

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР 103 – НЗГ

Група НЗз - 21-1

Георгієвська Надія

2025

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект проведення пошуково-розвідувальних робіт на Надіївській площі.

(назва відповідно до наказу ректора)

Спеціальність – 103 Науки про Землю

Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 – НЗ

(позначення)

Студент гр. НЗз-21-1

(підпис)

Георгієвська Н.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

доц. Дубей Н. В.

(посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

ас. Уграк Л.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат

(підпис)

ас. Уграк Л.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту.

Завідувач кафедри

(підпис)

доц. Михайлів І.Р.

(посада, прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.

« ___ » _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

Студентці _____ Георгієвській Надії Олегівні _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект проведення пошуково-розвідувального буріння на Надіївській площі

затверджена наказом ректора університету від « 16 » 04 2025 р. № 42/8

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 10 червня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали _____

2. Опублікована література по району досліджень _____

3. Особисті спостереження та узагальнення. _____

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

Вступ. 1. Вибір пріоритетного об'єкта для введення його в пошукове буріння.

1.1. Методика вибору НГПО з використанням способу розпізнавання образів. 1.2.

Аналіз інформативності критерійних ознак імовірної продуктивності локальної структури. 2. Загальні відомості про район досліджень. 3. Геологічна будова

нафтогазоперспективного об'єкта. 3.1 Стратиграфія. 3.2 Тектоніка. 3.3

Нафтогазоносність. 3.4 Водоносність. 2.5 Паспорт нафтогазоперспективного

об'єкта. 4. Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-

розвідувальних робіт. 4.1 Прогнозування нафтогазоносності надр.4.1.1 Оцінка

перспектив нафтогазоносності розрізу. 4.1.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти. 4.2

Мета і завдання проектних робіт. 4.3 Методика проведення пошуково-

розвідувального буріння. 4.4 Вибір типової свердловини. 4.5 Вибір об'єктів і

методів випробування. 4.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в

свердловині. 4.9 Охорона надр та навколишнього середовища 5. Геолого-

економічна оцінка проектних робіт. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта покрівлі верхньоменілітових відкладів . М 1:50000

2. Геологічний розріз по лінії I - I

3. Геологічний розріз по лінії II - II

4. Геолого-технічний наряд типової свердловини № 1

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

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

7. Дата видачі завдання 25.02.2025 р.

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.		Виконано
2.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів, зібраних під час проходження практики.		Виконано
3.	Вибір пріоритетного об'єкта для введення його в пошукове буріння		
4.	Аналіз геологічної будови Надіївської площі.		Виконано
5.	Прогнозування нафтогазоносності НГПО та оцінка ресурсів вуглеводнів.		Виконано
6.	Проектування пошуково-розвідувальних робіт		Виконано
7.	Економічна частина		Виконано
8.	Оформлення тексту і графічних додатків.		Виконано
	Захист бакалаврської роботи		Виконано

Завдання видав керівник _____
(підпис)

доц. Дубей Н. В.
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент _____
(підпис)

Георгієвська Н. О.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота: 60 с., 13 табл., 3 рис., 1 комп'ютерна роздруківка.

В бакалаврській роботі вибрано першочерговий об'єкт для постановки на ньому пошукового буріння – Надіївську площу. Створено геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкту. Описані стратиграфія, тектоніка, нафтогазоносність, водоносність досліджуваної площі. Виконано прогнозування нафтогазоносності надр. Кількісно оцінені перспективні ресурси нафти. Сформульовані мета та завдання проектних робіт. Розроблена методика проведення пошуково-розвідувальних робіт. Вибрані типова свердловина, об'єкти та методи випробування. Виконана геолого-економічна оцінка проектних робіт.

Ключові слова: площа, тектоніка, стратиграфія, нафта, свердловина, горизонт.

ABSTRACT

Bachelor's work: 60 p., 13 tables, 3 figures, 1 computer printout.

In the bachelor's thesis, the primary object for locating exploratory drilling was selected - the Nadiivska area. A geological model of a prospective oil and gas object was created. The stratigraphy, tectonics, oil and gas bearing capacity, and water bearing capacity of the studied area were described. The oil and gas bearing capacity of the subsoil was predicted. Prospective oil resources were quantitatively estimated. The goal and objectives of the project work were formulated. A methodology for conducting exploration and reconnaissance work has been developed. A typical well, objects and testing methods have been selected. A geological and economic assessment of the project work has been carried out.

Keywords: area, tectonics, stratigraphy, oil, well, horizon.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
1. Вибір пріоритетного об'єкта для введення його в пошукове буріння.....	8
1.1. Методика вибору НГПО з використанням способу розпізнавання Образів.....	8
1.2. Аналіз інформативності критерійних ознак імовірної продуктив- ності локальної структури	13
2. Загальні відомості про район досліджень.....	22
3. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта	24
3.1 Стратиграфія.....	24
3.2 Тектоніка	28
3.3 Нафтогазоносність	30
3.4 Водоносність	32
3.5 Паспорт нафтогазоперспективного об'єкта	33
4. Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідуваль- них робіт.....	36
4.1 Прогнозування нафтогазоносності надр	36
4.1.1 Оцінка перспектив нафтогазоносності розрізу	36
4.1.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти.....	38
4.2. Мета і завдання проєктних робіт.....	43
4.3 Методика проведення пошуково-розвідувального буріння.....	44
4.4 Вибір типової свердловини	46
4.5 Вибір об'єктів і методів випробування.....	47
4.6 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині.....	51
5. Геолого-економічна оцінка проєктних робіт	57
Висновки.....	58
Перелік використаних джерел.....	60

Актуальність теми.

Пошуки покладів нафти і газу є дуже важливим і актуальним питанням в час, коли необхідні реальні дані про перспективні в нафтогазовому відношенні площі, які в подальшому мають підтвердити свою промислову нафтогазоносність та забезпечити відповідний приріст запасів (ресурсів) корисних копалин за відповідними категоріями, а також повинні сприяти стабілізації та збільшенню видобутку необхідних вуглеводнів.

Результати аналізу сейсмічних досліджень, буріння та випробування свердловин, матеріалів з нафтогазоносності в межах Бориславсько-Покутського НГР стали базовою геологічною основою для виконання бакалаврської роботи, яка включає вибір першочергового нафтогазоперспективного об'єкта (НГПО), а також проектування на ньому пошуково-розвідувального буріння та оцінки покладів нафти.

В межах Бориславсько-Покутського НГР серед усіх перспективних структур вибрана Надіївська площа, яка вважається пріоритетною для проведення на ній пошуково-розвідувального буріння.

Мета та завдання роботи.

Метою бакалаврської роботи є створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта в межах Бориславсько-Покутського НГР та планування проведення пошуково-розвідувального буріння.

Завдання:

- обґрунтувати вибір НГПО;
- створити геологічну модель вибраного нафтогазоперспективного об'єкта – Надіївської площі;
- виконати оцінку перспектив нафтогазоносності на Надіївській площі;
- обчислити перспективні ресурси нафти у перспективних горизонтах;
- окреслити мету та завдання проведення проектних робіт;
- розробити методику проведення пошуково-розвідувального буріння на Надіївській площі;

- вибрати типову свердловину та намітити в ній геолого-геофізичні дослідження і об'єкти випробування;
- виконати геолого-економічну оцінку проєктних робіт.

Об'єкт дослідження. Об'єктом дослідження в бакалаврській роботі є Надіївська структура, яка визначена як першочергова щодо введення в пошукове буріння в межах Бориславсько-Покутського НГР.

Предмет дослідження. Предметом дослідження в бакалаврській роботі є геологічні характеристики об'єкта досліджень, які обумовлюють пошуково-розвідувальне буріння.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у бакалаврській роботі використовувались тематичні прикладні дослідження, обчислювальні методики з допомогою комп'ютерних програм, графо-аналітичні методи, які базуються на принципі аналогій із сусідніми нафтогазоносними площами.

Новизна отриманих результатів. Вперше Надіївська структура виділена як першочергова для постановки в її межах пошукового буріння та розроблено проєкт його проведення.

Зв'язок з науковими програмами. Робота пов'язана із кафедральною науково-дослідною темою «Дослідження геологічної будови та нафтогазоносності осадових басейнів України».

Практичне значення отриманих результатів. Використання результатів роботи дозволить підвищити геологічну результативність та ефективність пошуково-розвідувальних робіт.

Апробація результатів. Дані напрацювання рекомендується впровадити в нафтогазорозвідувальних підприємствах Бориславсько-Покутського НГР.

1. Вибір пріоритетного об'єкта для введення його в пошукове буріння

1.1. Методика вибору НГПО з використанням способу розпізнавання образів

При проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ дуже важливо вибрати першочергову структуру для постановки на ній пошукового буріння. З цією метою застосовують метод розпізнавання образів, що базується на принципі аналогій і статистичних методах обробки.

Методика вибору нафтогазоперспективного об'єкта з використанням способу розпізнавання образів викладена із використанням інформації, описаної в роботі Лозинського О. Є. та Дубей Н. В. [4].

Для досягнення поставленої цілі ставиться завдання проаналізувати інформативність критерійних ознак можливої продуктивності структур регіону та дати рекомендації щодо пріоритетності введення їх у пошукове буріння.

В процесі розпізнавання образів проводять науково-прикладні дослідження за допомогою обчислювальних процедур, які дають змогу сформулювати правила для встановлення належності деякого об'єкта до одного із задалегідь виділеного класу об'єктів (образу).

Загальною умовою при цьому є вимога, щоби на досліджуваній території вже було певне число розвіданих структур як із встановленою продуктивністю, так і структур, які виявились непродуктивними («порожніми»). За матеріалами досліджень цих структур визначають статистичні критерії їхньої продуктивності або непродуктивності. Основою для визначення таких критеріїв служить геолого-геофізична інформація, одержана по розбурених структурах, як продуктивних, так і «порожніх».

Відкриття родовищ має ймовірнісний характер, тому логічним є застосування одного з методів теорії ймовірності — послідовного статистичного методу розпізнавання образів. Його суть полягає в порівнянні геологічних ознак досліджуваного об'єкта (локальної структури) з такими ж геологічними ознаками інших відомих об'єктів – еталонів (відкритих родовищ і «порожніх»

структур), і в результаті робиться висновок про найбільш правдоподібну їхню відповідність. При цьому процес розпізнавання проводять в три стадії: навчання, контроль методу, іспит. Комплекс геологічних ознак необхідно підбирати так, щоб вони мали якомога меншу мінливість (дисперсію) всередині класів, і якомога більшу різницю між класами. Ідея методу належить відомому американському статистикові А. Вальду.

Розглянемо реалізацію послідовного статистичного методу з метою вибору першочергових об'єктів для пошукового буріння.

Для нафтогазоносного регіону вибирають певну кількість еталонних об'єктів двох альтернативних класів з різко протилежними властивостями, а саме:

1) клас П – продуктивні структури, до яких зараховують структури з доказаною промисловою нафтогазоносністю, тобто відкриті родовища нафти чи газу;

2) клас Н – непродуктивні (або «порожні») структури, до яких належать структури, виведені з пошукового буріння як такі, на яких відсутня промислова нафтогазоносність, тобто структури з доведеною непродуктивністю.

Обидва класи структур мають бути охарактеризовані кількісними геологічними ознаками. Числові значення цих геологічних ознак обох груп структур за допомогою спеціальної статистичної процедури Стерджеса розбивають на діапазони. Для кожного діапазону значень геологічної ознаки вираховують відношення ймовірностей потрапляння об'єктів класу П і Н в цей діапазон. На основі цього відношення за спеціальною процедурою формують коефіцієнти правдоподібності. Потім для кожної геологічної ознаки вираховують коефіцієнти інформативності та формують послідовний спадний ряд за їхнім рангом.

Розподіл об'єктів на класи (клас П – продуктивні об'єкти та клас Н – непродуктивні об'єкти) проводять шляхом накопичення коефіцієнтів правдоподібності окремих геологічних ознак у порядку спадання їхньої інформативності до тих пір, поки одержана сума не дасть можливість прийняти

рішення про віднесення нерозпізаного об'єкта до одного із альтернативних класів.

Оперуючи банком даних критеріїв нафтогазоносності структур певного регіону, можна підтвердити чи відкинути гіпотезу про перспективність локальної структури, а на основі одержаних результатів визначити об'єкти для постановки пріоритетного пошукового буріння.

Будь-яке розпізнавання локальних геологічних структур неможливе без певного правила розпізнавання. Таке правило не може бути наперед заданим через різноманітність властивостей продуктивних і непродуктивних структур. Наприклад, і продуктивні, і непродуктивні структури можуть мати породи-колектори з однаковою пористістю або проникністю, внаслідок чого відрізнити їх за цими властивостями неможливо. Тому в регіоні досліджень необхідно вибирати групи локальних структур з уже доведеною продуктивністю (клас П) та з уже встановленою непродуктивністю (клас Н). Такі структури є еталонними. Для цих структур визначають весь комплекс критеріїв продуктивності, тобто ознак, за якими їх можна віднести до одного з класів.

Наступним кроком досліджень є формування дерева рішень, тобто такої функції від набору критеріїв продуктивності, яка би давала одне значення для еталонних об'єктів класу Н та інше — для еталонних об'єктів класу П. Як показують наведені вище теоретичні положення, таке дерево може бути побудоване шляхом порівняння умовних розподілів імовірностей геологічних ознак на двох класах еталонних об'єктів.

Побудова умовних рядів розподілу вибраних критерійних ознак ґрунтується на вибірковому методі досліджень. При значній кількості спостережень розгляд та інтерпретацію одержаних даних провести досить важко, оскільки при великому масиві цифр практично неможливо уявити характер розподілу ознаки. Першим кроком до розуміння статистичного матеріалу, є упорядкування цифрових даних шляхом їхнього *групування* в діапазони (інтервали) значень. Кількість таких діапазонів треба обирати не дуже великою, але й не зовсім малою, щоб не втратити особливостей розподілу ознаки. У деяких

літературних джерелах кількість діапазонів n визначають як корінь квадратний з обсягу вибірки $n = \sqrt{N}$, проте на практиці майже завжди використовують формулу *Стерджеса*

$$n = 1 + 3,322 \cdot \lg N \quad (1.1)$$

Довжину діапазону l для j -ої ознаки визначають за формулою

$$l = \frac{x_{jmax} - x_{jmin}}{n}, \quad (1.2.)$$

де x_{jmax}, x_{jmin} – відповідно найбільше та найменше значення j -ої ознаки в обох класах структур; N – сумарна кількість структур в обох класах.

Після цього слід для кожної j -ої ознаки визначити кількість структур класу П і класу Н, значення ознаки в яких лежать в межах цих діапазонів. Ці числа, які показують, скільки разів трапляються значення ознаки із даного k -го діапазону, називають *частотами* і позначають символом n_k . Відношення частоти n_k до загальної кількості спостережень N називають *частотями* або *відносними частотами* (позначають символом m_k).

Наступним кроком має стати визначення рядів розподілу частостей кожної j -ої ознаки. Для цього застосуємо формули:

$$m_{kj}^H = \frac{n_{kj}^H}{N_H}, \quad m_{kj}^П = \frac{n_{kj}^П}{N_П}, \quad (1.3)$$

де $m_{kj}^H, m_{kj}^П$ – частоти j -ої ознаки в k -му діапазоні відповідно для класів непродуктивних та продуктивних структур; $n_{kH}^j, n_{kП}^j$ — частоти j -ої ознаки в k -му діапазоні відповідно для класів непродуктивних та продуктивних структур; $N_H, N_П$ – кількості відповідно непродуктивних та продуктивних структур.

Коефіцієнт правдоподібності η_{kj} для k -го діапазону j -ої ознаки обчислюють як відношення частостей в цьому діапазоні і для зручності подальшого використання слід подати в логарифмічній формі:

$$\eta_{kj} = 100 \cdot \lg \frac{m_{kj}^П}{m_{kj}^H} \quad (1.4)$$

де k — номер діапазону, m_{kj}^{Π} , m_{kj}^H — частоти k -го діапазону j -ої ознаки в групі продуктивних (Π) і непродуктивних (H) еталонних структур відповідно.

За міру важливості ознаки для експертизи беруть коефіцієнт інформативності I , який для j -ої ознаки визначають за формулою

$$I_j = \sum_{k=1}^{p_j} \frac{(m_{kj}^{\Pi} - m_{kj}^H)^2}{m_{kj}^{\Pi} + m_{kj}^H} \quad (1.5)$$

де p_j — кількість діапазонів для j -ої ознаки, k — номер діапазону, m_{kj}^{Π} , m_{kj}^H — частоти k -го діапазону j -ої ознаки в групі продуктивних (Π) і непродуктивних (H) еталонних структур відповідно.

Характерні ознаки повинні бути розташовані в порядку зменшення коефіцієнта інформативності, щоби для експертизи можна було спочатку брати найінформативніші ознаки.

Для формулювання вирішального правила спочатку слід задати значення ймовірностей помилок першого роду α (коли відхиляють правильну гіпотезу) та другого роду β (коли приймають неправильну гіпотезу). Зазвичай беруть $\alpha = \beta$. Після цього необхідно знайти критичні значення T_1 та T_2 коефіцієнта правдоподібності (пороги класів H і Π) за формулами 1.6:

$$\boxed{T_1 = 100 \cdot \lg \frac{\alpha}{1 - \beta}}, \boxed{T_2 = 100 \cdot \lg \frac{1 - \alpha}{\beta}} \quad (1.6)$$

Дерево рішень для віднесення об'єкта, що підлягає експертизі, до одного з двох альтернативних класів будують в такій послідовності:

1) додають коефіцієнти правдоподібності перших двох ознак (за спадним рядом інформативності) для даного об'єкта;

2) якщо сума перевищує T_2 , то роблять висновок, що об'єкт належить до класу Π . Якщо сума менша за T_1 , то роблять висновок, що об'єкт належить до класу H ;

3) якщо сума буде в межах між T_1 та T_2 , то беруть значення коефіцієнта правдоподібності наступної у спадному ряді інформативності ознаки, і додають до суми перших, після чого переходять до пункту 2.

Додавання повторюють доти, доки не буде зроблено певний висновок або доки ще є ознаки. Якщо простір ознак вичерпано, а об'єкт так і не віднесений до певного класу, то об'єкт вважають нерозпізнаним, тобто таким, що потребує додаткових геологічних досліджень.

Якість сформованого дерева рішень оцінюють перевіркою (іспитом) на еталонних структурах. При цьому можливі три випадки:

- 1) еталонна структура визначена правильно;
- 2) еталонна структура одного класу визначена як структура іншого класу, тобто неправильно;
- 3) еталонна структура цим методом не визначається, тобто наявних геологічних ознак недостатньо для прийняття рішення щодо її належності до одного з альтернативних класів структур [4].

1.2. Аналіз інформативності критерійних ознак імовірної продуктивності локальної структури

У процесі ГРР в межах певного регіону Бориславсько-Покутського НГР було виявлено 120 локальних об'єктів. На 22 із них проводилось пошуково-розвідувальне буріння, в результаті чого, на структурах №1-12 були розкриті промислові поклади вуглеводнів, а об'єкти №13-22 були непродуктивними. Отож, решта об'єктів утворили фонд нерозпізнаних нафтогазоперспективних об'єктів, для котрих складені структурні карти опорного сейсмічного горизонту, описана геологічна будова та може проводитись пошукове буріння. Локальні об'єкти мають наступні кількісні характеристики нафтогазоносності (таблиця 1.1).

Поставлена задача виконується в такій послідовності:

1. Заповнюється п'ять таблиць згідно розрахунків (таблиці 1.2 - 1.6) .
2. Кількісні ознаки нафтогазоносності еталонних площ розбиваються на діапазони, використовуючи формули 1.1 і 1.2.

3. Підраховується кількість продуктивних і непродуктивних структур для кожного діапазону і визначаються частоти за формулою 1.3.

4. Розраховуються коефіцієнти інформативності і правдоподібності за формулою 1.4

5. Підраховуються коефіцієнти інформативності кожної з ознак за формулою 1.5.

6. Визначаються критичні значення T1 і T2 коефіцієнта правдоподібності за формулою 1.6.

7. Перевіряються еталонні об'єкти на продуктивність, заносяться результати в таблицю 1.7.

8. Робиться висновок про достовірність розпізнавання об'єктів.

9. Перевіряються нерозпізнані об'єкти на імовірну продуктивність. Номери та властивості таких об'єктів вказуються в таблиці 1.8.

10. Робиться висновок про пріоритетність введення в пошукове буріння нерозпізнаних об'єктів .

Таблиця 1.1 – Цифрові критерії еталонних об'єктів [10]

№ структури	Товщина продуктивної товщі, м	Товщина регіональної покритишки, м	Коефіцієнт інтенсивності структури, м/км ²	Щільність розломів, км/км ²	Відстань від структури до глибинного розлому, км
Продуктивні структури					
1	300	140	0,77	0,26	29
2	860	230	1,43	1,38	13
3	1060	90	0,98	0,87	39
4	810	220	0,64	0,36	25
5	1150	170	0,38	1,02	44
6	1200	210	1,29	1,26	76
7	290	190	1,09	0,12	93
8	1180	160	1,18	1,15	55
9	880	230	0,86	0,68	21
10	160	210	0,18	0,05	8
11	1230	110	0,53	0,45	29
12	550	230	0,97	0,75	35

Непродуктивні структури					
13	800	50	0,26	1,25	56
14	550	70	1,42	1,08	76
15	90	20	0,07	0,16	12
16	600	80	0,85	1,16	83
17	380	60	0,59	0,99	67
18	910	140	0,66	0,49	31
19	200	30	0,36	1,36	98
20	310	200	0,93	0,85	94
21	260	40	0,37	1,02	46
22	220	180	1,27	1,19	88

Таблиця 1.2 – Таблиця коефіцієнтів правдоподібності і інформативності і-ої ознаки

Ознака	Товщина продуктивного горизонту				
	0-250	251-500	501-750	751-1000	1000-1250
Діапазон ознаки					
Частоти в групі П(Nip)	1	1	1	4	5
Частоти в групі Н(Nin)	2	3	3	2	0
Частоти в групі П(Pip)	0,086	0,086	0,086	0,36	0,419
Частоти в групі Н(Pin)	0,3	0,4	0,4	0,3	0
К-т правдоподібності η	-39	-58	-58	28	+100
К-т інформативності	0,77				

Таблиця 1.3 – Таблиця коефіцієнтів правдоподібності і інформативності і -ої ознаки

Ознака	Товщина регіональної покришки				
	0-50	51-100	101-150	151-200	200-250
Діапазон ознаки					
Частоти в групі П(Nip)	0	1	2	3	6
Частоти в групі Н(Nin)	4	3	1	2	0
Частоти в групі П(Pip)	0	0,086	0,19	0,28	0,8
Частоти в групі Н(Pin)	0,3	0,4	0,4	0,3	0
К-т правдоподібності	-100	-39	21	11	+100
К-т інформативності	1,08				

Таблиця 1.4 – Таблиця коефіцієнтів правдоподібності і інформативності і -ої ознаки

Ознака	Коефіцієнт інтенсивності структур				
	0,3	0,3-0,6	0,6-0,9	0,9-1,2	1,2-1,5
Діапазон ознаки					
Частоти в групі П(Nip)	1	2	3	4	2
Частоти в групі Н(Nin)	2	3	2	1	2
Частоти в групі П(Pip)	0,086	0,169	0,28	0,36	0,169
Частоти в групі Н(Pin)	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2
К-т правдоподібності	-39	-28	11	53	-11
К-т інформативності	0,24				

Таблиця 1.5 – Таблиця коефіцієнтів правдоподібності і інформативності і -ої ознаки

Ознака	Щільність розломів				
	0,3	0,3-0,6	0,6-0,9	0,9-1,2	1,2-1,5
Діапазон ознаки					
Частоти в групі П(Nip)	3	2	3	2	2
Частоти в групі Н(Nin)	1	1	1	5	2
Частоти в групі П(Pip)	0,28	0,169	0,28	0,169	0,169
Частоти в групі Н(Pin)	0,2	0,2	0,2	0,6	0,3
К-т правдоподібності	41	21	41	-51	-11
К-т інформативності	0,34				

Таблиця 1.6 – Таблиця коефіцієнтів правдоподібності і інформативності і -ої ознаки

Ознака	Відстань від структури до глибинного розлому				
	0-20	20-40	40-60	60-80	80-100
Діапазон ознаки					
Частоти в групі П(Nip)	3	5	2	1	1
Частоти в групі Н(Nin)	1	1	2	2	4
Частоти в групі П(Pip)	0,28	0,419	0,169	0,086	0,086
Частоти в групі Н(Pin)	0,2	0,2	0,3	0,2	0,4
К-т правдоподібності	41	63	-11	-39	-69
К-т інформативності	0,54				

Визначаємо ранговий ряд коефіцієнтів інформативності в наступній послідовності:

- 1) товщина регіональної покришки 1,08;
- 2) товщина продуктового горизонту 0,77;
- 3) віддаль від структури до глибинного розлому 0,54;
- 4) щільність розломів 0,34;
- 5) коефіцієнт інтенсивності структури 0,24

Таблиця 1.7 - Перевірка еталонних об'єктів на продуктивність

П - Продуктивні об'єкти (A>128)	Н – Непродуктивні об'єкти (B<-128)
1. $\eta_1=21$ $\eta_{1-2}=21+21=45$ $\eta_{1-3}=45+63=108$ $\eta_{1-4}=108+41=149$ (П)	13. $\eta_1=-100$ $\eta_{1-2}=-100+23=-77$ $\eta_{1-3}=-77+(-11)=-88$ $\eta_{1-4}=-88+(-11)=-99$ $\eta_{1-5}=-99+(-39)=-138$ (Н)
2. $\eta_1=+100$ $\eta_{1-2}=+100+23=123$ $\eta_{1-3}=123+41=164$ (П)	14. $\eta_1=-39$ $\eta_{1-2}=-39+(-58)=-97$ $\eta_{1-3}=-95+(-38)=-133$ (Н)
3. $\eta_1=-39$ $\eta_{1-2}=-39+100=61$ $\eta_{1-3}=64+64=128$ $\eta_{1-4}=128+42=170$ (П)	15. $\eta_1=-100$ $\eta_{1-2}=-100+(-39)=-139$ (Н)
4. $\eta_1=+100$ $\eta_{1-2}=+100+23=123$ $\eta_{1-3}=123+63=186$ (П)	16. $\eta_1=-39$ $\eta_{1-2}=-39+(-58)=-97$ $\eta_{1-3}=-97+(-69)=-166$ (-)
5. $\eta_1=11$ $\eta_{1-2}=11+100=111$ $\eta_{1-3}=111+(-11)=100$ $\eta_{1-4}=100+(-50)=50$ $\eta_{1-5}=50+(-28)=22$ (-)	17. $\eta_1=-39$ $\eta_{1-2}=-39+(-58)=-97$ $\eta_{1-3}=-97+(-39)=-136$ (Н)
6. $\eta_1=+100$ $\eta_{1-2}=+100+100=200$ (П)	18. $\eta_1=21$ $\eta_{1-2}=21+22=43$ $\eta_{1-3}=43+63=106$ $\eta_{1-4}=106+21=127$ $\eta_{1-5}=127+11=138$ (П)
7. $\eta_1=11$ $\eta_{1-2}=11+(-57)=-46$	19. $\eta_1=-100$ $\eta_{1-2}=-100+(-39)=-139$ (-)

$\eta_{1-3} = -46 + (-69) = -115$ $\eta_{1-4} = -115 + 41 = -74$ $\eta_{1-5} = -74 + 53 = -21$ (-)	$\eta_{1-2} = 11 + (-69) = -48$ $\eta_{1-3} = -48 + (-69) = -117$ $\eta_{1-4} = -117 + 41 = -76$ $\eta_{1-5} = -76 + 52 = -24$ -)
8. $\eta_1 = 11$ $\eta_{1-2} = 11 + 101 = 112$ $\eta_{1-3} = 112 + (-11) = 101$ $\eta_{1-4} = 101 + (-51) = 50$ $\eta_{1-5} = 50 + 53 = 103$ (-)	20. $\eta_1 = 10$ $\eta_{1-2} = 11 + (-69) = -48$ $\eta_{1-3} = -48 + (-69) = -117$ $\eta_{1-4} = -117 + 41 = -76$ $\eta_{1-5} = -76 + 52 = -24$ -)
9. $\eta_1 = +100$ $\eta_{1-2} = +100 + 23 = 123$ $\eta_{1-3} = 123 + 41 = 164$ (П)	21. $\eta_1 = -100$ $\eta_{1-2} = -100 + (-58) = -158$ (Н)
10. $\eta_1 = +100$ $\eta_{1-2} = +100 + (-39) = 61$ $\eta_{1-3} = 61 + 41 = 102$ $\eta_{1-4} = 102 + 41 = 142$ (П)	22. $\eta_1 = 11$ $\eta_{1-2} = 11 + (-58) = -47$ $\eta_{1-3} = -47 + (-69) = -116$ $\eta_{1-4} = -116 + (-51) = -167$ (Н)
11. $\eta_1 = 21$ $\eta_{1-2} = 21 + 100 = 121$ $\eta_{1-3} = 121 + 63 = 184$ (П)	
12. $\eta_1 = 100$ $\eta_{1-2} = 100 + (-58) = 2$ $\eta_{1-3} = 42 + 63 = 105$ $\eta_{1-4} = 105 + 41 = 146$ (П)	
(П) – 75%; (-) – 25%; (Н) – 0%	(Н) – (80%); (П) – 10%; (-) – 10%

Підсумок. Якість отриманих результатів перевіряємо оцінкою на еталонних об'єктах. Для продуктивних об'єктів справджується 75% площ, а решта 25% - не визначається цим методом. Отже, наявних геологічних характеристик для них недостатньо. Для «порожніх» структур еталонні об'єкти оцінюються вірно – 80%, а невірно – 10% і не визначається – 10% (не вистачає геологічних ознак). Перевірка еталонних об'єктів довела, що метод розпізнавання образів є достовірним в даному випадку.

Таблиця 1.8 – Числові характеристики ознак нерозпізнаних об'єктів

№ об'єкта	Товщина продуктивного горизонту, м	Товщина регіональної покришки, м	Коефіцієнт інтенсивності структури, м/км ²	Щільність розломів, км/км ²	Віддаль від об'єкта до глибинного розлому, км
33	560	90	0,24	0,05	4
58	340	70	0,93	0,45	75
76	560	160	0,8	1,26	25
89	960	230	0,5	0,45	1,5
135	980	200	1,06	0,73	2

Перевірка нерозпізнаних об'єктів на продуктивність

<p>33. $\eta_1 = -39$ $\eta_{1-2} = -39-58 = -97$ $\eta_{1-3} = -97+41 = -56$ $\eta_{1-4} = -56+41 = -15$ $\eta_{1-5} = -15-39 = -54$</p> <p>(-)</p>	<p>76. $\eta_1 = 11$ $\eta_{1-2} = 11-58 = -47$ $\eta_{1-3} = -47+63 = 14$ $\eta_{1-4} = 14-11 = 3$ $\eta_{1-5} = 3+11 = 16$</p> <p>(-)</p>
<p>58. $\eta_1 = -39$ $\eta_{1-2} = -39-58 = -97$ $\eta_{1-3} = -97-36 = -133$</p> <p>(H)</p>	<p>135. $\eta_1 = 11$ $\eta_{1-2} = 11+23 = 34$ $\eta_{1-3} = 34+44 = 78$ $\eta_{1-4} = 78+41 = 119$ $\eta_{1-5} = 119+53 = 172$</p> <p>(II)</p>
<p>89. $\eta_1 = +100$ $\eta_{1-2} = 100+23 = 123$ $\eta_{1-3} = 123+41 = 164$</p> <p>(II)</p>	

Підсумок. Використовуючи метод розпізнавання образів, можна перевірити нерозпізані об'єкти на можливу продуктивність. Об'єкт №58 визначений як непродуктивний. Таким чином, він не рекомендується для пошукових робіт; об'єкти №89 та №135 прогножуються як продуктивні, тому рекомендуються як пріоритетні для постановки пошукового буріння. Об'єкти №33 і №76 визначені як нерозпізані - наявних геологічних характеристик не вистачає для того, щоб прийняти рішення.

Структура №89 – Надіївська площа рекомендується для постановки на ній пошуково-розвідувального буріння. По цьому об'єкту створена геологічна модель та описана методика проведення проектних пошуково-розвідувальних робіт.

Карта-схема фонду структур Західноукраїнського нафтогазоносного регіону зображена на рисунку 1.1.

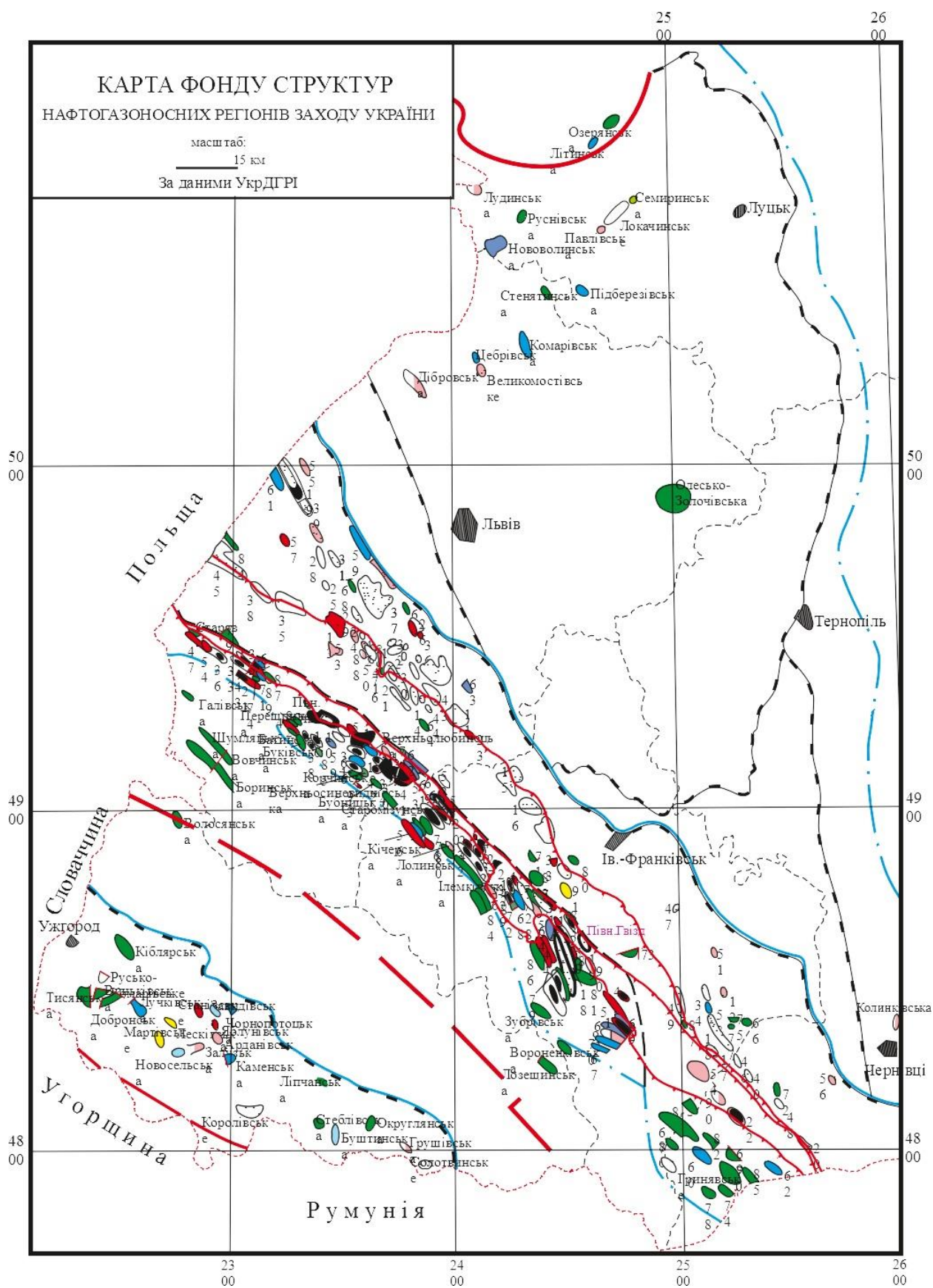


Рис.1.1 Карта-схема фонду структур Західноукраїнського
нафтогазоносного регіону

2. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

В адміністративному відношенні Надіївська площа, як і Спаське нафтове родовище-аналог розташоване в Рожнятівському районі Івано-Франківської області на віддалі 10 км від м. Рожнятів. У геотектонічному відношенні досліджувана площа відноситься до Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину; в нафтогазогеологічному – до Бориславсько-Покутського НГР Карпатської НГО. Спаське родовище експлуатується з 1960 року.

Рожнятівський район – це мальовничий куточок Івано-Франківської області, розташований в оточенні Горган. Його географічне положення та природні ресурси значно впливають на економічний розвиток цього регіону. Район знаходиться в південно-західній частині Івано-Франківської області, межуючи з Закарпатською областю. Рельєф гористий, переважно зайнятий Горганами, надає району особливого колориту. Високі вершини, глибокі долини та швидкі річки створюють унікальний природний ландшафт.

У геоморфологічному відношенні Надіївська площа належить до Передкарпатського прогину з розчленованим гірським рельєфом із абсолютними відмітками 410-510 м.

Клімат помірно-континентальний з підвищеною вологістю. Максимальна температура досягає + 33 °С, мінімальна – мінус 31 °С, середньомісячна – для літніх місяців + 22 °С, для зимових – мінус 11 °С. Сніговий покрив зберігається 40-70 днів в році. Річна кількість опадів досягає 720-820 мм. Кількість днів з опадами 60-80 в рік. У міру підняття рельєфу спостерігається збільшення кількості опадів, до 1000-1200 мм в рік.

Переважаючий напрямок вітрів – північно-західний.

Гідрографія: річки Дуби, Лімниця та їхні притоки є основними водними артеріями району. Вони забезпечують водою населення та промислові підприємства, а також використовуються для гідроелектростанцій.

Ліси займають значну частину території району і є основним природним багатством. Переважно це мішані ліси з домінуванням хвойних порід.

В районі є поклади будівельних матеріалів.

Традиційними видами господарської діяльності є вирощування зернових культур, картоплі, льону, а також розведення великої рогатої худоби. Заготівля та переробка деревини є важливими галузями економіки. Основними галузями промисловості є деревообробна, харчова та легка. Розвивається гірський туризм, а також агротуризм.

3. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОГО ОБ'ЄКТА

3.1 Стратиграфія

В геологічному розрізі Надіївської площі очікуються відклади крейди, палеогену, неогену, антропогену, які характерні для багатьох родовищ Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину [8].

Крейдова система – К

Відклади нижніх горизонтів крейди в межах Надіївської площі не будуть розкриті. Крейдова система тут представлена верхнім відділом – K_2 , що складений породами стрийської світи K_{2st} .

Стрийська світа представлена тонко- і середньоритмічними чергуваннями пісковиків, алевролітів та аргілітів, в основному карбонатних, із прошарками вапняків та мергелів. Пісковики сірі, темно-сірі, дрібнозернисті, слюдисті, кварцові, глауконітові, вапнисті, щільні, інколи плитчасті. Алевроліти сірі, темно-сірі, вапнисті, кварцові, щільні. Аргіліти сірі і темно-сірі, до чорних, середньошаруваті, вапнисті, часто із залишками рослинного детриту. Породи розбиті тріщинами, що виповнені кальцитом, зустрічаються пласти та прошарки гравелітів, конгломератів, які складаються із уламків аргілітів, філітів, пісковиків із глинисто-карбонатним цементом.

Палеогенова система (Р)

Відклади палеогенової системи залягають узгоджено на крейдових утвореннях і представлені палеоценовим (P_1), еоценовим (P_2) та олігоценовим (P_3) відділами.

Палеоценовий відділ (P_1)

В Бориславсько-Покутській підзоні палеоценовий відділ представлений *ямненською світою* (P_{1jm}), що складена двома горизонтами. У підосві світи залягає *яремчанський горизонт*, який складається з тонкого чергування строкатих аргілітів, алевролітів та пісковиків. Вище яремчанського горизонту залягає велика товща світло-сірих, грубошаруватих ямненських пісковиків, що

в даному районі заміщуються тонкоритмічним флішем, складеним чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Товщина відкладів коливається від 66 до 81 м.

Еоценовий відділ (P₂)

За літологічними ознаками виділяються три світи: манявська, вигодська і бистрицька.

Манявська світа (P₂mn) представлена в нижній частині ритмічним чергуванням сіро-зелених аргілітів із прошарками зкремнілих пісковиків, алевролітів. Зрідка серед них зустрічаються прошарки глинистих мергелів. У верхній частині світи породи переходять у товстошаруваті конгломерати та пісковики. Породи нерівномірно насичені буруватою органічною речовиною. Товщина 155 – 166 м, що в середньому складає 159 м.

Вигодська світа (P₂vg) складена грубошаруватими та масивними пісковиками, алевролітами та вапняками. У межах району нижня частина світи заміщується тонкоритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Верхня частина складена піщанистими вапняками, сильновапнистими пісковиками із прошарками мергелів. Пісковики сірі, дрібнозернисті, алевресті, із базальним глинисто-карбонатним цементом, міцні. Алевроліти сірі, кварцеві, із порово-карбонатним цементом. Аргіліти переважно сірі, інколи з буруватим відтінком, карбонатні, щільні. Загальна товщина відкладів від 121 до 214 м, складаючи в середньому 167 м.

Бистрицька світа (P₂bs) складається з двох фацій: попельської та бистрицької. Відклади попельської фації залягають в нижній частині розрізу та складені аргілітами із прошарками алевролітів і пісковиків.

Бистрицька фація складається із сіро-зелених аргілітів з малопотужними прошарками алевролітів.

В покрівлі бистрицьких відкладів залягає *шешорський горизонт* товщиною 5 – 10 м, що складений прошарками сірих мергелів, алевролітів та пісковиків. Розріз світи в цілому бідний на колектори промислового значення.

Олігоценний відділ (P₃)

Широко розвинутий у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і є комплексом порід, які об'єднуються у менілітову світу.

Менілітова світа (P₃ml) в даному районі складається із нижньо- і верхньоменілітової підсвіти.

Верхньоменілітова підсвіта (P₃ml₃). Відклади цієї підсвіти повністю розмиті.

Верхньоменілітова підсвіта (P₃ml₂). У межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину складається з двох горизонтів: перших сіро-зелених аргілітів і піщано-аргілітового високого опору. Горизонт перших сіро-зелених аргілітів залягає у подошві підсвіти та представлений світло-сірими і зеленувато-сірими глинистими породами. Даний горизонт прослідковується дуже рідко. Відсутність його свідчить про наявність внутрішньоформаційного розмиву на границях нижньо- і верхньоменілітової підсвіт.

Піщано-аргілітовий горизонт високого опору характеризується ритмічним чергуванням темно-сірих, дрібнозернистих пісковиків із алевролітами і аргілітами. Даний горизонт поділяється на три пачки: піщано-аргілітову, аргілітову та високоомну. Товщина аргілітової пачки змінюється від 5 до 13 м. Відклади підсвіти представлені в основному пісковиками і аргілітами.

Нижньоменілітова підсвіта (P₃ml₁). У розрізі нижньоменілітової підсвіти виділяють шість горизонтів: підроговиковий, роговиковий, аргілітовий, клівській, горизонт других зеленувато-сірих аргілітів та піщано-алевролітовий.

Відклади нижньоменілітової підсвіти складаються з пісковиків, алевролітів та аргілітів. Пісковики жовтувато-світло-сірого кольору, дрібнозернисті, крихкі, карбонатні, з високим вмістом уламкового матеріалу. Цемент контактово-поровий, регенераційно-поровий та порово-змішаний. Пори виповнені жовтуватою органічною речовиною, із домішками глинистого матеріалу та мікрозернистого карбонату. Алевроліти бурувато-сірі, кварцеві, крупно- та різнозернисті. Цемент регенераційно-поровий. Аргіліти бурувато-сірі, до чорних, глинисті, бітумінозні. Присутність органічної речовини

характерна для всіх порід нижньоменілітової підсвіти. Товщина підсвіти змінюється від 168 до 284 м, складаючи в середньому 216 м.

Неогенова система (N)

Відклади неогенової системи поширені по всій території Передкарпатського прогину і представлені нижнім відділом неогену – міоценом. В ньому виділяються дві світи: поляницька та воротищенська.

Полянська світа (N_{1pl}) залягає на розмитій поверхні верхньоменілітової підсвіти, складена світло-сірими і темно-сірими, сильно вапнистими аргілітами з прошарками дрібно- та середньозернистих пісковиків і алевролітів. Породи сильно слюдисті, із включенням гіпсу, ангідриту в цементі. У нижній частині світи на незначній відстані від контакту з олігоценовими відкладами спостерігаються тріщинуваті аргіліти із дзеркалами ковзання та прошарками доломітового мергелю. Товщина світи змінюється від 116 до 258 м.

Воротищенська світа (N_{1vr}) складається з нижньо-, середньо- та верхньоворотищенської підсвіти. В досліджуваному районі відклади воротищенської світи представлені нижньоворотищенською підсвітою. Породи цієї підсвіти характеризуються високою засолоненістю, загіпсованістю. Складені в основному сірими вапнистими глинами, пластами солей, гіпсів та невеликими прошарками сірих пісковиків. Для нижньоворотищенської підсвіти характерне також значне поширення брекчій та брекчієвидних порід. Брекчії складаються з уламків сірих вапнистих пісковиків, алевролітів і глинистих порід, зцементованих кам'яною сіллю та глиною. Товщина світи коливається від 143 до 294 м.

Антропогенні відклади (Q)

Відклади антропогену поширені повсюдно, складаючись з суглинків, глин та пісковиків. Товщина складає 30 м [8].

3.2 Тектоніка

В тектонічному відношенні Надіївська площа пов'язана із Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину, яка на більшій частині території перекрита крейдово-палеогеновими відкладами Скибової зони Карпат. Надзвичайно складна будова Передкарпатського прогину обумовила наявність декількох схем його тектонічного районування, тому на сьогодні немає одностайної думки стосовно поділу його на окремі структурні одиниці. Одна частина геологів підрозділяє Передкарпатський прогин на Більче-Волицьку, Бориславсько-Покутську і Самбірську зони, інша – на Зовнішню і Внутрішню. Ці погляди висвітлені в численних друкованих і фондкових роботах. Це ґрунтується на особливостях тектонічної будови обох частин прогину і на відмінностях історії їх розвитку. Внутрішня зона почала розвиватись на флішовій основі одночасно з підняттям Карпат, і для неї характерною рисою є не тільки наявність всього комплексу нижніх і верхніх молас, але й інтенсивна складчатість з широко розвинутими насувними явищами, Зовнішня зона формувалась на платформенній основі значно пізніше від Внутрішньої зони і складена лише верхніми моласами. Внутрішня зона розділяється на дві підзони - покриви: Бориславсько-Покутську і Самбірську.

Бориславсько-Покутська підзона складена крейдово-палеогеновим флішем та нижньоміоценовими моласами. Поверхня насуву його на Самбірську підзону є крутою і обмежується фронтальними лініями складок, а з південного заходу вона обмежена поверхнею насуву Скибової зони Карпат. Складки, що входять до складу Бориславсько-Покутського покриву, мають форму лінійних антикліналей та насунуті одна на одну у північно-східному напрямку. В залежності від амплітуди повздовжніх насувів антикліналі групуються у декілька ярусів. По простяганню вони пересікаються поперечними скидо-зсувами, розташованими один від одного на віддалі до 10 км. Амплітуда вертикального зміщення скидо-зсувів коливається від декільких десятків до 700 м, а горизонтального – до 5 км. Наявність скидо-зсувів обумовлює блокову будову покриву. Підкиди і підкидо-насуви мають повздовжнє простягання. Вони ускладнюють лінії складок, окремі складки і блоки та фіксуються при виконанні

структурних побудов.

Спаська складка належить до тильної лінії першого ярусу структур Бориславсько-Покутської зони, що по насуву межує безпосередньо із Береговою скибою Карпат та повністю нею перекрита. По менілітових відкладах складка є вузькою майже симетричною у присклепінній частині антикліналлю північно-західного простягання. Північно-східне крило частково зрізане насувом, а південно-західне ускладнене підкидом із амплітудою 1200-1500 м. Поперечними скидо-зсувами амплітудою до 100- 200 м складка розірвана на такі блоки: Північно-Оболонський, Оболонський, Спаський, Нижньоострутинський, Струтинський, Вільхівський, що послідовно занурюються у північно-західному напрямку. Продуктивними є Спаський, Нижньоострутинський та Струтинський блоки. Перші два ускладнені у присклепінній частині повздовжнім підкидом, амплітуда якого збільшується від 200-300 м у Нижньоострутинському блоці і до 1200-1300 м у Спаському блоці. У межах родовища розміри Спаської складки - 10,5 x 2,7 км, висота 1600 м.

По відбиваючому горизонту, що характеризує покрівлю еоценових відкладів на Надіївській площі розвинута асиметрична антиклінальна складка загально карпатського простягання, тобто північно-західного. Вона розбита на два блоки (південно-східний – значний за розмірами і припіднятий, та північно-західний – невеликий за розмірами та глибокозанурений). Північно-східне крило антикліналі є вузьким і крутим та падає під кутом 50-60°, південно-західне – довге і полого. Найвища абсолютна позначка покрівлі менілітової світи – 2800 м. Розміри - 9,5×4,2 км, амплітуда структури 400 м.

3.3 Нафтогазоносність

Зацікавленість геологів-нафтовиків територією Спаського родовища, неподалік якого розташована досліджувана Надіївська площа, обумовлена сусідством з Ріпнянським нафтопромислом. Ще у 1921-1926 рр. товариством "Піонер" тут була пробурена свердловина Вольський-1 глибиною 579 м. Згодом у районі села Лоп'янка свердловиною Геа під Береговою скибою в інтервалі 828-924 м розкриті менілітові відклади глибинного структурного елемента. Спаська складка виявлена сейсмічними роботами МВХ (МПЗ) у 1956 р., а у 1958 р. закладено свердловину 1-Спас, в якій у 1959 р. при випробуванні верхньоменілітових відкладів (інтервал 1328-1526 м) одержано фонтан нафти 28 т на добу на діафрагмі діаметром 14 мм. У 1960 р. сейсмічними роботами МВХ деталізовано будову структури з метою підготовки її до глибокого буріння. У 1964 р. розвідка покладів основної структури була завершена, родовище передане в експлуатацію. У 1965 р. свердловиною 7-Спас відкрито поклад нафти у верхньоменілітових, а у 1980 р. свердловиною 1-Лоп'янка – у нижньоменілітових утвореннях підвернутого крила Берегової скиби на північному заході родовища.

У 1991 р. виявлено нафтовий поклад у менілітових відкладах підвернутого крила в межах центральної його частини.

Всього пробурено 24 пошукові і розвідувальні свердловини. Запаси підраховувались у 1964, 1971, 1976, 1980 та 1988 рр.

Основні поклади нафти Спаського родовища пов'язані із серією піщано-алевролітових пластів товщиною до 5-7 м кожний та туфітовим горизонтом верхньоменілітової підсвіти. У підвернутому крилі Берегової скиби стратиграфічний діапазон нафтоносності збільшується за рахунок середньо- та нижньоменілітової підсвіт. Пластові тиски нижчі за умовний гідростатичний. Найчастіше екранами служать тектонічні порушення, а на деяких ділянках – літологічне виклинювання піщаних горизонтів.

Частина покладів пов'язана із так званою Лоп'янецькою складкою та насувом, які, по суті, є елементами підвернутого крила Берегової скиби. Їх розміри -1,8x3,0 та 2,0x2,0 км відповідно, висота 3000 та 900 м. Перший

територіально збігається із Північно-Оболонським блоком Спаської складки, другий – з Нижньострутинським. Для обох на фоні занурення до південного заходу характерна наявність у середній частині вузьких антиклінальних перегинів. Поклади переважно пластові склепінні, тектонічно екрановані, у Лоп'янецькій складці – пластові, тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Режим їх пружний та розчиненого газу.

Видобуток нафти на родовищі розпочався наприкінці 1960 р., а промислова експлуатація – із введенням у 1966 р. у розробку верхньоменілітового покладу Спаської складки на підставі технологічної схеми, запропонованої ЦПДЛ БО "Укрнафта".

На 01.01 2025 р. видобуток нафти із верхньоменілітових відкладів Спаської складки ведеться 46 свердловинами, що експлуатуються глибинними штанговими насосами. Поточні дебіти нафти (рідини) становлять від 0,12 (0,24) до 7,8 (15,3) т/добу. Всього видобуто 1458,3 тис т нафти, або 73,8% початкових видобувних запасів. Поточна нафтовіддача 11%. Вода закачується у 18 нагнітальних свердловин. З початку розробки в поклад закачали 6529,9 тис. м³ води. Але у зв'язку із складною геологічною будовою та поганими колекторськими властивостями мають місце значні її втрати, недостатнє охоплення пластів заводненням, а також низькі темпи вилучення нафти на окремих ділянках.

Згідно з діючим проєктним документом, розробку передбачається здійснювати на змішаному режимі наявним фондом видобувних та нагнітальних свердловин з бурінням 9 резервних для заміни технічно несправних.

Промислова нафтогазоносність Надіївської площі пов'язується із менілітовими відкладами і доведена результатами випробування свердловин у межах Спаського родовища. Ці відклади вміщують у собі поклад нафти.

Виходячи із розподілу колекторів, у розрізі менілітової світи виділено один горизонт підрахунку – верхньоменілітовий.

3.4 Водоносність

У розрізі Надіївської площі, як і Спаського родовища-аналога, очікується

зустріти 12 водоносних об'єктів у менілітових, еоценових та палеоценових відкладах.

В палеогенових відкладах поширені води хлоркальцієвого типу із мінералізацією понад 100 г/л, що свідчить про те, що ці відклади розташовані в зоні застійного режиму вод, дуже утрудненого водообміну, де існують сприятливі умови для збереження покладів вуглеводнів. Води менілітових відкладів практично не відрізняються від еоценових.

Дебіти свердловин, що розкрили водоносні горизонти менілітових відкладів склали від 1,5 до 28,9 м³/добу, а еоценових – від 5,4 до 8,7 м³/добу. Ефективні товщини водовміщуючих порід менілітових відкладів складають від 0 до 34,5 м, а еоценових – від 0 до 9,3 м. У палеоценових відкладах колектори відсутні. З мікрокомпонентів у водах вміст йоду складає 15-20, бром – 181-662 і В₂О₃ – 50 мг/л, а у водах еоценових відкладів – відповідно 0-43, 8-243, 100-450 мг/л. Води менілітових відкладів є кондиційними щодо вмісту йоду, але через малі дебіти не мають промислової цінності для видобування.

Гідрогеологічні умови площі обумовлені особливостями її тектонічної будови, а також колекторськими властивостями водовміщуючих порід. Води менілітових і еоценових відкладів є високонапірними. Пластовий тиск у менілітових відкладах перевищує умовний гідростатичний на 13-15 МПа, а в еоценових – на 32 МПа.

Висока мінералізація і склад вод менілітових і еоценових відкладів, високі пластові тиски вказують на умови гідрогеологічної закритості надр, відсутність зв'язку із зовнішніми джерелами пластової енергії.

3.5 Паспорт нафтогазоперспективного об'єкта

Відомості про нафтогазоперспективний об'єкт відповідно до родовища-аналога занесено у паспорт у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Паспорт Надіївського НГПО

Місцезнаходження об'єкта.	Надіївська площа (родовище-аналог– Спаське) розташована в межах Бориславсько-Покутського НГР на території Івано-Франківської області.
Належність його до геотектонічного елемента нафтогазоносною провінції, області, зони.	У тектонічному відношенні Надіївська площа пов'язана з Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину, яка на більшій частині території перекрита крейдово-палеогеновими відкладами Скибової зони Карпат.
Найменування організацій і партій, що виявили й підготували об'єкт, метод підготовки, масштаб і терміни робіт.	Зацікавленість геологів-нафтовиків територією родовища обумовлена сусідством з Ріпнянським нафто-промислом. Ще у 1921- 1926 рр. товариством "Піонер" тут була пробурена свердловина Вольський-1 глибиною 579 м. Згодом у районі с. Лоп'янка свердловиною Геа під Береговою скибою в інтервалі 828-924 м розкриті менілітові відклади глибинного структурного елемента.
Види та обсяги проведених геофізичних, геохімічних і геологічних робіт при виявленні й підготовці об'єкта, щільність мережі структурного буріння, геофізичних профілів.	Спаська структура виявлена сейсмічними роботами МВХ (МПЗ) у 1956 р., а у 1958 р. закладено свердловину 1-Спас, в якій у 1959 р. при випробуванні верхньоменілітових відкладів (інт. 1328-1526 м) одержано фонтан нафти 28 т, добу на діафрагмі діаметром 14 мм. У 1960 р. сейсмічними роботами МВХ деталізовано будову складки з метою підготовки її під глибоке буріння. У 1964 р. розвідка покладів основної структури була завершена і родовище передане в експлуатацію. У 1965 р. свердловиною 7- Снас відкрито поклад нафти у верхньоменілітових, а у 1980 р. свердловиною 1-Лоп'янка – у нижньоменілітових утвореннях підвернутого крила Берегової скиби на північному заході родовища. У 1991 р. виявлено нафтові поклад у менілітових відкладах підвернутого крила в межах центральної його частини.
Індекси та вік горизонтів, за якими підготовлено об'єкт.	У розрізі палеогенових відкладів перспективними у нафтогазоносному відношенні слід вважати відклади менілітової світи олігоцену, які у Передкарпатському прогині регіонально нафтогазоносні.

	Очікувані поклади нафти приурочені до відкладів верхньоменілітової підсвіти (P ₃ ml ₃).
Тип (за морфологічними й генетичними ознаками) і стислий опис об'єкта (форма, розміри, співвідношення структурних поверхів, амплітуди, площі, визначальні екранувальні елементи, розривні порушення тощо).	Вивчення геологічної будови площі проводилось регіональними і детальними геофізичними роботами, внаслідок чого була вивчена структура розмірами 9,5x4,2 км (Графічний додаток 2). Причому наперспективнішим є значний за розмірами і вищеприпіднятий південно-східний блок, на якому і зосередяться всі пошуково-розвідувальні роботи на площі. Очікувана на площі робіт пастка обмежена тектонічними порушеннями, що вкупі зі сприятливими гідрогеологічними умовами свідчить про можливість формування і збереження тут скупчень вуглеводнів.
Вік, товщина і глибина залягання можливих продуктивних горизонтів, їх літологія.	<p>Колекторська ємність відкладів верхньоменілітової підсвіти в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину пов'язана з піщано-аргілітовим горизонтом високого опору, який характеризується ритмічним чергуванням темно-сірих, дрібнозернистих пісковиків з алевролітами і аргілітами. У розрізі роговикувального і клівського горизонтів нижньоменілітової підсвіти колекторами виступають пісковики жовтувато-світло-сірого кольору, дрібнозернисті, карбонатні, крихкі, з високим вмістом уламкового матеріалу, які перешаровуються алевролітами бурувато-сірими, кварцовими, крупно- та різнозернистими та аргілітами бурувато-сірими до чорних. Присутність органічної речовини характерна для всіх порід нижньоменілітової підсвіти.</p> <p>Пористість порід-колекторів змінюється в межах 12- 18% (в середньому 16%), при проникності $(0,02-10,9) \times 10^{-3}$ мкм². Ефективна товщина змінюється від 16 до 163,8 м (при середньому значенні 105 м), при загальній товщині горизонту 450-825 м.</p>
Оцінка перспективних (категорії С ₃) ресурсів (окремо для нафти і газу).	Початкові загальні перспективні ресурси нафти – 49452 тис.т, видобувні – 9890 тис.т.

<p>Витрати на виявлення та підготовку об'єкта (включно з регіональними, пошуковими і детальними роботами всіх видів).</p>	<p>1120050 тис.грн</p>
<p>Рекомендації щодо подальших робіт (кількість, категорія, місцеположення і проектна глибина свердловин черговість їх буріння, завдання щодо уточнення геолого-сейсмічної будови об'єкта тощо).</p>	<p>Практика пошуково-розвідувального буріння показує, що "хрест" із чотирьох свердловин є найбільш універсальним і раціональним способом розташування свердловин для оцінки родовища. Особливо ефективна ця система у нових слабо вивчених районах, коли як правило неясні особливості структурних планів досліджуваних об'єктів.</p> <p>Виходячи з того, що об'єктом досліджень є антиклінальна структура, найбільш доцільно проводити закладанням однієї незалежної пошукової свердловин, які закладається у найбільш припіднятій частині структури. Розвідку доцільно проводити чотирма розвідувальними свердловинами, кожна з яких вирішує певні окремі важливі завдання. Корегування положення свердловин буде проводитись згідно природних відхилень стовбура свердловин у процесі буріння. Проектним горизонтом для всіх свердловин є нижньодашавські відклади.</p> <p>Вирішення завдань пошукового-розвідувальних робіт проводиться бурінням однієї незалежної пошукової свердловини глибиною 4350 м та чотирьох (глибини відповідно 4500, 4500, 4550 та 4500 м) залежних розвідувальних свердловин загальним метражем 22400 м.</p>

4. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ І ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

4.1 Прогнозування нафтогазоносності надр

4.1.1 Оцінка перспектив нафтогазоносності розрізу

Основними критеріями оцінки перспективних площ, які вводяться в пошукове і розвідувальне буріння на нафту та газ, є:

- 1) наявність структурних форм (пасток) для збереження промислових скупчень нафти і газу;
- 2) наявність в розрізі продуктивних товщ пластів-колекторів та флюїдоупорів;
- 3) сприятливі гідрогеологічні умови для формування та збереження покладів вуглеводнів.

Надіївська площа розташована в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на території Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району, відповідає всім переліченим вище вимогам і, таким чином, є пріоритетною для проведення тут пошукового буріння.

Вивчення геологічної будови досліджуваної ділянки проводилось регіональними і детальними геофізичними роботами, внаслідок чого була вивчена структура розмірами 9,5x4,2 км (Графічний додаток 2). По відбиваючому горизонту, що характеризує покрівлю еоценових відкладів на Надіївській площі розвинута асиметрична антиклінальна складка загально карпатського простягання, тобто північно-західного, що розбита на два блоки (південно-східний – значний за розмірами і припіднятий, та північно-західний – невеликий за розмірами та глибокозанурений). Північно-східне крило антиклінали є вузьким і крутим та падає під кутом 50-60°, тоді як південно-західне – довге і полого. амплітуда зафіксованої структури 400 м.

Найперспективнішим є значний за розмірами і вищеприпіднятий південно-східний блок, саме на ньому і зосередяться всі пошуково-розвідувальні роботи на площі.

У розрізі палеогенових відкладів у нафтогазоносному відношенні перспективними слід вважати відклади менілітової світи олігоцену, які у

Передкарпатському прогині є регіонально нафтогазоносними. Очікувані поклади нафти на Надіївській площі приурочені до відкладів верхньоменілітової підсвіти (Р₃ml₃).

Колекторська ємність відкладів верхньоменілітової підсвіти у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину пов'язана із піщано-аргілітовим горизонтом високого опору, що характеризується ритмічним чергуванням темно-сірих, дрібнозернистих пісковиків із алевролітами та аргілітами. У розрізі роговикового та клівського горизонтів нижньоменілітової підсвіти колекторами виступають пісковики жовтувато-світло-сірого кольору, дрібнозернисті, карбонатні, крихкі, із високим вмістом уламкового матеріалу, що перешаровуються алевролітами бурувато-сірими, кварцовими, крупно- та різнозернистими і аргілітами бурувато-сірими до чорних. Присутність органічної речовини характерна для всіх порід нижньоменілітової підсвіти.

Пористість порід-колекторів змінюється у межах від 12% до 18% (в середньому 16%), при проникності $(0,02 - 10,9) \times 10^{-3}$ мкм². Ефективна товщина змінюється від 16 до 163,9 м (при середньому значенні 105 м), при загальній товщині горизонту 450-825 м.

У розрізі Надіївської площі очікується зустріти 12 водоносних об'єктів у менілітових, еоценових та палеоценових відкладах. У палеогенових відкладах поширені води хлоркальцієвого типу із мінералізацією понад 100 г/л, що свідчить про те, що ці відклади розташовані в зоні застійного режиму вод, дуже утрудненого водообміну, де існують сприятливі умови для збереження покладів вуглеводнів. З мікрокомпонентів у пластових водах вміст йоду складає 15-20, бромю – 181-662 і В₂О₃ – 50 мг/л. Аналіз гідрохімічних та гідродинамічних критеріїв дозволяє зробити висновок про високу перспективність нафтогазоносності надр на Надіївській площі з точки зору гідрогеологічних умов.

Очікувана на Надіївській площі пастка обмежена тектонічними порушеннями, що разом зі сприятливими гідрогеологічними умовами свідчить про можливість формування та збереження тут скупчень вуглеводнів.

Таким чином, доцільність проведення на Надіївській площі пошукового буріння обґрунтовується наступними чинниками:

- 1) наявністю та мірою підготовки сейсморозвідкою пастки склепінного тектонічно екранованого типу;
- 2) розміщенням досліджуваної площі у структурно-тектонічних умовах, подібних до умов Спаського, Ріпнянського, Лоп'янецького та інших родовищ з доведеною промисловою нафтогазоносністю палеогенових відкладів;
- 3) наявністю в розрізі палеогенових відкладів пластів-колекторів із достатньо високими ємнісно-фільтраційними властивостями та флюїдоупорів;
- 4) сприятливими гідрогеологічними умовами формування і збереження покладів вуглеводнів;

4.1.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти

Перспективи нафтогазоносності Надіївської площі пов'язуються із відкладами верхньоменілітової підсвіти у південно-східному блоці структури.

За даними комплексами проведена оцінка перспективних ресурсів нафти категорії С₃. Оцінка ресурсів проводилась об'ємним методом за формулою [7]:

$$Q_{\text{н.вид.}} = F \times h \times m \times \beta_{\text{н}} \times \theta \times \rho_{\text{н}} \times \eta_{\text{н\acute{e}}}, \quad (4.1)$$

де $Q_{\text{н.вид.}}$ – видобувні запаси нафти, млн т;

F – площа нафтоносності, км²;

h – середня ефективна нафтонасичена товщина, м;

m – середнє значення коефіцієнту пористості, част. од.;

$\beta_{\text{н}}$ – середнє значення коефіцієнту нафтонасиченості, част. од.;

θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти при її дегазації;

$\rho_{\text{н}}$ – густина нафти, кг/м³;

$\eta_{\text{н}}$ – середнє значення коефіцієнту нафтовіддачі, част. од. [7].

Площа нафтогазоносності визначалась із врахуванням висотного положення ВНК.

Коефіцієнт заповнення пастки ($K_{зп}$) для родовищ, які розташовані поруч з досліджуваною площею в межах Бориславсько-Покутського НГР становить 0,5. Таким чином, висота пастки становить:

$$H_{п} = /-3150/ - /-2750/ = 400 \text{ м.}$$

$$\text{Висота покладу } H_{пок} = 0,50 \times 400 = 200 \text{ м.}$$

Абсолютна відмітка водонафтового контакту становить:

$$H_{внк} = -2750 - 200 = -2950 \text{ м.}$$

Площа імовірної нафтоносності визначалась за викопіровкою з підрахункового плану масштабу 1:50 000 з врахуванням положення ВНК і становить 6350 тис.м². (рис. 4.1, 4.2).

Інші підрахункові параметри приймались за результатами промислово-геофізичних досліджень, лабораторних досліджень керну та проб нафти в свердловинах, пробурених у межах Спаського родовища (1-Спас, 7-Спас, 1-Лоп'янка та ін.), що перебувають в експлуатації. Зокрема, коефіцієнт нафтонасичення приймаємо 79%, коефіцієнт нафтовіддачі – 0,2. Густина нафти - 710 кг/м³. Перерахунковий коефіцієнт приймаємо рівним 0,83.

Оцінка перспективних ресурсів виконувалась об'ємним методом. Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С₃ Надіївської площі становлять:

початкові загальні – 49452 тис т;

початкові видобувні – 9890 тис т.

Розрахунки проводились за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua>.

Результати розрахунків наведені в узагальнюючій таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Оцінка перспективних ресурсів категорії С₃

Індекс продуктивного горизонту	Площа нафтоносності, тис.м ²	Нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина, кг/м ³	Ресурси, тис. т	
			відкр. пористості	нафтонасичення	перерахунковий	нафтовіддачі		загальні	добувні
Р ₃ ml ₃	6350	105	0,16	0,79	0,83	0,2	710	49452	9890
Всього	6350	105	0,16	0,79	0,83	0,2	710	49452	9890

НАДІВСЬКА ПЛОЩА
ВИКОПРОВКА
з підрахункового плану площі
Масштаб 1:50000
Склала: Георгієвська Н. О.
2025

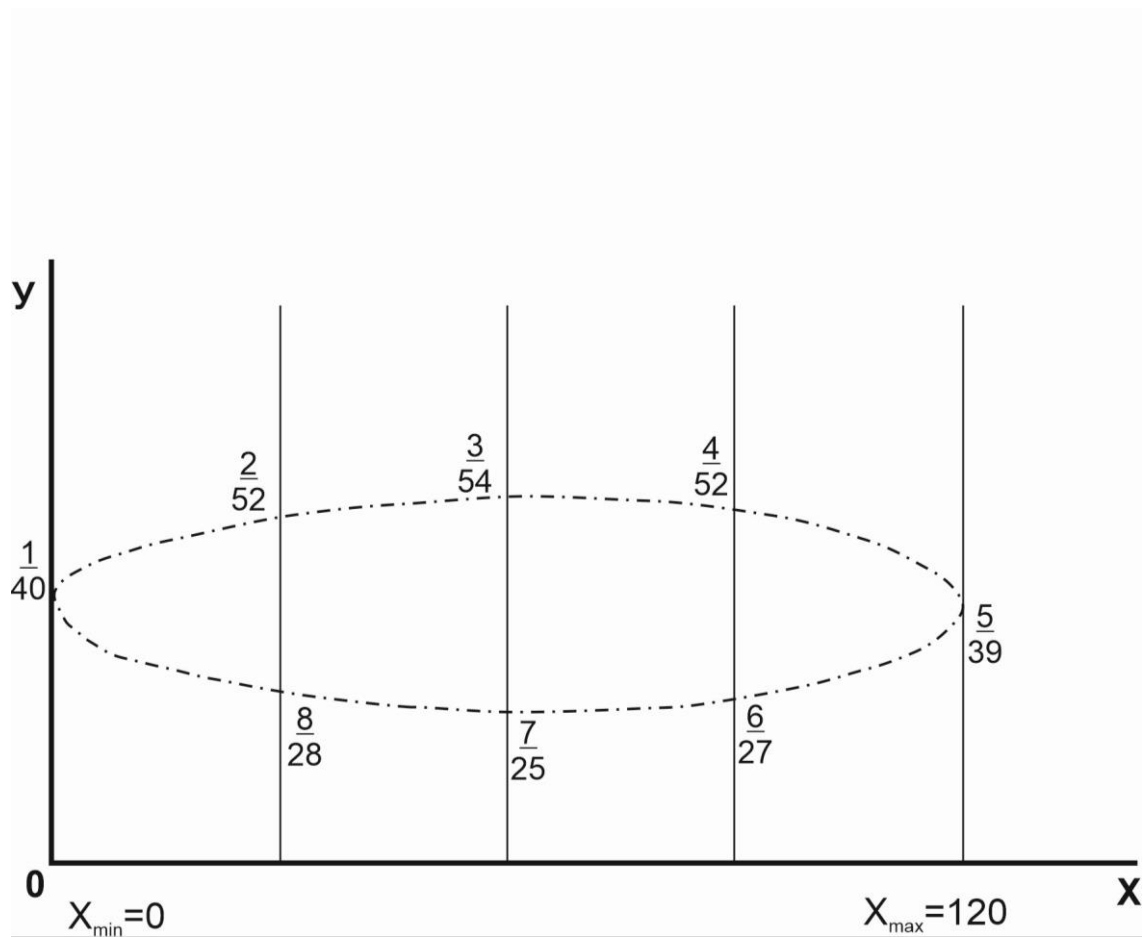


Рис. 4.1 – Викопіровка

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

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

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

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

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

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

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

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м³:

Коефіцієнт вилучення нафти:

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 6350 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 49452 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С₃ - 9890 тис. т

Рис. 4.2 – Підрахунок ресурсів нафти

4.2 Мета і завдання проєктних робіт

Виходячи із основних висновків при оцінці перспектив нафтогазоносності надр досліджуваної території та ступеня її вивченості, слід сформулювати мету проєктних робіт та конкретні завдання, які вони повинні вирішити для досягнення цієї мети.

В районах із складною геологічною будовою, яким є Передкарпатський прогин, вибір раціональної методики проведення пошуково-розвідувальних робіт, визначення необхідної кількості проєктних свердловин та черговість введення їх в буріння має особливо важливе значення. Основними чинниками, які впливають на вибір тієї чи іншої методики проведення геологорозвідувальних робіт, є:

- глибина залягання об'єкту, що вивчається;
- морфологія, розміри і тип пастки, а також уявлення, що склались про ступінь заповнення і розповсюдження в них вуглеводнів.

Основні завдання пошуково-розвідувальних робіт на Надіївській площі:

- відкриття у розрізі продуктивних горизонтів;
- вивчення геологічної будови досліджуваної площі;
- уточнення стратиграфічного розрізу і прив'язка геофізичних реперів;
- уточнення швидкісних характеристик розрізу;
- дослідження колекторських властивостей порід (пористості, проникності, тріщинуватості), виділення пластів-колекторів, визначення їх параметрів, вивчення закономірностей розповсюдження;
- вивчення гідрогеологічних умов розрізу, що розкривається, хімічного складу пластових вод, температури, розчинених у воді газів;
- кількісна оцінка ресурсів вуглеводнів та вибір першочергових об'єктів для розвідки.

Перелічені завдання слід вирішувати бурінням, комплексними геолого-геофізичними дослідженнями, випробуванням та дослідженням свердловин.

4.3 Методика проведення пошуково-розвідувального буріння

По покрівлі менілітових відкладів у межах Надіївської площі виявлено перспективну пастку, яка є об'єктом пошуків у ній покладів нафти у відкладах верхньоменілітової підсвіти олігоцену палеогенової системи.

На Надіївській площі проектується буріння п'яти свердловин - однієї пошукової свердловини і чотирьох розвідувальних. Свердловини планується розмістити на двох взаємно перпендикулярних профілях упоперек і повздовж структури. Тобто пропонується система розміщення профілів – «хрест». Ця система передбачає черговість їхнього забурювання: від склепіння до крил, а потім до перикліналей. «Хрест» із п'яти свердловин дає можливість перейти від вивчення покладу по одному профілю до побудови більш об'ємної її моделі. Практика пошуково-розвідувальних робіт показує, що «хрест» із п'яти свердловин залишається одним із найбільш раціональних і універсальних способів розташування свердловин для оцінки виявлених родовищ.

Система розвідки площі – повзуча, тобто характеризується поступовим охопленням площі покладу свердловинами з віддалями, що не потребують подальшого ущільнення.

Пошукова свердловина 1 (першочергова) – незалежна. Закладається в найбільш оптимальних структурних умовах, тобто в межах гіпсометрично найвищої частини структури. Проектується в склепінній частині південно-східного блоку з метою пошуків покладів нафти у відкладах верхньоменілітової підсвіти олігоцену палеогенової системи. Виходячи з цільових завдань, що вирішуються свердловиною 1, порахована проєктна глибина її становить 4350м і враховує розкриття повного розрізу верхньопалеогенових відкладів. Проєктний горизонт – P_3m1_2 .

У випадку одержання промислового припливу нафти із першої свердловини слід надалі пробурити чотири розвідувальні свердловини із метою вивчення геологічної будови структури, уточнення стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення колекторських властивостей порід - пористості, проникності, тріщинуватості, визначення їх параметрів та дослідження

закономірностей їх розповсюдження, вивчення гідрогеологічних характеристик розрізу, хімічного складу пластових вод, температури, розчинених у воді газів.

Розвідувальна свердловина 2 - залежна. Залежить від результатів буріння першої пошукової свердловини. Закладається на крутому північно-східному крилі структури на віддалі 450 м на північний схід від першої свердловини. Свердловина 2 буриться з метою уточнення положення водонафтового контакту, вивчення геологічної будови структури, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів і зміни їх параметрів. Проектна глибина свердловини складає 4500 м. Проектний горизонт – P_3m_2 .

Розвідувальна свердловина 3 – залежна. Закладається на похилому південно-західному крилі антиклінальної складки на відстані 750 м на південний захід від першої свердловини. Мета буріння - уточнення положення водонафтового контакту, форми та розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід і визначення їх параметрів. Проектна глибина свердловини становить 4500 м. Проектний горизонт – P_3m_2 .

Розвідувальна свердловина 4 – залежна. Закладається на північно-західній перикліналі структури на віддалі 2,1 км від першої пошукової свердловини. Глибина свердловини становить 4550 м. Проектний горизонт – P_3m_2 . Свердловина буриться з метою дослідження особливостей структурно-тектонічної будови структури у зоні її перикліналі, визначення закономірностей розповсюдження колекторів і уточнення положення водонафтового контакту.

Розвідувальна свердловина 5 – залежна. Закладається на південно-східній перикліналі структури на віддалі 2,4 км від першої свердловини. Свердловина 5 буриться з метою вивчення особливостей структурно-тектонічної будови структури в її південно-східній перикліналі, визначення закономірностей розповсюдження колекторів, уточнення положення водонафтового контакту, а також встановлення форми та розмірів покладу. Проектна глибина свердловини становить 4500м. Проектний горизонт – P_3m_2 .

Загальний метраж буріння на Надіївській площі -22400 м.

Таким чином, проектування пошукової і розвідувальних свердловин на

Надіївській площі в даній бакалаврській роботі ґрунтується на принципах раціональної повноти досліджень і найбільшої економічної ефективності робіт.

4.4 Вибір типової свердловини

Типову свердловину слід вибирати для планування обсягу геолого-геофізичних і промислових досліджень у свердловині і для проведення необхідних техніко-економічних розрахунків проектних робіт.

За типову свердловину в даній роботі приймається свердловина № 1, проектна глибина якої - 4350 м .

Нижче наводиться проектний стратиграфічний розріз в табличній формі із виділенням інтервалів можливих геолого-технічних ускладнень при бурінні свердловини.

Типова свердловина показана на профільному геологічному розрізі.

Таблиця 4.2 – Стратиграфічний розріз типової свердловини

Індекс	Глибина, м		Можливі ускладнення
	від	до	
P _{3ml}	0	1000	Осипання стінок свердловини
P ₂	1000	1750	Осипання стінок свердловини, жолобоутворення
P _{1jm}	1750	2000	
K _{2st}	2000	3000	Звуження стовбуру свердловини
N _{1pl}	3000	3500	Звуження стовбуру свердловини, засолонення бурового розчину
P _{3ml₃}	3500	4250	Поглинання бурового розчину, нафтогазопрояви
P _{3ml₂}	4250	4350	Осипання стінок свердловини

4.5. Випробування та дослідження пластів

Для підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт, отримання найбільш точної інформації про нафтоносність розрізу, який підлягає розкриттю, а також обґрунтованого прийнятого рішення про доцільність спуску експлуатаційної колони проектується випробування пластів у процесі буріння і в експлуатаційній колоні після її спуску та цементування.

Методика проведення випробування та дослідження пластів описана нижче з посиланням на спеціальну і навчальну літературу [5,7].

Згідно методики передбачається три види випробувань перспективних щодо нафтонасичення пластів:

- випробувачем пластів на бурильних трубах;
- випробувачем пластів на каротажному кабелі;
- стаціонарне випробування в експлуатаційній колоні.

Усі роботи і випробування регламентуються діючими інструкціями, складених на підставі єдиних технічних правил випробування свердловин.

У ході випробування в обов'язковому порядку вирішують наступні геологічні завдання:

- отримання припливу нафти;
- відбір проб флюїдів для аналізів;
- заміри пластових тисків розкритих горизонтів;
- визначення дебіту нафти.

Випробування перспективних горизонтів в процесі буріння буде проводитись пластовипробувачами (ВПТ), яке дасть можливість уточнити характер насиченості пластів за даними ГДС з урахуванням характеристики піднятого керна та можливих нафтогазопроявів.

Випробування пластів у відкритому стовбурі повинно проводитись з дотриманням технічних правил і інструкцій по випробуванням за допомогою випробувача пластів на трубах (ВПТ) та випробувача пластів на каротажному кабелі (ВПК).

Запропонована методика випробування дозволить достовірно оцінити нафтогазоносність перспективних горизонтів, що розкриваються, отримати дані про пластові тиски та інші параметри пластів.

Випробування перспективних пластів у процесі буріння випробувачем пластів повинно здійснюватися за таким планом:

- промислово-геофізичні дослідження в інтервалі випробування;
- промивка стовбура свердловини за двома циклами;
- спуск випробувача пластів з періодичним доливанням бурильної колони;
- пакерування випробувача;
- очікування припливу, запис температури та кривої відновлювання тиску;
- зняття пакеру;
- промивка свердловини за трьома циклами.

Результати випробувань за допомогою ВПТ враховуються при виборі кількості об'єктів для проведення стаціонарних випробувань в експлуатаційній колоні після проведення кожної свердловини до проєктної відмітки [5,7].

В бакалаврській роботі об'єкти випробування приурочені до перспективних відкладів верхньоменілітового горизонту олігоцену палеогенової системи. Інтервали об'єктів випробування будуть уточнюватися в процесі буріння за фактичними даними. Всього в даній роботі передбачається стаціонарно випробувати 2 об'єкти (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Об'єкти випробування в експлуатаційні колоні

№ об'єкту	Горизонт	Інтервал перфорації, (м)	Об'єм вибіркової перфорації	Тип перфоратора	Щільність перфорації, (м)	Очікувана продукція
1	Верхньо-менілітовий	3500-3600	20	ПКОТ-89 ПКС-105	18-24	нафта
2	Верхньо-менілітовий	3650-3725	20	ПКОТ-89 ПКС-105	18-24	нафта

Інтервали перфорації уточнюються за даними кернового матеріалу,

каротажної характеристики розрізу і випробування в процесі буріння.

Випробування об'єктів проводиться за типовим планом, описаним в літературних джерелах [5,7].

Конкретні інтервали об'єктів випробування в експлуатаційній колоні обираються за наслідком проведення повного комплексу промислово-геофізичних досліджень, лабораторного вивчення зразків порід розрізу, що досліджується, даних газопроявів.

Випробування в експлуатаційній колоні проводиться після її спуску, цементування та визначення герметичності.

Кількість об'єктів випробування в колоні та їхні інтервали будуть уточнюватися після комплексної обробки отриманих фактичних геолого-геофізичних матеріалів та попереднього випробування у процесі буріння по кожній свердловині.

Випробування всіх об'єктів передбачається здійснювати з бурової установки в основному за системою "знизу догори".

З метою оптимального розкриття продуктивних горизонтів передбачається застосування кумулятивної перфорації (ПКО-89) з щільністю прострілу 12 отворів на 1 пог.м на розчині таких самих параметрів, що й при бурінні свердловини.

Випробування кожного об'єкта планується здійснювати за таким типовим планом:

- шаблонування свердловини максимальним шаблоном на бурильних трубах до глибини, що перевищує на 10 м нижню межу інтервалу перфорації. Промивання свердловини за двома циклами. На період шаблонування устя свердловини обладнується превентерною установкою на відповідний робочий тиск;

- перфорація експлуатаційної колони при заповненій розчином свердловині з питомою вагою, відповідною тій, на якій розкривається пласт у процесі буріння;

- заміна протівикидної засувки на превентерну установку, спуск НКТ до верхньої межі інтервалу перфорації, промивання свердловини за трьома циклами.

- заміна превентерної на фонтанну арматуру, збірка, укріплення та опресовування факельних відгалужень;
- при відсутності припливу після заміни глинистого розчину на воду проводиться зниження рівня рідини в свердловині аеризацією на $\frac{2}{3}$ глибини залягання об'єкту;
- при отриманні припливу нафти, газу чи води здійснюється повний комплекс геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень;
- після дослідження об'єкта свердловина заповнюється водою з подальшим переходом на промивну рідину відповідних параметрів та промивається за двома циклами;
- заміна фонтанної арматури на превентерну установку та установку цементного стакану з урахуванням 20-метрового перекриття нижче та вище інтервалу перфорації;
- по закінченні терміну ОЗЦ цементний міст випробовується на герметичність опресуванням згідно "Інструкцією по випробуванню свердловин".

Всі наступні об'єкти випробуються аналогічно першому. При розкритті об'єкту буровий розчин повинен витримуватись в тих параметрах, які він мав при проведенні свердловини через випробовуваний інтервал. Виклик припливу нафти здійснюється при герметизованому гирлі свердловини, обладнаному фонтанною арматурою, шляхом аерації. При цьому заміряти пластові і статичні тиски, температуру та відібрати проби флюїдів на аналізи. У випадку непромислового припливу нафти, необхідно інтенсифікувати його солянокислотою обробкою пласта з витримкою не менше 0,5 год. У випадку її неефективності, може бути застосований метод гідророзриву пласта з наступним заповненням тріщин керамічним піском.

Якщо замість нафти буде отриманий приплив пластових вод, необхідно відкачати їх до встановлення постійного хімічного складу, виміряти дебіт, статичний рівень, пластовий тиск і відібрати не менше 3 проб води на аналіз.

Якщо з наміченого до випробування горизонту не одержано припливу, то після уточнення інтервалу перфорації треба провести його повторне розкриття основним методом або одним з спеціальних додаткових.

Кожний випробуваний об'єкт ізолюється встановленням цементного мосту. Мости влаштовуються на 20 м нижче нижньої і на стільки ж вище верхньої межі інтервалу перфорації. Кожний міст випробовується на герметичність тиском з 30-хвилинною витримкою і пониженням рівня промивальної рідини в свердловині.

Результати випробувань продуктивності пластів і розміри цементних ізоляційних мостів фіксуються в актах випробування свердловин [5,7].

4.6 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

Для успішного вирішення завдань, які ставляться перед свердловинами, які проєктуються, та для найбільш повного вивчення розкритих ними пластів щодо нафтогазоносності, обирається найбільш оптимальний комплекс геологічних та геофізичних досліджень, який описаний в літературних джерелах [5,7].

Відбір керн і шламу.

Під час буріння пошуково-розвідувальних свердловин відбір керн із перспективних на нафту та газ відкладів проводиться у кожній свердловині в кількості, яка забезпечує вивчення літологічних особливостей та фізичних властивостей колекторів і непроникних прошарків по площі і розрізу площі та дозволяє надійно інтерпретувати матеріали геофізичних досліджень свердловин.

У пошукових свердловинах відбір керн із перших свердловин проводиться в перспективній частині розрізу в об'ємі 10% від загальної глибини свердловини. В таких свердловинах відбір проводиться в інтервалах залягання продуктивних пластів в об'ємі не менше від 6 до 8% від загальної глибини свердловини, а винос керн повинен складати не менше 60% від проходки колонковим долотом.

У розвідувальних свердловинах керн відбирається в інтервалах залягання продуктивних пластів в об'ємі не менше від 6 до 8% від загальної глибини свердловини. У кожній свердловині необхідно провести комплекс досліджень для підрахунку запасів вуглеводнів, а саме детальне вивчення керн для визначення літологічних і петрофізичних властивостей, мінерального складу, типу цементу порід-колекторів та їх ємнісно-,

фільтраційних властивостей. У процесі буріння ці інтервали повинні уточнюватися геологічною службою в залежності від розкритого розрізу свердловини [5,7].

В бакалаврській роботі конкретні проєктні інтервали відбору керн в типовій першій пошуковій свердловині наведені у геолого-технічному наряді (Графічний додаток 4) . Загальний обсяг відбору керн у породах менілітової світи складає 247 м, що становить 11% від проєктної глибини буріння типової свердловини.

З ціллю уточнення стратиграфічних границь та літологічної характеристики продуктивних пластів, виділених у розрізі свердловини на основі матеріалів буріння та промислово-геофізичних досліджень в свердловинах, крім відбору керн, проєктується відбір гірських порід боковим свердловальним ґрунтоносом із розрахунку 2 зразки на 1 м товщини продуктивного пласта.

Відбір шламу в свердловинах слід проводити по стовбуру свердловини через кожні 10м проходки, а у продуктивній частині розрізу - через кожні 5 м проходки, в інтервалах нафтогазопроявів - через кожні 2-3 метри проходки.

Відібрані взірці шламу необхідно упаковувати та позначати етикетками. Ці зразки є фактичним матеріалом, що додається до відібраного керн для отримання інформації про літологічний склад, характеристики колекторів та стратиграфічну приналежність розкритих гірських порід.

Відбір проб нафти, газу, води.

Проби нафти та газу слід відбирати у процесі буріння при нафтогазопроявах, а також при випробуванні свердловини у процесі буріння та в експлуатаційній колоні.

Необхідно здійснювати постійний та ретельний контроль за промивною рідиною, за нафтогазопроявами. Цей контроль покладається на геологічну та технологічну служби.

У процесі вивчення відібраних проб нафти і газу необхідно визначати:

– для нафти в пластових умовах - компонентний склад, а саме: вміст силікагелевих смол, асфальтенів, сірки, парафінів, масел; в'язкість, густину, величину тиску насичення нафти газом, газовміст, розчинність газу в нафті,

об'ємний коефіцієнт. Для нафти приведеної до стандартних умов: фракційний і груповий склад. Дослідження нафти проводяться за глибинними пробами.

- для вільного газу і газу, розчиненого в нафті: густину, теплоту згорання, вміст метану, етану, пропану, бутанів, пентанів та вищих гомологів, а також гелію, вуглекислого газу та азоту, сірководню. Склад розчиненого в нафті газу визначається вмістом газу, який виділяється в процесі розгазування глибинних проб нафти.

При отриманні із свердловин припливів підземних пластових вод визначається їх хімічний склад, вміст у них специфічних компонентів: бору, йоду, бромю, кальцію, магнію та ін., розчиненого у воді газу.

Газ, нафту, воду відбирають у таких випадках:

- 1) в процесі буріння при їх проявах, на скорочений аналіз – проби беруть з промивної рідини;
- 2) при проведенні ВПТ, на детальний аналіз.
- 3) при стаціонарному випробуванні, на детальний аналіз, крім того, глибинні проби води – для визначення кількості розчиненого газу.

Керн, що був піднятий при бурінні свердловин, шлам, пластові флюїди, відібрані при їх випробуваннях, підлягають лабораторним дослідженням з метою визначення літологічного складу та стратиграфічної приналежності розкритого розрізу, вивчення літологічних та ємнісних і фільтраційних характеристик, дослідження характеру насичення виявлених в ньому колекторів.

Геофізичні дослідження в свердловинах [5,7].

Промислово-геофізичні дослідження, які проводяться з метою вивчення всього розкритого свердловиною геологічного розрізу, його нафтогазоносності, встановлення і підтвердження проєктних перспективних горизонтів, контролю за технічним станом свердловини, проєктуються в оптимальних для даного регіону комплексах та об'ємах. Комплекс ГДС повинен включати обов'язкові (основні) методи досліджень та, при необхідності, додаткові.

Комплекс обов'язкових методів ГДС слід проводити:

- під час загальних досліджень по всьому стовбуру свердловини (масштаб 1:500);

– під час детальних досліджень у невивченій частині розрізу та в нафтогазоперспективних інтервалах. їх інтервальність, етапність, черговість визначаються проектом на будівництво свердловини.

Проведення обов'язкового комплексу промислово-геофізичних досліджень умовно можна поділити на дві частини:

– дослідження по всьому розрізу проектних свердловин у масштабі 1:500:

- а) стандартний каротаж (ПО, ПС);
- б) гамма-каротаж (ГК);
- в) газовий каротаж;
- г) нейтронний гамма-каротаж (НГК);
- д) кавернометрія;
- е) інклінометрія;
- є) термометрія;

– деталізаційні дослідження в інтервалах залягання продуктивних горизонтів при їх розкритті у масштабі 1:200:

- а) бокове каротаже зондування (БКЗ);
- б) боковий каротаж (БК);
- в) мікробоковий каротаж (МБК);
- г) мікрокавернометрія;
- д) гамма-каротаж (ГК);
- е) нейтронний гамма-каротаж (НГК);
- і) індукційний каротаж (ІК);
- з) акустичний каротаж (АК);
- ж) імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж.

Для контролю технічного стану свердловини:

- а) інклінометрія;
- б) кавернометрія та профілометрія;
- в) термометрія;
- г) контроль обсадних колон;
- д) контроль якості цементування.

Геофізичні дослідження у свердловинах слід проводити перед спуском кондуктора, технічної колони і після закінчення їх буріння. Дослідження слід

проводити через кожні 500 м проходки, а у розрізі продуктивних горизонтів — через 200 м і при необхідності через менший інтервал. Для детального вивчення нафтогазоносних і перспективних інтервалів розрізу, з метою виділення проникних і працюючих інтервалів та обґрунтування критеріїв виділення колекторів і визначення ефективних товщин необхідно проводити дослідження за технологією "каротаж-випробування-каротаж" комплексом методів ГДС [5,7].

Запроектований комплекс геофізичних досліджень у типовій першій пошуковій свердловині зафіксований в геолого-технічному наряді.

Лабораторні дослідження.

Лабораторні дослідження включають вивчення керну, шламу та пластових флюїдів. Відбір пластових флюїдів проводиться у процесі випробування пластів. Літолого-мінералогічний склад, геологічний вік, фізичні характеристики, мікрофауністична характеристика визначаються при дослідженні керну, шламу і взірців, відібраних боковим пробовідбірником.

Обсяги лабораторних досліджень визначені за умови, що винос кернового матеріалу в інтервалах залягання піщаних порід-колекторів повинен скласти не менш 60%, а колекторські характеристики повинні визначатися в обсязі 2-3 аналізи на 1 м піщаних порід та 50 аналізів по 50 у зразках ґрунтів, відібраних у свердловинах.

Планується такий комплекс лабораторних досліджень керна, шламу та флюїду, отриманого в процесі випробування свердловини:

- 1) мікропалеонтологічні дослідження із метою визначення стратиграфічного розрізу – 25 зразків;
- 2) літолого-петрографічні дослідження – 25 зразків;
- 3) визначення колекторських та фізико-механічних характеристик – 60 зразків;
- 4) хімічний аналіз – 10 зразків;
- 5) визначення нафтоводонасиченості – 30 зразків;
- 6) аналізи нафти в пластових умовах – 10 зразків;
- 7) аналізи нафти в поверхневих умовах – 10 зразків;
- 8) аналізи пластової води – 10 зразків;

9) аналізи газу – 5 зразків.

5. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЄКТНИХ РОБІТ

Перспективні ресурси категорії С₃ Надіївської площі становлять: загальні – 49452 тис т, видобувні – 9890 тис т.

Основні геолого - економічні показники проєктних робіт наведені в таблиці 5.1.

Пор. №	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1	Кількість проєктних свердловин	шт.	5
2	Проєктна глибина буріння типової свердловини	м	4350
2	Сумарний проєктний обсяг буріння	м	22400
3	Вартість 1 м проєктного буріння (середня по регіону)	грн/ м	50000
4	Витрати на підготовку структури до буріння (середні по регіону)	тис. грн	50000
5	Витрати на пошуково-розвідувальне буріння	тис. грн	1120000
6	Загальні витрати на реалізацію проєктних робіт	тис. грн	1170000
7	Очікувані перспективні добувні ресурси нафти за категорією С ₃	тис. т	9890
8	Коефіцієнт переведення ресурсів із категорії С ₃ в запаси категорій С ₁ +С ₂	–	0,6
9	Очікуваний приріст добувних запасів нафти категорій С ₁ +С ₂	тис. т	5934
10	Приріст очікуваних запасів нафти на одну свердловину	тис. т / свердловину	1186,8
11	Приріст очікуваних запасів нафти на 1 м проходки	т / м	265
12	Приріст очікуваних запасів нафти на 1 тис.грн	т/тис.грн	5,1
13	Вартість підготовки запасів 1 т нафти	грн / т	197

Аналіз одержаних геолого-економічних показників ефективності на Надіївській площі (приріст очікуваних запасів нафти на одну свердловину, приріст очікуваних запасів нафти на 1 м проходки, приріст запасів нафти на 1 грн витрат, вартість підготовки запасів 1 т нафти) дозволяє зробити висновок про економічну ефективність проведення проєктних пошуково-розвідувальних робіт на Надіївській площі, яку обґрунтовано слід вважати першочерговим об'єктом для постановки на

ньому пошукового буріння з метою виявлення промислових скупчень нафти в верхньомелітових відкладах палеогену.

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі досліджувалась геологічна будова і обґрунтовувалась методика проведення пошуково-розвідувальних робіт на Надіївській площі (родовище-аналог – Спаське), яка в адміністративному відношенні розташована на території Івано-Франківської області.

У тектонічному відношенні Надіївська площа пов'язана з Бориславсько - Покутською зоною Передкарпатського прогину і в її геологічній будові беруть участь відклади крейди, палеогену, неогену, антропогену, що характерні для багатьох родовищ Бориславсько - Покутської зони.

Безпосередньо поблизу Надіївської площі розташовані Спаське нафтове родовище-аналог, Чечвинське, Ріпнянське нафтові, Струтинське газонафтове родовища.

Промислова нафтогазоносність Надіївської площі пов'язується з мелітовими відкладами південно-східного блоку і доведена результатами випробування у свердловинах в межах Спаського та Лоп'яцького блоків. Ці відклади вміщують у собі мелітовий нафтовий поклад. Виходячи із розподілу порід-колекторів, у розрізі мелітової світи виділено один горизонт підрахунку – верхньомелітовий.

Отже, доцільність проведення на Надіївській площі пошукового буріння обґрунтовується наявністю та мірою підготовки сейсмозвідкою пастки склепінного тектонічно екранованого типу; розміщенням площі у структурно-тектонічних умовах, подібних до умов Спаського, Струтинського, Ріпнянського та інших родовищ із доведеною промисловою нафтогазоносністю палеогенових відкладів; наявністю у розрізі палеогенових відкладів пластів-колекторів з достатньо високими ємнісними та фільтраційними властивостями та порід флюїдоупорів.

Оцінка перспективних ресурсів виконувалась об'ємним методом. Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С₃ Надіївської площі

становлять:

початкові загальні – 49452 тис т;

початкові видобувні – 9890 тис т.

Розрахунки проводились за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua>.

В бакалаврській роботі обгрунтовано на Надіївській площі буріння однієї незалежної пошукової свердловини глибиною 4350 м та чотирьох залежних розвідувальних свдловин (глибини відповідно 4500, 4500, 4550 та 4500 м). Загальний метраж буріння - 22400 м.

Проведена геолого-економічна оцінка проектних робіт на Надіївській площі дозволяє зробити висновок про доцільність проведення тут пошуково-розвідувальних робіт.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. Т. 4 : Західний нафтогазоносний регіон. – Львів : УНГА, 1998. – 327 с.
2. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. - Київ: ДКЗ України, 1998 — 45 с.
3. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою Кабінету Міністрів України 5.05. 1997 р. за № 432.
4. Лозинський, О. Є., Дубей Н.В. Пошук та розвідка нафтових і газових родовищ : Лаб. практикум. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 92 с.
5. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник.—Київ: Наукова думка, 2004 – 446 с.
6. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
7. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко [et al.]. – К. : Наук. думка, 2005. – 432 с.
8. Фондові геолого-геофізичні та промислові матеріали НДІ ПАТ «Укрнафта».
9. Комп'ютерна програма Petrolres. <https://petrolres.nung.edu.ua/>