовища наведені у таблиці 4.7.

Рисунок 4.1

Микитівське родовище
Викопіровка з підрахункового плану
площі підрахунку Слобода-Рунгурського блоку
Склав: Жеревчук О.С. за матеріалами НГВУ "Надвірнафтогаз"
Масштаб 1 : 25000
2025

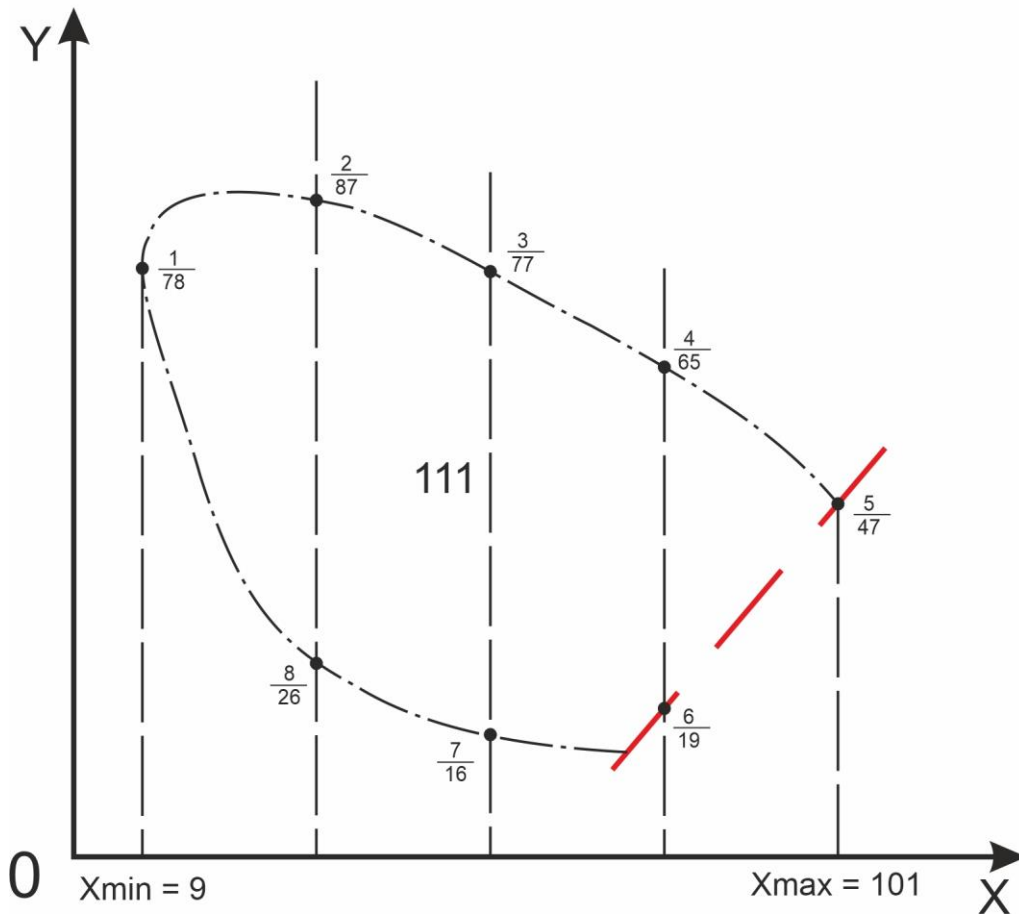
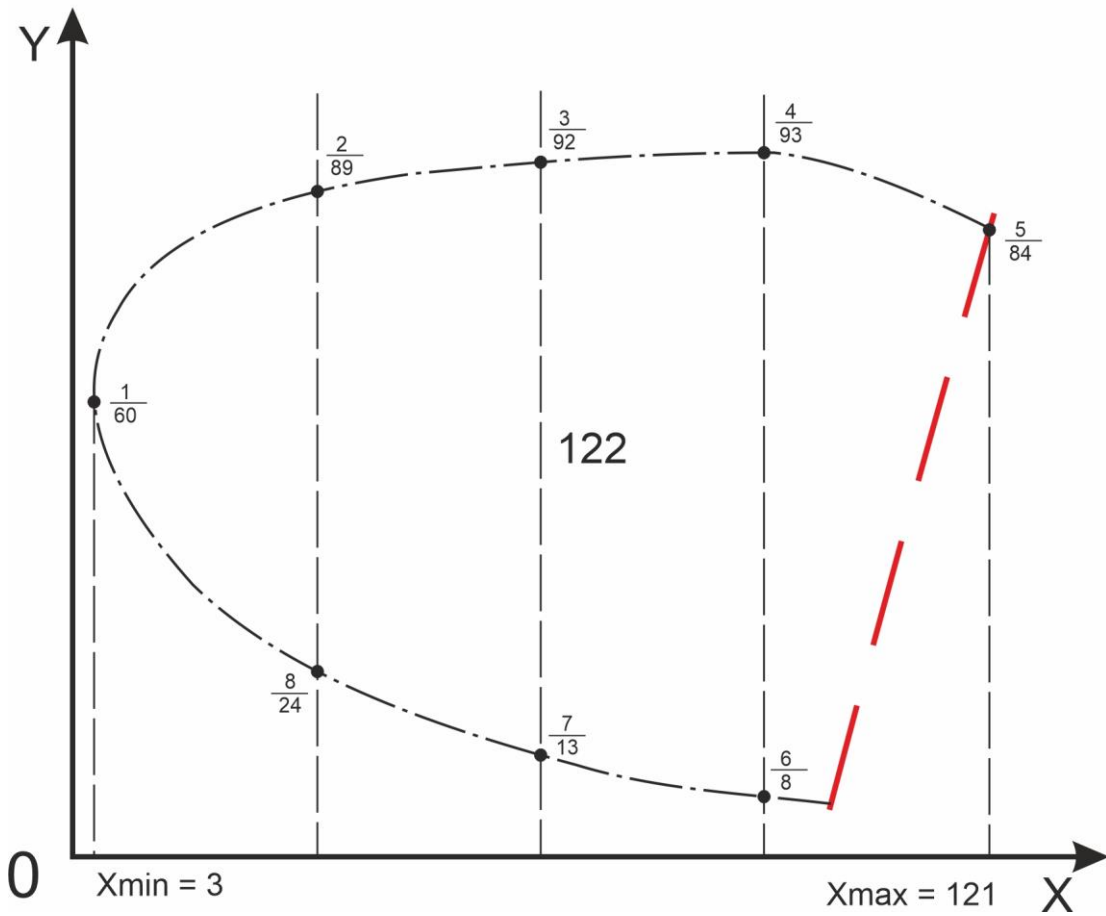


Рисунок 4.2

Микитівське родовище
Викопіровка з підрахункового плану
площі підрахунку Березівського блоку (ділянка I)
Склав: Жервчук О.С. за матеріалами НГВУ "Надвірнафтогаз"
Масштаб 1 : 25000
2025



07.12.25, 15:15

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

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

Виконавець: Жеревчук Олександр

Родовище / площа: Микитівське

Поклад / горизонт / пласт: клівських пісковиків, Слобода-Рунгурсь

Категорія запасів: А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 25 000 Абсциса лівої точки, мм: 9

Кількість точок контуру: 8 Абсциса правої точки, мм: 101

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

78 87 77 85 47 19 16 28

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 17,5 Коефіцієнт відкритої пористості: 0,093

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,66 Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,2

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 866 Коефіцієнт вилучення нафти: 0,104Початковий газовміст нафти, м³/т: 108 Режим покладу: водонапірний**Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 2635 тис. м²Початкові загальні запаси нафти категорій С₁+С₂ - 2043 тис. тПочаткові загальні запаси розчиненого газу категорій С₁+С₂ - 221 млн. м³Початкові добувні запаси нафти категорій С₁+С₂ - 212 тис. тПочаткові добувні запаси розчиненого газу категорій С₁+С₂ - 23 млн. м³

Рисунок 4.3 – Роздруківка результатів обрахунку запасів вуглеводнів
горизонту клівських пісковиків Слобода-Рунгурського блоку
Микитівського родовища

07.12.25, 15:22

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

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

Виконавець: Жеревчук Олександр

Родовище / площа: Микитівське

Поклад / горизонт / пласт: клівських пісковиків, Березівський, I діл

Категорія запасів: A B A+B A+B+C₁ A+B+C₁+C₂ B+C₁ B+C₁+C₂
 C₁ C₂ C₁+C₂ Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 25 000 Абсциса лівої точки, мм: 3

Кількість точок контуру: 8 Абсциса правої точки, мм: 121

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

80 89 92 93 94 8 13 24

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 18,1 Коефіцієнт відкритої пористості: 0,111

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,69 Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,22

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³: 866 Коефіцієнт вилучення нафти: 0,104Початковий газовміст нафти, м³/т: 110 Режим покладу: водонапірний**Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 4659 тис. м²

Початкові загальні розвідані запаси нафти категорії B - 4585 тис. т

Початкові загальні розвідані запаси розчиненого газу категорії B - 504 млн. м³

Початкові добувні розвідані запаси нафти категорії B - 477 тис. т

Початкові добувні розвідані запаси розчиненого газу категорії B - 52 млн. м³

Рисунок 4.4 – Роздруківка результатів обрахунку запасів вуглеводнів
горизонту клівських пісковиків ділянки I
Березівського блоку Микитівського родовища

Таблиця 4.7 – Підрахункові параметри та запаси нафти у пісковиках
клівського горизонту Микитівського родовища

Блок	Горизонт	Клас запасів	Площа нафтоносності, тис.м ²	Середня ефективна нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти			Густина нафти, кг/м ³	Загальні запаси, тис.т	Коефіцієнт нафтовилучення	Добувні запаси, тис.т
					відкритої пористості	нафтонасиченості	об'ємний				
Слобода-Рунгурський	Р ₃ ml _{klv}	111	2635	17,5	0,093	0,66	1,20	866	2043	0,104	212
Березівський (ділянка І)	Р ₃ ml _{klv}	122	4659	18,1	0,111	0,69	1,22	866	4585	0,104	477
Усього			7294						6628		689

Обґрунтування виділення груп і категорій запасів

Микитівське родовище має достатньо складну геологічну будову, характеризується частою мінливістю товщин та колекторських властивостей перспективних горизонтів як плані, так і по розрізу, відзначається наявність тектонічних порушень, яка впливає на блокову будову та структуру родовища.

Запаси нафти і розчиненого газу пораховані на 01.01.2025 року і розділені відповідно до Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин [2].

До ГЕО-1 групи відносяться запаси Микитівського родовища: олігоценного та еоценового покладів, що розташовані у межах Слобода-Рунгурського блоку; клівського, підроговикового, а також вигодського покладів, у межах І-ої ділянки Березівського блоку у зонах дренажу свердловин №6 та 33-Мк, а також манявського покладу у межах зон

дренування у свердловині 33-Мк. До 2-ої групи ГЕО-2 можна віднести запаси нафти у клівському, підроговиковому та вигодському покладах у межах зон дренування у свердловині 7-Мк, разом з запасами ділянок, які не потрапляють до зон дренування свердловин [7].

По промисловому значенню запаси Микитівського родовища відносяться до балансових, а до позабалансових – невидобувна їх частина. По степені геологічної вивченості запасів до розвіданих відносяться у межах Слобода-Рунгурського окремого блоку, а також у межах свердловин в відкладах олігоцену та еоцену у зонах дренажу I-ої ділянки окремого Березівського блоку. Попередньо розвіданими запасами є об'єми вуглеводнів у межах I-ої ділянки окремого Березівського блоку, що не потрапляють у зони дренування [2, 7].

Тобто, до балансових запасів Микитівського родовища з кодом класу 111 відносяться: запаси покладів олігоцену та еоцену у межах окремого Слобода-Рунгурського блоку; запаси покладів нафти клівського, підроговикового та вигодського горизонтів у зоні дренажу №6, 33-Мк, а також манявського у зоні дренування 7-Мк, у межах I-ої ділянки окремого Березівського блоку. До балансових з кодом класів 121 відносяться запаси горизонтів клівського, підроговикового, а також вигодського у зоні дренажу 7-Мк у межах I-ої ділянки окремого Березівського блоку. Щодо балансових з кодом класу 122, то сюди відносяться запаси покладів нафти I-ої ділянки окремого Березівського блоку, що не є у зоні дренування [7].

При таких параметрах початкові розвідані запаси нафти відкладів горизонту клівських пісковиків менілітової світи Микитівського родовища оцінюються у 6628 тис. т, а початкові видобувні запаси нафти – 689 тис.т. (табл. 4.7); початкові загальні запаси розчиненого газу оцінені у 725 млн м³, видобувні – 75 млн м³. Зведені результати підрахунку запасів вуглеводнів відкладів продуктивного горизонту клівських пісковиків менілітової світи Микитівського родовища подані у табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Зведені результати підрахунку запасів нафти та розчиненого в ній газу у клівських пісковиках Микитівського родовища

Блок	Початкові запаси нафти, тис.т		Газовміст пластової нафти, м ³ /т	Початкові запаси газу, млн.м ³	
	загальні	добувні		загальні	добувні
Слобода- Рунгурський	2043	212	108	221	23
Березівський (ділянка I)	4585	477	110	504	52
Усього по родовищу	6628	689		725	75

ВИСНОВКИ

Магістерська робота виконана на основі результатів аналізування сейсмічних матеріалів, фактичних результатів буріння, промислово-геофізичних даних та досліджень та випробування пошукових і розвідувальних свердловин.

У результаті дослідження фактичного матеріалу охарактеризована геологічна будова Микитівського родовища, створено моделі нафтових покладів продуктивного горизонту клівських пісковиків палеогену.

Обґрунтовано підрахункові параметри та підраховано об'ємним методом запаси вуглеводнів. При прийнятих параметрах початкові розвідані запаси нафти відкладів горизонту клівських пісковиків менілітової світи Микитівського родовища оцінюються в 6628 тис. т, а початкові видобувні запаси нафти – 689 тис.т.; початкові загальні запаси розчиненого газу оцінені у 725 млн м³, видобувні – 75 млн м³.

За оптимального варіанту розробки Микитівського нафтового родовища коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,104.

За величиною видобувних запасів вуглеводнів Микитівське нафтове родовище відноситиметься до дуже дрібних.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Михайлів І.Р. Дипломування здобувача ступеня магістра. Методичні вказівки. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. – 25 с.
2. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр. Методичне керівництво. Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. (зі змінами).
3. Атлас родовищ нафти і газу України. Львів. Видавництво «Центр Європи», 1998 р., т. 4.
4. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
5. Проект пошуків вуглеводнів на Микитівській площі родовища. Звіт, тема 25Ц. – Івано-Франківськ, 1985 р.
6. Проект розвідки Микитівської площі. – Івано-Франківськ, 1991 р.
7. Підрахунок запасів нафти Микитівського родовища. Звіт, тема 177-95. – Івано-Франківськ, 2008 р.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

1. Тема магістерської роботи: «Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу Микитівського родовища».
2. Пояснювальна записка складається з 51 аркуша.
3. 5 графічних додатків:
 - аркуш 1 – Зведений геолого-геофізичний розріз;
 - аркуш 2 – Підрахунковий план;
 - аркуш 3 – Геологічні розрізи по лінії I-I та II-II;
 - аркуш 4 – Схема кореляції менілітових відкладів;
 - аркуш 5 – Карта ефективних нафтонасичених товщин.
4. Дата закінчення проекту 20.12.2025 року.
5. Підпис

