

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*БР 103 – НЗГ*

Група НЗГ–21-1

***Василик Зіновій***

*2025*

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

УДК 553.98

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект пошуково-розвідувальних робіт на Василівській 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. НЗГ-21-1 \_\_\_\_\_ Василик З. С.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Куровець С.С.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (посада, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (посада, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль \_\_\_\_\_ асист. Уграк Л.В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат \_\_\_\_\_ асист. Уграк Л.В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

*Допускається до захисту.*

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

Рецензент \_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

### ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

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

Студенту \_\_\_\_\_ Василюк Зіновію Степановичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт пошуково-розвідувальних робіт на Василівській площі

затверджена наказом ректора університету від « 16 » квітня 2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 15 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 Загальні відомості про район досліджень. 1.1 Географо-економічні умови. 1.2 Геолого-геофізична вивченість. 2 Геологічна будова досліджуваної площі. 2.1 Літолого-стратиграфічний розріз. 2.2 Тектоніка. 2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій. 2.4 Водоносність. 2.5 Пластові тиски та температури. 3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт. 3.1 Прогнозування нафтогазоносності. 3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу. 3.3 Мета і завдання проєктних робіт. 3.4 Обґрунтування розташування проєктної свердловини та її глибини. 3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння. 3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження. 3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу. 3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині. 3.9 Проєктний комплекс лабораторних досліджень. 3.10 Охорона надр та навколишнього середовища 4 Геолого-економічна оцінка проєктних робіт. 4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння. 4.2 Оцінка ефективності проєктованого буріння. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта по горизонтах відбиття \_\_\_\_\_

2. Геологічні розрізи по лінії I-I та лінії II-II \_\_\_\_\_

3. 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 \_\_\_\_\_

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.		Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи		Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження практики.		Виконано
4.	Аналіз геологічної будови площі.		Виконано
5.	Прогноз нафтогазоносності Василівської структури та оцінка ресурсів.		Виконано
6.	Проектування подальших геолого-розвідувальних робіт.		Виконано
7.	Економічна частина		Виконано
8.	Оформлення тексту і графічних додатків.		Виконано
	Захист бакалаврської роботи		Виконано

Завдання видав керівник \_\_\_\_\_  
( підпис )

доц. Куровець С.С.  
( посада, прізвище та ініціали )

Завдання прийняв студент \_\_\_\_\_  
( підпис )

Василик З. С.  
( прізвище та ініціали )

## **Реферат**

Бакалаврська робота налічує сторінок тексту – \_\_ , \_\_ таблиць, \_\_ рисунків, \_\_ графічних додатків.

У даній бакалаврській роботі висвітлено загальні відомості про територію досліджень, схарактеризовано основні риси геологічної будови, нафтоводоносність, висвітлено методику проведення пошуково-розвідувальних робіт на Василівській площі, інтервали випробування у типовій свердловині, інтервали відбору керну і шламу та виконано всі техніко-технологічні розрахунки.

На Василівській площі заплановано проведення пошуків та оцінка нафтових покладів у менілітових та ямненських відкладах.

Ключові слова: РОЗВІДКА, ПОШУКИ, ДОСЛІДЖЕННЯ, ЕФЕКТИВНІСТЬ, РЕСУРСИ НАФТИ, БУРІННЯ, СВЕРДЛОВИНА, ПОКЛАД.

## **Annotation**

The bachelor's thesis consists of \_\_ pages of text, \_\_ tables, \_\_ figures, \_\_ graphic applications.

This bachelor's thesis provides general information about the research area, characterizes the main features of the geological structure, oil and water content, highlights the methodology of prospecting and exploration works on the Vasilivska area, test intervals in a typical well, intervals of core and sludge sampling, and performs all technical and technological calculations.

The company plans to explore and evaluate oil deposits in the Menilithic and Yammenska formations at the Vasilivska area.

Keywords: EXPLORATION, PROSPECTING, RESEARCH, EFFICIENCY, OIL RESOURCES, DRILLING, WELL, DEPOSIT.

## Зміст

Вступ .....	
1 Загальні відомості про район досліджень .....	
1.1 Географо-економічні умови .....	
1.2 Геолого-геофізична вивченість .....	
2 Геологічна будова досліджуваної площі .....	
2.1 Літолого-стратиграфічний розріз .....	
2.2 Тектоніка .....	
2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій. ....	
2.4 Водоносність. ....	
3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт .....	
3.1 Прогнозування газоносності .....	
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти.....	
3.3 Мета і завдання проектних робіт .....	
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини. ....	
3.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння .....	
3.6 Вибір об'єктів для випробування і дослідження .....	
3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу .....	
3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині .....	
3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень .....	
3.10 Охорона надр та навколишнього середовища .....	
4 Геолого-економічна оцінка проектних робіт. ....	
4.1 Техніко-економічне обґрунтування буріння .....	
4.2 Оцінка ефективності проектного буріння. ....	
Висновки .....	
Перелік використаних джерел .....	

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Бориславський НГПР є найстарішим нафтовидобувним районом України. Він розміщений в Передкапаському прогині і охоплює північно-західну частину Внутрішньої зони та насунуту на неї Скибову зону Карпат. Поклади нафти в районі приурочені як до палеогенових відкладів глибинних складок так і до палеогенових та стрийських відкладів складок Скибової зони Карпат. Зокрема до цього тектонічного елементу геологічної будови приурочена площа проектних робіт.

Видобуток нафти в Бориславському НГПР займає широкий стратиграфічний діапазон – від верхньоюрських відкладів (Коханівське родовище) та крейдових відкладів Скибової зони (Міріамська, Мражницька, Старосільська ділянки) до палеоген-неогенових відкладів Бориславського родовища. Промислові скупчення вуглеводнів пов'язані з пластовими склепінними та тектонічно-екранованими покладами I, II, III ярусів Внутрішньої зони.

**Метою бакалаврської роботи** полягає у виявленні покладів нафти у менілітових та ямненських відкладах площі проектних робіт та провести підрахунок ресурсів нафти.

**Завдання досліджень.** Відповідно до виконаного загального аналізу геологічної будови Василівської площі виконано вибір перспективних газонафтоносних об'єктів для постановки пошукового та розвідувального буріння. Відповідно завданнями є:

- відкриті поклади нафти і газу;
- виконана дорозвідка недостатньо вивчених ділянок або блоків
- встановлені і підраховані розвідані запаси нафти;
- визначені параметри необхідні для складання проекту розробки родовища;
- дослідження порід та флюїдів промисловими та лабораторними методами.

**Об'єкт досліджень** – Василівська структура котра належить до Орівської скиби Складчастих Карпат

**Предмет досліджень** .- скупчення нафти, що приурочені менілітових та ямненських відкладів Василівської структури.

**Методи досліджень** – порівняння та аналіз первинного геолого-геофізичного фактичного матеріалу, результати виконаних лабораторних досліджень зразків керну і шламу, та пластових нафт, кількісна оцінка ресурсів нафти із використанням комп'ютерних технологій, економічний аналіз проектних пошуково-розвідувальних робіт площі досліджень.

Основою для написання бакалаврської роботи є фондові зібрані геолого-геофізичні матеріали, опублікована література по району проведення досліджень, а також особисті спостереження під час проходження практик.

# 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

## 1.1. ГЕОГРАФО-ЕКОНОМІЧНІ УМОВИ

Василівська площа розташована на території Дрогобицького району Львівської області (рисунок 1.1). Дрогобицький район розташований у південно-західній частині Львівської області [1].

Територія району лежить в межах Дрогобицької височини та Сколівських Бескидів і має загальний похил на південь. Середня висота над рівнем моря 300-400 м. По території району протікає 23 малих та середніх річки. Найбільші з них Стрий, Бистриця, Тисмениця. На цих річках облаштовано 7 великих поверхневих водозаборів питної та технічної води [1].

Клімат в регіоні помірний, з переважно м'якими зимами, середня температура зимових місяців  $+0,5^{\circ}\text{C}$ , літніх  $+15^{\circ}\text{C}$ . В окремі дні холодних зим температура може сягати  $-35^{\circ}\text{C}$ , а літніх  $+35^{\circ}\text{C}$ . Кількість опадів зростає в напрямку від Дністра до Карпат і знаходиться в межах від 600 до 1000 мм. Щорічно на ріках регіону буває до 3-4 паводків з підтопленням населених пунктів та сільськогосподарських угідь [1].

Загальна площа території Дрогобицького району 1.21 тис.кв.км. Площа лісів становить 475,8 млн. м<sup>2</sup>, площа сільськогосподарських угідь – 641 млн. м<sup>2</sup>.

На території Дрогобицького району та міст обласного підпорядкування: Дрогобича, Борислава, Трускавця проживає біля 250 тис. чоловік, з них на території району – 65 тис.чол.

Кількість сіл в районі – 76. Територіальний поділ Дрогобицького району – 47 сільських рад. З них два селища міського типу – Підбуж та Меденичі.

У регіоні нараховується біля 80 великих підприємств та організацій, в тому числі одне підприємство, що входять до переліку 100 найбільш екологічно небезпечних – АТ „НПК Галичина”. Стебницьке ДГХП „Полімінерал” входить до переліку найбільш екологічно небезпечних підприємств Львівської області. Загальна кількість підприємств, організацій та установ – більше 1000. На території регіону є два курорти державного значення - м. Трускавець та смт. Східниця. Всього кількість санаторіїв, пансіонатів та баз відпочинку налічує більше 70 одиниць. Найбільші санаторії розташовані в м. Трускавці : „Карпати”, „Алмаз”, „Рубін”, „Кристал”, „Янтар”, „Шахтар” [1].

Дрогобицький регіон має потужний промисловий потенціал і займає друге місце в області після м.Львова. Господарство регіону багатогалузеве: видобувна промисловість - нафта, озокерит, калійна сіль, природній газ, глина, гравій, торф, мінводи, прісні підземні води, харчова сіль; машинобудування; легка промисловість; переробна промисловість, в т.ч. нафтохімічна; харчопереробна; деревообробна промисловість; лакофарбова промисловість;

виробництво будівельних матеріалів, в т.ч. залізобетону; - металургійна промисловість; транспорт та зберігання газу, нафти та нафтопродуктів; сільське господарство; індустрія відпочинку та лікування [1].

У Дрогобицькому регіоні налічується 23 малі річки, загальна протяжність яких в межах району становить 410 км. Природні озера на території району відсутні. У регіоні налічується 105 ставків та водоймищ, загальною площею 2639 тис. м<sup>2</sup>. Для забезпечення об'єктів району та міст питною і технічною водою влаштовано водосховища та водозабори. Об'єм забору води з поверхневих водойм у 2002 році становив майже 6 млн. м<sup>3</sup> [1].

Районну карту ґрунтів складено на основі проведеного обслідування ґрунтів та природних кормових угідь. Район розташований в трьох ґрунтово-кліматичних зонах: Передкарпаття, Західного лісостепу, зона Карпат. Передкарпаття: поширені ясно-сірі, сірі, темно-сірі опідзолені та чорноземні ґрунти. Західний лісостеп: залягають дернові і лучні ґрунти, торфово-глейові ґрунти і торфовища.

Дрогобицький район займає площу 1210110 тис м<sup>2</sup>. З них :

- земель сільськогосподарського призначення 641040 тис м<sup>2</sup> (53 % );-

а) ріллі – 387950 тис м<sup>2</sup> (60,52 %);

б) багаторічних насаджень – 12530 тис м<sup>2</sup>;

в) сіножаті – 97530 тис м<sup>2</sup>;

г) ліси та інші лісовкриті площі – 475770 тис м<sup>2</sup>;

д) забудованої території – 44840 тис м<sup>2</sup>;

е) заболочених земель – 1933 тис м<sup>2</sup>;

ж) відкритих земель без рослинного покриву або з незначним рослинним покривом – 11280 тис м<sup>2</sup>;

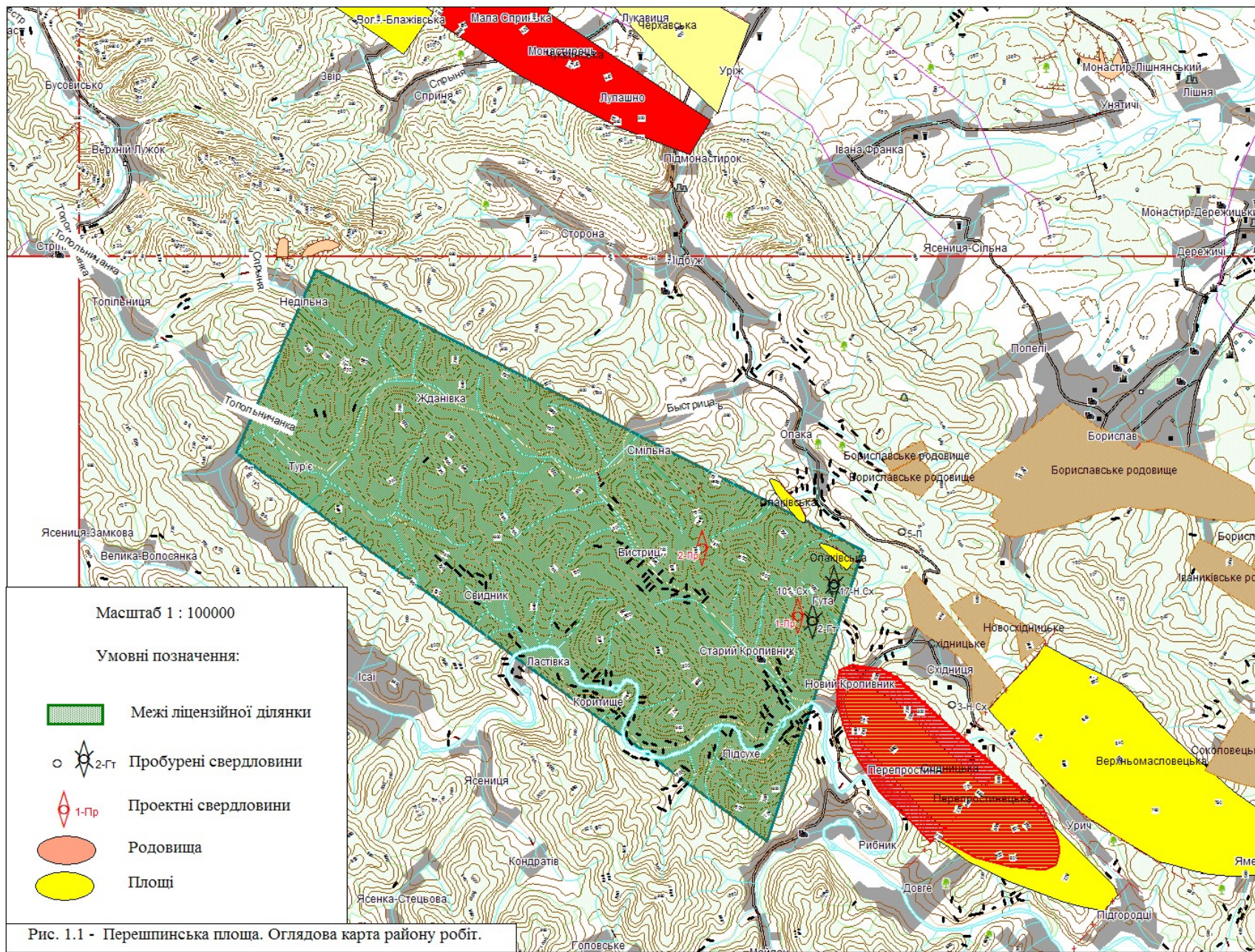
з) інші – 32400 тис м<sup>2</sup>.

З загальної кількості земель 300130 тис м<sup>2</sup> – меліорованих земель. З них: осушених гончарним дренажем – 246200 тис м<sup>2</sup>, двобічним регулюванням – 22570 тис м<sup>2</sup>. З них: ріллі – 203240 тис м<sup>2</sup>; сіножатей – 39020 тис м<sup>2</sup>, пасовищ – 49400 тис м<sup>2</sup>, багаторічних насаджень – 110 тис м<sup>2</sup>, інших земель – 8360 тис м<sup>2</sup> [1].

У 1999 році було проведено облік малопродуктивних земель, які потребують консервації, дані направлені на розгляд обласної комісії. Роботи по переводу не проведені, в зв'язку з тим, що землі були частково розпайовані.

Земель в стадії відновлення родючості в районі – 1040 тис м<sup>2</sup> (землі, які були затоплені внаслідок аварії на Стебницькому калійному комбінаті) [1].

На землях сільськогосподарського призначення ведуть господарську діяльність 21 господарств-товариств з обмеженою відповідальністю.



У Дрогобицькому районі організовано 52 фермерських господарств, яким виділено в користування 8300 тис м<sup>2</sup> земель сільськогосподарського призначення (з них ріллі – 6090 тис м<sup>2</sup>, садів – 42 тис м<sup>2</sup>; сінокосів – 1653 тис м<sup>2</sup>; пасовищ – 170 тис м<sup>2</sup>).

В 21 сільськогосподарських підприємствах району знаходяться 19 складів для складування міндобрив та пестицидів.

Державною екологічною інспекцією в Дрогобицькому регіоні проводяться роботи по вибору земельних ділянок під розміщення промислових об'єктів та для приватного будівництва. Так, в 2002 році проведені роботи по вибору земельних ділянок під розміщення 179 об'єктів [1].

На території району зустрічаються слідуочі види фауни: заєць-русак, лисиця, куниця лісова, куниця кам'яна, козуля, кабан, олень, борсук. На території національного парку „Сколівські Бескиди” зустрічаються, крім вище перерахованих видів фауни, ведмідь бурий, зубр, рись.

На території Дрогобицького регіону розташовано 31 об'єкти державного природно-заповідного фонду. З них заказників місцевого значення – 23, заповідних урочищ – 4, пам'ятників садово-паркового мистецтва місцевого значення – 4.

У тому числі на території Дрогобицького держлісгоспу розташовані 1 ландшафтний заказник місцевого значення “Бориславський” -загальною площею 20490 тис м<sup>2</sup>., В регіоні експлуатуються три родовища мінеральних вод – Трускавецьке, Східницьке та Бориславське. На базі цих родовищ функціонує два курорти державного значення – Трускавець та Східниця.

На території Дрогобицького регіону розташовано 31 об'єкти державного природно-заповідного фонду. З них заказників місцевого значення – 23, заповідних урочищ – 4, пам'ятників садово-паркового мистецтва місцевого значення – 4.

У тому числі на території Дрогобицького держлісгоспу розташовані 1 ландшафтний заказник місцевого значення „Бориславський” – загальною площею 20490 тис м<sup>2</sup>. У регіоні експлуатуються три родовища мінеральних вод – Трускавецьке, Східницьке та Бориславське. На базі цих родовищ функціонує два курорти державного значення – Трускавець та Східниця. Експлуатаційні запаси мінеральних вод Трускавецько-Східницької рекреаційної зони становлять 958.9 м<sup>3</sup>/д [1].

## **1.2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ**

Вивчення геологічної будови і нафтогазоносності Передкарпатського прогину, зокрема Бориславського району почалося ще в минулому столітті. Систематичні геологічні дослідження почалися в другій половині ХІХ і на

початку ХХ століття. На той час вивчення геологічної будови Карпат велося австрійськими, німецькими, польськими та чехословацькими геологами, такими як Р.Зубер, К.Толвінський, Г.Тейсере, Ю.Гжибовський, К.Пауль, Є.Тітце, І.Новак. В 1927 р. К.Толвінським разом з Б.Буяльським складена геологічна карта Скибових Карпат від Борислава до Прута в масштабі 1:200000. У 1881 р. Ф.Крейц і Р. Зубер вивчали геологічну будову району Мражниця-Східниця і склали його детальну геологічну карту масштабу 1:75000, а також провели стратиграфічне розчленування флішевих відкладів району Борислава, яке в основних рисах збереглося до сучасного часу [1]. Після другої світової війни почалося планомірне вивчення геологічної будови і нафтогазоносності всього Передкарпаття. В 1946-1948 р.р. вся територія Карпат була покрита геологічною зйомкою масштаба 1:200000, яка була виконана Карпатською експедицією МГРІ під керівництвом А.Богданова. У 1941 році вийшов збірник “Геологія і корисні копалини Західних областей УРСР” під редакцією Н.Н. Биховера [2], де по всіх виявлених покладах дані характеристика нафтогазоносності розрізу і рекомендації з їх розвідки [2].

Скибова зона Карпат відома своєю нафтогазоносністю ще з минулого століття. В межах Бориславського родовища відомі поклади нафти на ділянках: МЕР (поклад нафти приурочений до ямненських відкладів Берегової скиби), Міріам і Теміди (верхньострийські відклади Орівської скиби), старий Орівський промисел (верхньо- і середньострийські відклади), група покладів Східницького нафтопромислу приурочена до крейдово-палеогенових відкладів Східницької луски Орівської скиби [3]. В радянський період були відкриті нові родовища і поклади нафти в межах Скибової зони Карпат [2].

У 1970 р. ЦНДЛ виконана робота щодо обґрунтування напрямків пошукових і розвідувальних робіт в Скибовій зоні Карпат. Автори узагальнили всі фондові і літературні матеріали, а також дані глибокого буріння і промислово-геофізичних досліджень, дали рекомендації для буріння свердловин на перспективні відклади Скибової зони [1]. У 1988 році складений “Проект пошукових робіт на Старосільській площі” [1]. Свердловиною 11-Старосільською, пробуреною за цим проектом відкритий нафтовий поклад у крейдових відкладах Стрільбицької складки Берегової скиби. У свердловинах 13 і 21-Старосільських отримали промислові припливи нафти з ямненських відкладів Стросільської складки. У 2002 році була виконана робота під назвою „Уточнення геологічної будови та складання карт перспектив нафтогазоносності Берегової та Орівської скиб Карпат”, яка внесла вагомий вклад у вивченість даного району [2]. У 1994 році геологічним відділом ЦНДЛ виконаний проект пошукового буріння на Верхньомасловецькій площі [2] В результаті випробування стрийських відкладів Орівської скиби у процесі буріння свердловин 1-Верхньомасловецька отримано промисловий приплив

нафти. Це спонукало до складання проекту пошуків і розвідки покладів нафти у стрийських відкладах Орівської скиби на Верхньомасловецькій площі [2].

У 2002 році Західно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією був розроблений паспорт на Василівську структуру, підготовлену до глибокого буріння на нафту і газ [8]. Для деталізації структури було відроблено 27 пог.км профілів. З цих профілів найвагомішу роль відіграли профілі 72 і 76, перший з яких підтвердив існування структури і чітко визначив її південно-західне крило і склепінну частину, а другий (сполучний) дозволив досить впевнено виділити між поперечними порушеннями першочергову ділянку Василівської структури для подальших розвідувальних робіт. У 2001 році на Василівській площі проведено біолокаційну зйомку на 3 профілях з 2-х кратним повторюванням спотережень. На ПР5.1.01 (ПК0.00-ПК6.15), ПР5.2.01 (ПК0.00-ПК3.00), ПР5.3.01 (ПК0.00-ПК4.00) виявлено біолокаційні аномалії 1-го (Б) типу. На ПР5.1.01 (ПК6.15-ПК9.00) виявлено біолокаційні аномалії 1-го (А) типу. Також у 2004 році на площі виконані геолого-геохімічні дослідження, з метою оцінки перспектив нафтогазоносності [9]. За результатами проведеної геолого-геохімічної оцінки перспектив нафтогазоносності Василівську площу слід вважати в цілому перспективною для пошуків покладів нафти і газу, що витікає з аналізу характеру розподілу якісного складу і кількісного вмісту компонентів розсіяних вуглеводневих газів в різнокомпонентних сумішах [2].

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДОСЛІДЖУВАНОЇ ПЛОЩІ

### 2.1 ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНИЙ РОЗРІЗ

У будові Скибової зони Карпат Бориславського нафтопромислового району приймають участь флішеві відклади крейдової та палеогенової системи [3].

Крейдова система – К.

В Орівській скибі представлена відкладами стрийської світи - K<sub>2st</sub>. Відклади стрийської світи мають значний розвиток в межах досліджуваної території. В основному це товща флішу, відносно бідна фауною, монотонна за складом і важка для кореляції. Особливістю літологічного складу порід є тонко і середньоритмічне чергування пісковиків та аргілітів з прошарками вапняків та мергелів. Для порід характерна висока вапнистість, наявність розсіяної органіки і переважання сірих і темно-сірих кольорів [3].

Розчленування стрийських відкладів на три підсвіти є досить умовним. Відклади нижньострийської світи в площадному плані зазнають значних змін. Типовий розріз цих відкладів описаний по р. Дністер. Цей розріз представлений чергуванням пісковиків, алевролітів і мергелів. На фоні тонкоритмічного чергування порід зустрічаються більш потужні прошарки пісковиків (до 1 м) [10]. Для пісковиків нижньострийської підсвіти і стрийської світи в цілому характерний сірий колір з голубуватим відтінком та зеленуватим відтінком. Пісковики дрібно і середньозернисті, зустрічаються грубозернисті різновиди, які переходять іноді у підшві в гравеліти і деколи мікроконгломерати. Товщина підсвіти в середньому 300-400 м [3].

Середньострийська підсвіта розділяється на дві товщі. Нижня представлена груборитмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Вони бувають двох різновидів: сірі, світло-сірі, щільні з прожилками кальциту (товщина прошарків 1-2 м) і жовто-сірі, кварцеві, масивні. Товщина світи змінюється в межах від 300 до 600 м. Верхня частина середньострийської підсвіти складена ритмічним чергуванням піщано-глинистим флішем з прошарками мергелів і вапняків. Загальна товщина середньострийської підсвіти 1000-1100 м [3].

Верхньострийська підсвіта складена перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і глин. Пісковики сірі та зеленувато-сірі, тріщинуваті, кварцеві. Алевроліти темно-сірого кольору, кварцеві, різнозернисті. Характерною особливістю підсвіти є наявність окремих пачок, які відрізняються за літологічними ознаками. Верхня аргілітова пачка складається тільки з темно-сірих аргілітів, щільних, слабовапнистих, товщиною від 30 до 80 м. Нижче залягає I-й піщано-алевролітовий горизонт товщиною від 100 до 250 м. Зустрічаються пісковики товщиною від одного до трьох метрів, наступною

йде аргілітова пачка товщиною 25-50 м і знову II-й піщано-аргілітовий горизонт товщиною до 200 м [6].

Палеогенова система – P.

Відклади палеогенового віку широко розповсюджені на території Скибової зони Карпат. В межах Бориславського нафтогазопромислового району вони розвинуті і виходять на денну поверхню в Сколівській, Орівській та Береговій скибах. За своїми літофаціальними особливостями вони досить чітко розділяються на палеоценові, еоценові і олігоценові.

Палеоцен.

Ямненська світа – P<sub>1j</sub>m.

Палеоценові відклади представлені ямненською світою, в розрізі якого виділяються дві літологічні пачки порід: горизонт ямненських пісковиків і яремчанський горизонт. Яремчанський горизонт, який залягає безпосередньо на крейдових відкладах, складається з перешаровуючихся строкатими зеленувато-сірими і вишнево-червоними аргілітами, зеленувато-сірими алевролітами і сірими дрібнозернистими пісковиками. Товщина горизонту 10-40 м.

Ямненські відклади, які узгоджено залягають на яремчанському горизонті, це товстошаруваті, масивні різнозернисті, світло-сірі до жовто-бурих пісковиків, іноді слабо вапняковисті, з прошарками і лінзами гравелітів і дрібнопіщаних конгломератів. Пісковики часто розділені тонкими прошарками (10-30 см) сірих і зеленувато-сірих аргілітів. Товщина окремих прошарків пісковиків 0,5-2 м, зрідка до 3-4 м. Горизонт ямненських пісковиків є опорним і використовується як репер при кореляції всього розрізу палеогенових відкладів. Крім того цей горизонт вміщує промислові скупчення нафти (Стрільбицьке родовище і поклад МЕР в Береговій скибі, Східницьке родовище в Орівській скибі) [3].

Еоцен.

Для Скибової зони Карпат прийнята схема ділення еоценових відкладів, яка передбачає три світи: манявську, вигодську і бистрицьку. В межах досліджуваної території еоценові відклади мають широке розповсюдження по площі і розкриті глибокими пошуково-розвідувальними свердловинами.

Манявська світа – P<sub>2mn</sub>.

Представлена тонкоритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Аргіліти зелені, зеленувато-сірі до темних. Пісковики тонкозернисті, щільні, сірі і зеленувато-сірі з прошарками алевролітів. В підшві манявської світи залягає строкатий горизонт, який складається з зеленувато-сірих і вишнево-червоних аргілітів і тонких пісковиків. Товщина світи в Бориславському районі коливається в межах 75-300 м [3].

Вигодська світа - P<sub>2vg</sub>.

Представлена жовтувато- або бурувато-сірими масивними різнозернистими пісковиками, які іноді вміщують прошарки і лінзи гравелітів.

Пласти пісковиків (3-10 м) розділяються тонкими прошарками аргілітів. Масивні пісковики не завжди витримані по площі. В районі м Борислав світа представлена чергуванням зеленуватих аргілітів, алевролітів, темно-сірих з окремими прошарками світло-сірих пісковиків. Товщина вигодської світи в Бориславському районі змінюється від 75 до 320 м.

#### Бистрицька світа – P<sub>2</sub>bs.

В типовому розрізі представлена двома фаціями: попельською і бистрицькою, границя між якими не є постійною. Попельська фація характеризується карбонатними піщано-мергелевими, темно-сірими, при вивітрюванні голубуватими алевролітами. Бистрицька фація – це некарбонатні зелені аргіліти з малопотужними прошарками пісковиків. В Орівській скибі товщини відкладів даної фації змінюються від 110 до 220 м.

#### Олігоцен.

Олігоценові відклади представлені менілітовою світою P<sub>3</sub>ml. По поверхневій геології і за промислово-геофізичними матеріалами в розрізі менілітової світи виділяють три підсвіти: нижньоменілітову, яка вміщує шість горизонтів (підроговиковий, роговиковий, аргілітовий, клівських пісковиків, других зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовий), середньоменілітову і верхньоменілітову. Нижньоменілітова підсвіта починається пачкою (5-10 м) темно-сірих і чорних аргілітів, іноді з прошарками сірих пісковиків, на якій залягає витриманий і розвинутий по площі роговиковий горизонт, який є дуже гарним репером. Роговиковий горизонт складений тонкошаруватими темно-коричневими і чорними кремнями з прошарками окремих аргілітів, мергелів і світлих вапняків. Серед порід аргілітового горизонту переважають чорні аргіліти, які перешаровуються з дрібнозернистими пісковиками, алевролітами і мергелями. Горизонт клівських пісковиків представлений сірими пісковиками з прошарками темно-сірих аргілітів і алевролітів. Горизонт других зеленувато-сірих аргілітів складений невапняковистими аргілітами з прошарками алевролітів. В піщано-аргілітовому горизонті найбільше всього пісковиків. Середньоменілітова підсвіта складається з темно-сірих сильно вапняковистих аргілітів, які при вивітрюванні світліють і отримують світло-сірий колір. Аргіліти перешаровуються з голубувато-сірими вапняковистими пісковиками, як правило зверху косошаруватими. Верхньоменілітова підсвіта подібна до нижньоменілітової і складена чорними і коричневими аргілітами, з прошарками світлих пісковиків. В повному стратиграфічному розрізі підсвіти виділяють наступні пласти порід: піщано-аргілітовий підвищеного електричного опору, туфітовий, надтуфітовий і аргіліто-алевролітовий. Піщано-аргілітовий горизонт підвищеного електричного опору складений чергуванням аргілітів з малопотужними пропластками та прошарками алевролітів і пісковиків. Туфітовий горизонт, який зазвичай залягає вище, складений товщею туфітів і аргілітів з невеликими прошарками алевролітів і пісковиків. Туфіти темносірі,

щільні, як правило не карбонатні і слабокарбонатні. Надтуфітовий горизонт представлений аргілітами з домішками туфогенного матеріалу. Аргіліто-алевролітовий горизонт залягає зверху, завершує геологічний розріз верхньоменілітової підсвіти і представлений аргілітами, які чергуються з прошарками алевролітів і пісковиків [3].

Неогенова система – N.

У межах Скибової зони неогенові відклади мають обмежене розповсюдження. У межах досліджуваної території неогенова система представлена поляницькою світою, яка літологічно складена темно-сірими аргілітами з прошарками голубувато-сірих пісковиків і алевролітів. Як аргіліти, так і алевроліти та пісковики – вапняковисті. Полянницькі відклади в межах скиб розкриті свердловинами Бориславського родовища.

## 2.2 ТЕКТОНІКА

Василівська структура належить до Орівської скиби Складчастих Карпат. Розташована у північно-західній частині Скибової зони на території Дрогобицького району Львівської області, на південному заході від Східницького нафтового родовища.

Карпати і Передкарпаття згідно існуючих схем тектонічного районування розділяється на окремі зони (рисунок 1.2). В регіональному плані на відклади проміжного ярусу структур насунуті флішеві утворення Скибової зони, яка являється північно-східною крайовою частиною Карпат. Це безкореневий покрив переміщений в північно-східному напрямку, який перериває значну частину, а місцями повністю Внутрішню зону Передкарпатського прогину. Максимальна амплітуда насуву достовірно не встановлена хоча за різними джерелами визначається як 30-40 км [3].

Скибова зона – це полоса розвитку крейдових та палеогенових відкладів, які утворюють ряд крупних структур. Ці структури (скиби) витягнуті вздовж Карпат і простягаються на сотні кілометрів. З північного сходу на південний захід виділяється шість великих лусок (скиб): Орівська, Берегова, Парашки, Сколівська, Зелем'янки і Рожанки. Як Скибова зона в цілому, так і окремі луски ускладнені поперечними і повздовжніми порушеннями, які можуть затухати, зникати або зростати з глибиною. Повздовжні порушення можуть переходити в насиви значної амплітуди і утворювати нові луски. Амплітуди поперечних порушень різноманітні, часто спостерігаються значні зсуви як по вертикалі, так і по горизонталі [3].

Орівська скиба простягається вздовж усієї Скибової зони. Протяжність становить приблизно 270 км. У її фронтальній частині на денну поверхню виходять стрийські відклади, в центральній – палеогенові. Ширина скиби в північно-західній частині становить 2-4 км, кут нахилу площини насуву – 60-

70°. У південно-західному напрямку крутизна насуву зменшується, а ширина скиби зростає. В більшій частині Орівська скиба насунута на Берегову, а на південному сході повністю її перекриває. Фронт насуву має складну картину, його площина нахилена, в основному під кутом до 45°. Амплітуда насуву Орівської скиби на Берегову складає 6-6,5 км. Потужність насунутого комплексу порід Орівської скиби біля фронту коливається від 200 до 600 м, зростаючи з глибиною більше 1700 м до 2000-2500 м. Південно-східніше Монастирецького розлому Орівська скиба сильно розширюється і висувається на південний-схід перекриваючи та зрізаючи Старосільську луску. Тут вона складається з чотирьох лусок. Південно-західна – поступово перекривається та зрізається Сколівським насувом, а в пересіченні Ясениці-Сольної Орівська скиба представлена двома лусками: Опаківською і Попельською, які гарно прослідковуються по геологічній карті від Монастирецького розлому до зони Раточинського розлому. Максимальний підйом структур Орівської скиби спостерігається в пересіченні перерізу Борислав-Східниця. Далі на південний-схід проходить занурення Орівської скиби із наступним зменшенням ширини смуги відслоненості верхньокрейдових відкладів з подальшим перекриттям їх під палеогенові відклади [3].

Попельська луска, до якої відноситься об'єкт пошуків, являє собою антиклінальну складку з декількома склепіннями, які розділені синклінальними прогинами і тектонічними порушеннями. Північно-східне крило часто підвернуте і зрізане насувом на Опаківську луску, кути падіння досить круті. Південно-західне крило більш полого, також часто зрізається насувом Східницької луски. Характер будови, потужність і площа розповсюдження встановлені на основі матеріалів буріння глибоких пошуково-розвідувальних свердловин, а також геометрії, морфології та просторової ув'язки складки. Безпосередньо на Орівську насунута Сколівська скиба. Не дивлячись на те, що будова Сколівської скиби в порівнянні з іншими досить проста, відклади з яких вона складається вивчені слабо. Глибокими свердловинами Сколівська скиба розкрита на Добромиль-Стрільбицькій площі (свердловини 1, 4, 5, 7,8, 13-ДС), в Бориславському блоці (свердловини 2, 42-Сх), в Помярківському (свердловина 10-Сх), та в межах досліджуваного району в Попельському блоці (свердловини 100, 781-Сх, 17-Н.Сх). Це невеликий покрів, який складений з 1-3 лусок, котрі в свою чергу представлені стрийськими та спаськими відкладами верхньої та нижньої крейди. В цілому Сколівська скиба розбита серією поперечних порушень, які значно вплинули на нахил площини насуву, просторове і гіпсометричне положення окремих блоків [3].

В районі проектних робіт з північного заходу на південний схід виділяються Ясеницький та Попельський блоки. Попельський блок в свою чергу розділяється на дві ділянки. Виділена за результатами сейсмозвідки в 1998 р. тематичною партією ЗУГРЕ в процесі переінтерпретації матеріалів

минулих років. Остаточна деталізація була здійснена у 2001-2002 рр., для чого відроблено 27 пог.км профілів. Найбільш припіднятою є південно-східна частина Попельського блоку, склепінна частина якої знаходиться на відмітці мінус 400 м [8]. Структура являє собою антиклінальну складку з витягнутим і досить пологим північно-західним крилом. Але ця ділянка даним проектом як пошуковий об'єкт не розглядається, так як не захоплюється ліцензійною діяльністю. Крім того, в межах ділянки присутні зони санітарної охорони, які не дозволяють проводити пошукові роботи. Як першочерговий об'єкт для проведення пошукових робіт рекомендується розглянути північно-західну частину Попельського тектонічного блоку, перекриту насувом Сколівської скиби. Від сусідніх блоків вона відокремлюється двома поперечними порушеннями. Склепінна частина структури залягає неглибоко. За даними сейсмічних досліджень - це типова складка карпатського типу, вона складена повним комплексом палеогенових та верхньокрейдових відкладів. Тектонічно представлена як ускладнення довгого південно-західного крила Східницької складки. Північно-східною границею об'єкту є площина насуву амплітудою до 50 м. Складка має дуже коротке північно-східне крило і полого – південно-західне. Склепінна частина за даними сейсмічних матеріалів оконтурюється ізогіпсою -1500 м. Кути падіння прогнозуються в межах 30-35<sup>0</sup>. В Ясеницькому блоці кути падіння збільшуються і складка має досить круте південно-західне крило. Склепінна частина складки знаходиться на відмітці мінус 1500 м і зрізається з північного сходу поздовжнім тектонічним порушенням. Поперечне порушення, яке обмежує Ясеницький блок з північного-заходу закартоване на основі структурної карти покрівлі ямненських відкладів Берегової скиби Бориславського НГПР і трасується в районі свердловини 1-Оп [3].

Структурні побудови і визначення геологічної моделі площі проводилися за даними сейсмічних матеріалів. Тектонічні порушення і стратиграфічні елементи ув'язувалися також за даними геологічної карти. Так як на площі пробурена одна свердловина 2-Гута, яка бурилася на нижні структурні об'єкти, тому відчувався брак даних промислово-геофізичних досліджень свердловин.

### **2.3 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ДІЛЯНКИ НАДР ТА ПРИЛЕГЛИХ ТЕРИТОРІЙ**

Внутрішня зона Передкарпатського прогину, у якій сконцентровані основні родовища вуглеводнів, є перспективною у нафтогазоносному відношенні. Велика кількість покладів нафти приурочена до Скибової зони Карпат. Цьому сприяють відповідні структурно-тектонічні умови, розвиток у розрізі порід-колекторів, екрануючих товщ-покришок

У Бориславському районі в Скибовій зоні відомі і діють з минулого століття родовища нафти, які залягають на невеликих глибинах. До них

відносяться Східницьке, Урицьке, Стрільбицьке та Верхньомасловецьке родовища, а в межах Бриславського родовища поклади Міріам і МЕР. Крім того, в межах скиб існують дрібні поклади нафти, приурочені до самостійних структурних елементів. Серед них відомі Старосільський промисел, Вапнярка, Блянка, „старий” Орівський промисел.

Найбільш крупним родовищем з перерахованих являється Східницьке. Воно приурочено до Східницької антикліналі Орівської скиби. Основним продуктивним горизонтом є ямненська світа палеоцену. Поклади пластові, склепінні, тектонічно екрановані. Початкові дебіти коливалися від 1 до 6 т/д. Багатий на нафту ямненський горизонт на даний час є практично виснаженим через інтенсивну початкову розробку [3].

Поклад МЕР приурочений до ямненських відкладів локального підняття в Береговій скибі в межах Бориславського родовища. Початкові дебіти свердловин склали 4-5 т/д. Висота покладу до 100 м. Більший за розмірами, але дещо менший по продуктивності виявлений поклад Міріам. Нафтові пласти виявлені в верхньокрейдових відкладах. Вони приурочені до I і II-го піщано-алевролітового горизонтів. Початкові дебіти склали 0,5-2 т/д. Всього було пробурено 97 свердловин глибиною від 210 до 500 м. Також у верхньострийських відкладах виявлена промислова нафтоносність на ділянці Теміди, де пробурено 26 свердловин. Глибина продуктивних відкладів 150-530 м. Продуктивні пласти приурочені до I і II-го піщано-алевролітових горизонтів верхньої крейди [3].

До виявлених у XIX столітті відноситься Стрільбицьке родовище, яке на даний час знаходиться у розробці [12]. Воно приурочене до Стрільбицької та Старосільської складок Берегової скиби, яка частково перекривається насупом Орівської скиби. Глибини залягання нафти фактично починаються з поверхні і доходять до глибини 300 м. Пробурено на території родовища більше 80 свердловин середньою глибиною 200 м. Початкові дебіти склали до 5 т/д. Продуктивні горизонти, які приурочені до ямненських відкладів, представлені пластами пісковиків сумарною товщиною від 25 до 100 м. Розповсюдження і продуктивність ямненських відкладів Стрільбицької складки вивчалися на основі даних, отриманих при бурінні свердловин 11, 12 і 17-Ст.Сіль. Свердловиною 11-Ст.Сіль на південний схід від старого нафтопромислу відкрито поклад нафти у верхньострийських відкладах стрільбицької складки. У межах Старосільської складки пробурено 6 свердловин (13, 15, 21, 22, 24, 44-Ст.Сіль). Свердловини 13 і 21 відкрили поклади нафти у ямненських відкладах фронтальної луски складки [3].

Ділянки скупчень нафти були виявлені поблизу Східницького родовища. Серед них Опаківський промисел (ділянка Браво), промисли Вапнярка і Блянка. Опаківський промисел розташований у склепінній частині Опаківської структури (північно-західна перекліналь Східницького родовища) і можливо є

північно-західним продовженням Східницького родовища. Перші згадки про нафту відносяться до 1896 р. Продуктивні горизонти приурочені до еоценових та менілітових відкладів. Глибини залягання – 300-700 м.

По Р.Зуберу, який виділив у районі південного схилу гори Дзял сильно стиснуту вузьку антиклінальну структуру, на якій знаходиться промисел Вапнярка. Продуктивні горизонти приурочені до верхньокрейдових відкладів. Дебіти свердловин різні. Свердловина 3 з глибини 303 м давала 30 т нафти на рік, а свердловина 4 з глибини 427 м – 110 т нафти на рік. Аналогічні умови залягання нафтоносних горизонтів на промислі Блянка.

У межах Бориславського родовища нафтоносними є стрийські відклади в нижній частині Берегової скиби в районі пробурених свердловин 1610, 1625, 1373. у свердловині 1610, пробуреній у 1953 р. з метою дорозвідки менілітового покладу Бориславської Глибинної складки з інтервалу 1724-1762 м одержали приплив нафти дебітом 20 т/д. Інтервал, з якого працює свердловина віднесений до стрийських відкладів. На південний захід від свердловини 1610 пробурена свердловина 1660, в якій з інтервалу 1710-1740 м та аналогічних відкладів одержаний приплив води з півкою нафти, а на віддалі 100 м від неї свердловина 1373 працює нафтою з 1932 р., її початковий дебіт становив 20 т/д [3].

Нафтогазонасність крейдово-палеогенових відкладів Скибової зони Карпат вивчалася також у процесі буріння глибоких пошуково-розвідувальних свердловин.

На площі Доброміль-Стрільбичі проведено випробування у п'яти свердловинах 14 об'єктів. З 10-ти об'єктів припливу не отримано, з трьох об'єктів отримано пластову воду, з одного – приплив нафти у свердловині 7-ДС. У ряді свердловин площі у стрийських і ямненських відкладах Берегової скиби виділені слабонафтогазонасичені і нафтогазонасичені малопотужні пласти. Відклади Скибової зони Карпат площі Старий Самбір взагалі не випробовувались. У семи свердловинах проведений детальний комплекс ГДС. У трьох свердловинах виділені продуктивні пласти. У свердловинах 7 і 16 палеогенові відклади Берегової скиби за матеріалами ГДС інтерпретуються як нафтонасичені [3].

На площі Попелі випробувана одна свердловина 6-Попелі, в якій із стрийських відкладів Орівської скиби отримали приплив води. У свердловинах 2, 4, 5 у розрізі Орівської та Берегової скиб виявлено декілька пластів з неоднозначним характером флюїдонасичення.

У 13 свердловинах Заводівської площі за матеріалами промислової геофізики виділено ряд нафто і газонасних пластів. Зокрема, у свердловині 5-Зв з менілітових відкладів проміжного ярусу отримано непромисловий приплив нафти дебітом 0,3 т/д, а у свердловині 2-Зв із стрийських відкладів Орівської скиби з інтервалу 2080-2120 м отримали приплив нафти дебітом 0,9 т/д.

На досліджуваній території відклади Орівської скиби пробурені ряд свердловин, які розкрили Верхньомасловецьку та Південно-Верхньомасловецьку. 15 свердловин були пробурені і розкрили Верхньомасловецьку складку. Зокрема менілітові відклади складки зафіксовані у свердловинах 9, 11, 13, 15, 20, 25, 27, 30-Н.Сх, 1, 4, 11-Ур, 27-Ор. Менілітові відклади в присклепінній частині зрізані насувом Берегової скиби, але на крилах по даних буріння декількох свердловин перекриті поляницькими відкладами, які служать покришкою для зберігання покладів вуглеводнів. Пробурена у склепінній частині Верхньомасловецької складки Бориславського блоку свердловина 25-Н.Сх повністю розкрила плеогенові відклади у прямому і підвернутому заляганні. За даними ГДС виділяється 7 пластів пісковиків у менілітових і бистрицьких відкладах, з яких пласт в інтервалі 1386-1415,6 м нафтонасичений. Фізичні параметри нафтонасиченого пласта не визначалися за причиною відсутності достатнього комплексу геофізичних досліджень. В загальному за даними ГДС геофізиками менілітові відклади оцінені позитивно. Свердловина 4-Урич, яка була пробурена в 1968 році, розкрила Проміжний ярус структур в прямому і оберненому заляганні. В менілітових відкладах за даними промислово-геофізичних досліджень виділяються два пласта пісковиків в інтервалах 1377-1388 м і 1444-1453 м оцінених як обводнені. Однак при випробуванні цих відкладів в інтервалі 1400-1450 м припливу флюїдів не отримано. Це ставить під сумнів їх обводненість. Також у Бориславському блоці пробурені свердловини 15-Н.Сх та 11-Ур. Палеогенові відклади Верхньомасловецької і Південно-Верхньомасловецької складок розкрила свердловина 15-Н.Сх, які не випробовувалися та не вивчалися промислово-геофізичними дослідженнями. Свердловина 11-Урич повністю розкрила відклади палеогену у прямому і частково оберненому заляганні тільки Верхньомасловецької складки. Комплекс геофізичних досліджень в розрізі свердловини не проводився і випробуванням не вивчався [3].

У Помярківському блоці Верхньомасловецька складка бурінням практично не вивчена. Пробурені тут свердловини 72-Ур, 4 і 20-Н.Сх розкрили тільки крайне південно-західне крило складки, яке складене менілітовими відкладами в оберненому і прямому заляганні. Інформація про колекторські властивості цих відкладів відсутня, так як не проводилися промислово-геофізичні дослідження та випробування. У свердловині 2-Урич менілітові відклади за даними ГДС характеризуються як нафтонасичені, хоча виділені пласти представлені низькопористими пісковиками. У південно-східній частині Іваніківського блоку свердловиною 27-Н.Сх повністю розкриті відклади Верхньомасловецької складки. Випробування та промислово-геофізичні дослідження у свердловині не проводилися. Свердловина 11-Н.Сх розкрила тільки менілітові і бистрицькі відклади південно-західного зануреного крила складки. Свердловина не випробовувалась, але за даним інтерпретації ГДС у

розкритих відкладх виіляються нафтонасичені пласти. У північно-східній частині Іванківського блоку пробурені свердловини 27-Орив у присклепінній частині складки, 13 і 22-Н.Сх на південно-західному крилі. У свердловині 13-Н.Сх палеогенові відклади Верхньомасловецької складки не випробовувалися і не охоплені комплексом промислово-геофізичних досліджень. У свердловині 27-Орив з двох об'єктів одержані припливи нафти і з одного – газ. Із відкладів інтервалу 1502-1605 м і 1460-1570 м одержані припливи нафти дебітами відповідно 3,6 і 4 т/д. Газ отриманий з інтервалу 1630-1647 м менілітових відкладів Верхньомасловецької складки дебітом 6,2 тис.м<sup>3</sup>/д [3].

Свердловиною 1-Верхньомасловецька у верхньострийських відкладах Оривської скиби був відкритий поклад нафти. У результаті випробування, яке провели в процесі буріння з інтервалу 889-983 м отримали приплив нафти дебітом 75,8 м<sup>3</sup>/д. Але у відповідності з проектом [7] ця свердловина була запроектована на палеогенові відклади Верхньомасловецької складки проміжного ярусу структур. При випробуванні менілітових відкладів з інтервалу 1296-1325 м отримано промисловий приплив нафти дебітом 8 м<sup>3</sup>/д, після чого свердловина була передана в експлуатацію [3].

Глибокими пошуково-розвідувальними свердловинами на Східницькій площі вивчені відклади Попельської та Східницької лусок Оривської скиби [6]. Деталізаційний комплекс ГДС був проведений в одинадцяти свердловинах. У свердловинах 2, 4, 7, 9, 11, 14 і 17 по всьому розрізу відкладів Скибової зони виділено по декілька нафтоводонасичених пластів. У свердловині 781-Сх з інтервалу 2647-2657 м отримано приплив пластової води з нафтою загальним дебітом 1,8 т/д.

Таким чином, на підставі вищенаведених даних по нафтогазоносності відкладів Скибової зони Карпат можна припустити, що нафтогазонасиченість стрийських і палеогенових відкладів носить площадний характер і поширеність. Це дозволяє віднести площу проектних робіт до перспективних в нафтоносному відношенні і вимагає проведення пошукового буріння з метою відкриття покладів нафти (таблиця 2.1).

Форма покладів, в основному, визначається формою, морфологією і геометрією структур, які вміщують ці поклади вуглеводнів. Окрім структурно-тектонічного фактору, який впливає перш за все на форму покладу, також впливає літолого-фаціальна характеристика нафтогазових продуктивних горизонтів у розрізі та на площі поширення. У межах площі проектних робіт промислова нафтогазоносність передбачається в палеогенових відкладах Оривської скиби, а також можливо в крейдових відкладах вищезгаданної складки. Ймовірно, що форму пластових резервуарів будуть порушувати розриви. Вивчення і аналіз гідрогеологічних умов здійснювався на основі структурних побудов і накопичених знань отриманих в результаті багаторічного буріння пошукових і розвідувальних свердловин в межах

Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, в тому числі свердловин, які вивчали будову Скибової зони Карпат. Але в цілому, з огляду на досить складну геологічну будову, обумовлену складними тектонічними процесами, вивчення скиб не можна вважати закінченими [3].

Тип передбачуваних покладів вуглеводнів склепінний, пластовий, тектонічно екранований. Менілітові і крейдові відклади за результатами інтерпретації матеріалів ГДС свердловини 2-Гута є нафтонасиченими (таблиця 2.6). Величина пластового тиску прогнозується на 10 % вище за гідростатичний. Реальних даних замірів пластових тисків і температур по свердловині 2-Гута, яка пробурена в межах площі не проводилося, аналіз здійснювався на підставі результатів замірів в свердловинах 100-Сх та 17-Н.Сх (таблиці 2.2 та 2.3). На рисунку 2.3 наведено прогнозу зміну пластового тиску, а на рисунку 2.4 – графіки зміни пластової температури. Прогнозується що, виходячи з гідродинамічної характеристики, розробка покладів буде здійснюватися на режимі розчиненого газу [3].

## 2.4 ВОДОНОСНІСТЬ

На площі проектних робіт прогнозування гідрогеологічних умов здійснювалося на основі даних про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод отриманих із свердловин пробурених на сусідніх площах. Так як пластові води палеогенових відкладів Попельської луски Орівської скиби в районі проектних робіт не досліджувалися (таблиця 2.1)

На основі аналізу фактичного матеріалу встановлено, що для Скибової зони спостерігається нормальна гідрохімічна зональність [6]. Тобто відбувається збільшення мінералізації, степені метаморфізації вод і заміна гідрокарбонатнатрієвого типу вод на хлоркальцієвий з глибиною. На фізико-хімічні властивості пластових вод впливає глибина залягання водоносного горизонту і структурно-тектонічна будова району. При застосуванні гідродинамічних показників при прогнозуванні нафтогазоносності основну увагу слід приділяти гідрогеологічній закритості локальних структур, яка визначає сприятливі умови збереження в надрах нафтових і газових покладів. При вивченні ступеня гідрогеологічної закритості надр враховують головним чином сучасні гідрогеологічні умови, але збереження нафтових покладів у Передкарпатському прогині залежить не тільки від сучасної, а й від палеогідрогеологічної закритості локальних структур. Тобто необхідно проаналізувати як сучасну, так і палеогідрогеологічну обстановку, що виключала в певну геологічну епоху проникнення і активний рух інфільтраційних вод в породі. При дослідженні сучасної гідрогеологічної закритості локальних піднять Передкарпатського прогину виходять з розрахунку швидкостей руху підземних вод, враховуючи існуючу вертикальну і горизонтальну гідрохімічну зональність. Потужність зони активного водообміну становить у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину 300-600 м. Нижче цих глибин поширені зони утрудненого водообміну, де рух вод

відбувається лише в геологічному масштабі часу. Це означає, що для локальних піднять, які залягають нижче місцевого базису ерозії, характерний високий ступінь сучасної гідрогеологічної закритості [3].

Таблиця 2.1 - Результати ГДС і випробування свердловин Берегової та Орівської скиб Скибової зони Карпат в межах Бориславського НГПР [3]

Номер свердловини	Буріння		Фактична глибина свердловини, м	Інтервал залягання відкладів Скибової зони, м	Інтервал обробки ГДС, м	Результати інтерпретації ГДС і рекомендації до випробування	Результати випробування відкладів Скибової зони Карпат							Примітка
	початок	закінчення					Інтервал випробування			Дебіти				
							Глибина, м	Абсолютна відмітка, м	Вік порід	нафти, т/д	газу, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /д	води, м <sup>3</sup> /д	при дин. рівні, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Опака</b>														
1-Оп	6.6.1960	16.5.1962	3411	0-2400	238-2137 (39 пластів)	Весь розріз обводнений	1623-1318	-1145-1140	Р <sub>1</sub> jm Берегової скиби	-	-	3	-	Приплив пластової води
							1605-1604	-1126-1125	Р <sub>1</sub> jm Берегової скиби	-	-	-	-	Приплив пластової води
<b>Попелі</b>														
5-П	26.3.1967	29.2.1968	3234	0-1920	203-1884 (14 пластів)	Нафтогазоводоносні: 1250-1253. Інші пласти водоносні	Не випробовувалась							-
6-П	24.8.1967	6.2.1968	2422	0-1625	829-1604 (9 пластів)	Всі пласти водоносні	1060-1026	-375-341	K <sub>2</sub> st Берегової скиби	-	-	0,25	422	-
							938-910	-253-225	K <sub>2</sub> st Орівської скиби	-	-	5	683	-
							500-460	+184+144	K <sub>2</sub> st Орівської скиби	-	-	15	227	-
10-П	24.2.1968	31.3.1969	3552	0-2140	427-1656 (10 пластів)	Всі пласти водоносні	Не випробовувалась							-
<b>Східниця</b>														
2-Н.Сх	25.3.1972	30.4.1977	6020	0-4622	126-4617 (87 пластів)	2522-2525, 2691-2978 - нафта 3062-3138, 3177-3184, 3227-3241, 3186-3191, 3894-3932 - нафта з водою 3205-3212, 4135-4274, 3355-3356, 4247-4250, 3640-3642, 4517-4570 - вода з нафтою 4193-4206 - нафта 4277-4304, 4430-4435 - вода з нафтою Інші пласти водоносні або неколектори	Не випробовувалась							-

кінець таблиці 2.1

3-Н.Сх	16.6.1974	19.4.1976	4350	0-2858	2641-2646 (1 пласт)	2641-2646 - нафтоводоносний	Не випробовувалась							
17-Н.Сх	27.5.1977	1.3.1980	5465	0-3180	1147-3173 (46 пластів)	1334-1342 - нафта з водою 1523-1529 - нафта 1689- 1698 - газ 1843-1851 -газ з водою 1957-1986 - газ з водою 2086-2156 - нафта з водою 2359-2379 - вода з нафтою 3074-3084 - газ Інші пласти водоносні	2115-2085	-1402-1372	К <sub>2st</sub> Оривської скиби	-	-	-	-	За 22 години отримано 1,2 м <sup>3</sup> слаборозгазованого глинистого розчину. При повторному випробуванні припливу не отримано
100-Сх	21.7.1980	22.3.1981	2530	0-2530	1558-2482 (29 пластів)	1632-1636- вода з газом 1659-1661 - газ 1742-1777 - вода з газом 2192-2213, 2241-2250 - вода з нафтою 2348-2353, 2384-2399- вода з газом 2472-2482 - газ з водою Інші пласти водоносні	2369-2195	-1656-1482	К <sub>2st</sub> і Р <sub>1jm</sub> проміжного ярусу	-	-	-	-	Приплив розгазованого глинистого або прісного розчину 2,66 м <sup>3</sup>
781 Сх	17.3.1948	2.9.1950	2736	0-2736	289-2651 (62 пласти)	-	2657-2647	-2132-2122	К <sub>2st</sub> проміжного ярусу	-	-	1,8	-	Приплив пластової води з нафтою. Незначні прояви нафти
						-	2604-2597	-2079-2072	К <sub>2st</sub> проміжного ярусу	0,043	-	0,62	-	-
						-	2493-2488	-1968-1963	К <sub>2st</sub> проміжного ярусу	-	-	-	-	Припливу не отримано
						-	1946-1940	-1421-1415	К <sub>2st</sub> Оривської скиби	-	-	-	-	Приплив пластової води з плівкою нафти
						-	1272-1268	-747-743	Р <sub>1jm</sub> Оривської скиби	-	-	-	-	Припливу не отримано
						-	1240-1210	-715-685	Р <sub>1jm</sub> Оривської скиби	-	-	-	-	Приплив пластової води з плівкою нафти

Таблиця 2.2 - Результати замірів пластових тисків у свердловинах [3]

Номер свердловини	Дата заміру	Альтитуда, м	Вік - світа, підвіта	Інтервал випробування, м				Глибина заміру, м	Абсолютна точка глибини заміру, м	Температура, °С
				глибина		абс.відмітка				
				верх	низ	верх	низ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
100-Східниця	16.03.1981	713,3	P <sub>1j</sub> m	2195,5	2369,0	-1482,2	-1655,7	2211	-1497,7	51
	20.03.1981	713,3	P <sub>1j</sub> m	2200,0	2369,0	-1486,7	-1655,7	2215	-1501,7	64
17-Новосхідниця	31.05.1979	713,4	P <sub>1j</sub> m	2086,0	2114,0	-1372,6	-1400,6	2100	-1386,6	43
	08.06.1979	713,4	P <sub>1j</sub> m	2086,0	2114,0	-1372,6	-1400,6	2100	-1386,6	43
	08.05.1980	713,4	P <sub>1j</sub> m	2085,0	2118,0	-1371,6	-1404,6	2101,5	-1388,1	44
	16.05.1980	713,4	P <sub>1j</sub> m	2085,0	2118,0	-1371,6	-1404,6	2101,5	-1388,1	45
	30.05.1980	713,4	P <sub>1j</sub> m	2085,0	2118,0	-1371,6	-1404,6	2101,5	-1388,1	45

Таблиця 2.3 - Результати замірів температур [3]

Номер свердловини	Дата заміру	Альтитуда, м	Вік - світа, підвіта	Інтервал випробування, м				Глибина заміру, м	Абсолютна точка глибини заміру, м	Пластовий тиск, МПа
				глибина		абс.відмітка				
				верх	низ	верх	низ			
1	2	3	7	3	4	5	6	9	10	11
100-Східниця	16.03.1981	713,3	P <sub>1j</sub> m	2195,5	2369	-1482,2	-1655,7	2211	-1497,7	21,2
	20.03.1981	713,3	P <sub>1j</sub> m	2200	2369	-1486,7	-1655,7	2215	-1501,7	21,2
17-Новосхідниця	31.05.1979	713,4	P <sub>1j</sub> m	2086,0	2114,0	-1372,6	-1400,6	2100	-1386,6	12,2
	16.05.1980	713,4	P <sub>1j</sub> m	2085,0	2118,0	-1371,6	-1404,6	2101,5	-1388,1	17
	30.05.1980	713,4	P <sub>1j</sub> m	2085,0	2118,0	-1371,6	-1404,6	2101,5	-1388,1	12,4

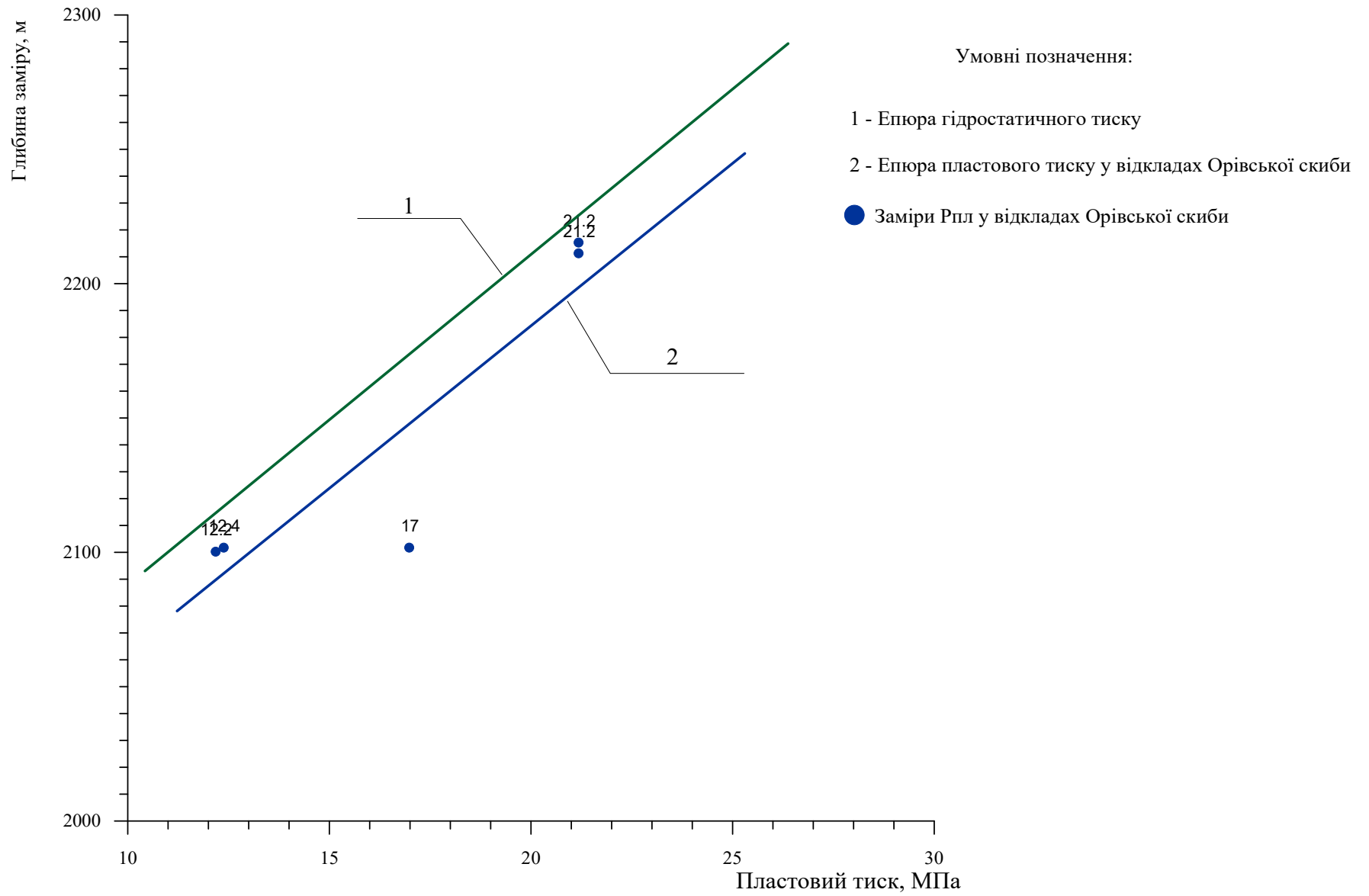


Рисунок 1.3 - Прогнозна зміна пластового тиску з глибиною на Перешпінській площі

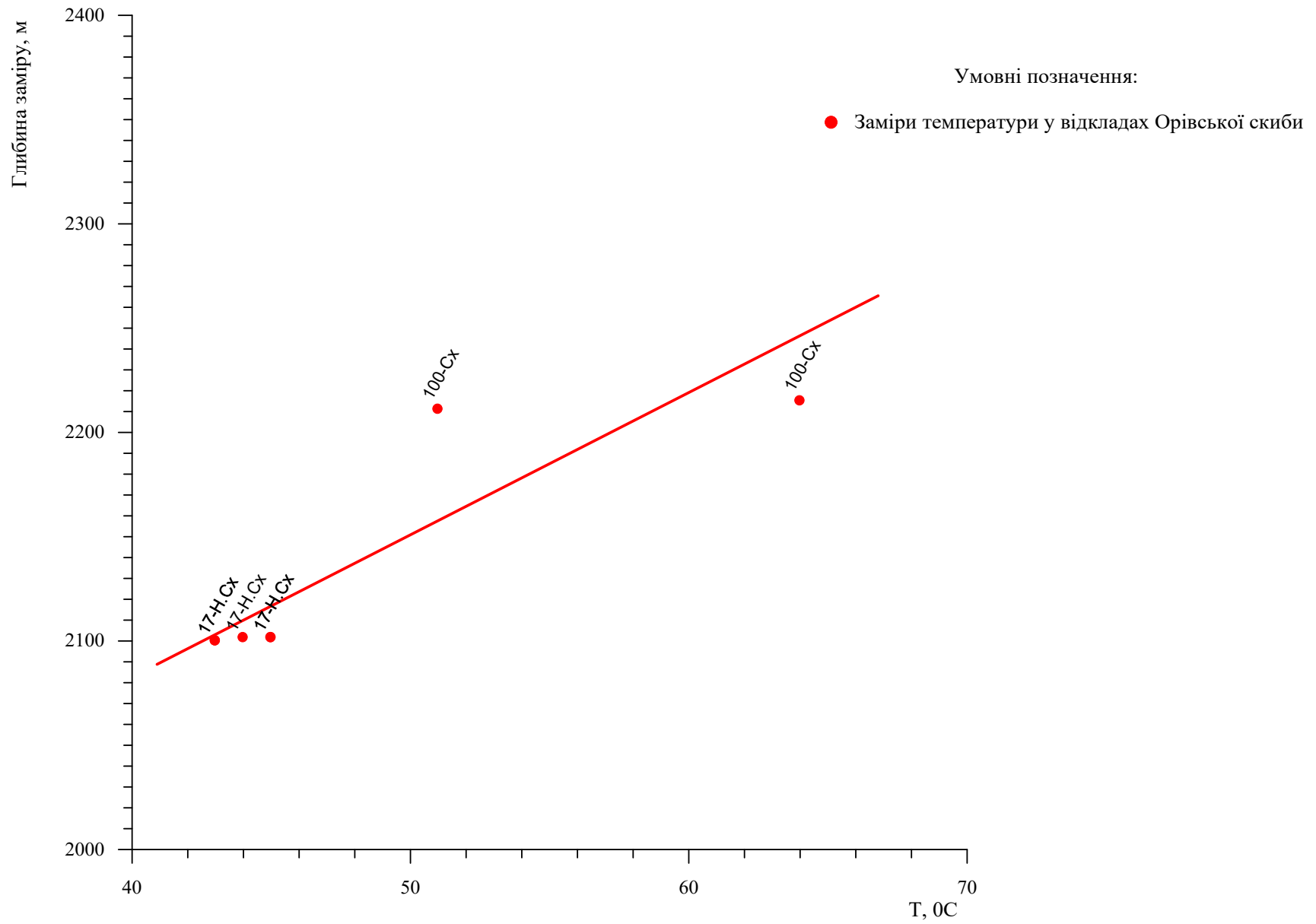


Рисунок 1.4 - Зміна пластової температури з глибиною на Перешпинській площі

Але сприятливі гідрогеологічні умови для збереження нафтових покладів існують тільки для тих структур, в яких сучасна гідрогеологічна зональність поєднується з високою палеогідрогеологічною закритістю (таблиця 1.5)

Однак на загальному фоні нормальної гідрогеологічної зональності зустрічаються і гідрохімічні аномальні ділянки.

Гідрогеологічні показники нафтоносності палеогенових відкладів Скибової зони Карпат у зв'язку з недостатньою кількістю даних вивчені не в повній мірі. Як відомо показником нафтоносності може служити мінералізація пластових вод і їх метаморфізація. Води з мінералізацією більше 20 г/л і вище та хлоркальцієвого або гідрокарбонатного типів можуть вважатися як супутні промисловим скупченням нафти [3].



Таблиця 2.5 - Показники палеогідрогеологічної закритості (розкритості) локальних структур [3]

Структура	Коефіцієнт гідрогеологічної закритості надр Гатальського	Na / Cl	Ca ++, мол.частка, %	SO <sub>4</sub> , мг/л	HCO <sub>3</sub> , мг/л	Тип води за класифікацією В.А.Суліна
1	2	3	4	5	6	7
Закрита	60-150	0,85-0,65	4-12	0-300	60-400	Хлоркальцієвий
Розкрита	11232	0,96-1,50	0,2-2,0	500-5000	500-8000	Гідрокарбонатнатрієвий, сульфатнатрієвий, інколи хлормагнієвий

### **3 ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ І ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ**

На даному етапі пошуки та розвідка покладів нафти і газу, що залягають на великих глибинах у зв'язку з низькою геолого-економічною ефективністю та збільшенням термінів окупності, стає недоцільними. Тому виникла потреба у спрямуванні геологічних робіт у напрямку пошуків покладів на невеликих глибинах. В останні роки багато уваги приділяється вивченню на предмет перспектив нафтогазоносності відкладів Скибової зони Карпат. Тому об'єктом пошукових робіт стала Скибова зона. геолого-геофізичного матеріалу, що стосується будови Скибової зони свідчить про перспективність скиб у нафтогазоносному відношені. Предтечею такої оцінки є сприятливі структурні умови і розвиток порід-колекторів та екранів. Це дозволяє виділяти об'єкти в межах районів, які характеризуються сприятливими умовами осадконагромадження, що визначені і підтверджені даними відкритих родовищ. Відомо, що в межах Внутрішньої зони основні промислові скупчення вуглеводнів приурочені до наступних нафтогазоносних комплексів: олігоценного та еоценово-палеоценового і до крейдово-палеогенових відкладів Скибової зони Карпат.

Василівська структура належить до Орівської скиби Складчастих Карпат. Розташована у північно-західній частині Скибової зони на території Дрогобицького району Львівської області, на південному заході від Східницького нафтового родовища.

Цей геологічний об'єкт був виявлений в 1998 році тематичною партією ЗУГРЕ в процесі переінтерпретації матеріалів минулих 1971-1982 років. Остаточна деталізація структури була здійснена у 2001-2002 роках. Склепінна частина структури залягає неглибоко. Василівська складка за даними сейсмічних досліджень це типова складка карпатського типу із зрізаним північно-західним крилом, вона складена повним комплексом палеогенових та верхньокрейдових відкладів. Тектонічно представлена як ускладнення довгого південно-західного крила Східницької складки. Північно-східною границею об'єкту є площина насуву. У межах об'єкту пробурена свердловина № 2-Гута, яка зверху пройшла відклади крейди Сколівської скиби і на глибині 2080 м (2051 м по результатах інтерпретації даних ГДС) розкрила відклади палеогену тильної частини Орівської скиби. У 2002 році Західно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією був розроблений паспорт на Василівську структуру, підготовлену до глибокого буріння на нафту і газ [8]. Для деталізації структури було відроблено 27 пог.км профілів. З цих профілів найвагомішу роль відіграли профілі 72 і 76, перший з яких підтвердив

існування структури і чітко визначив її південно-західне крило і склепінну частину, а другий (сполучний) дозволив досить впевнено виділити між поперечними порушеннями першочергову ділянку Василівської структури для подальших розвідувальних робіт. Детальні роботи разом з минулорічними профілями складають досить щільну (2, 3 км/км<sup>2</sup>) сітку спостережень, якість відбиттів на часових розрізах, в основному, хороша [4].

У 2001 році на Василівській площі проведено біолокаційну зйомку на 3 профілях з 2-х кратним повторюванням спотережень. На ПР5.1.01 (ПК0.00-ПК6.15), ПР5.2.01 (ПК0.00-ПК3.00), ПР5.3.01 (ПК0.00-ПК4.00) виявлено біолокаційні аномалії 1-го (Б) типу. На ПР5.1.01 (ПК6.15-ПК9.00) виявлено біолокаційні аномалії 1-го (А) типу.

Також у 2004 році на площі виконані геолого-геохімічні дослідження, з метою оцінки перспектив нафтогазоносності. За результатами проведеної геолого-геохімічної оцінки перспектив нафтогазоносності Василівську площу слід вважати в цілому перспективною для пошуків покладів нафти і газу, що витікає з аналізу характеру розподілу якісного складу і кількісного вмісту компонентів розсіяних вуглеводневих газів в різнокомпонентних сумішах. Аналіз розподілу полів газогеохімічних ознак перспектив нафтогазоносності на Василівській площі дає підстави стверджувати, що на досліджуваній території присутні такі характеристики газогеохімічних полів, які ідентифікуються в найважливіші параметри покладу [4].

### **3.1 ПРОГНОЗУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ**

Вивченість площі на основі матеріалів по пробурених свердловинах низька. Остаточна уява про геологічну будову може бути сформована після отримання результатів буріння свердловини. У цілому, якщо приймати до уваги проведені сейсмічні та біолокаційні дослідження, а також позитивні результати геолого-геохімічних досліджень можна сказати що ця ділянка заслуговує на увагу з позиції перспектив нафтогазоносності. Крім того для зниження ризиків буріння пошукових свердловин рекомендується з метою уточнення наявності пастки вуглеводнів, провести відновлення свердловини 2-Гути, з наступним випробуванням менілітових відкладів Орівської скиби, яка призначалася для пошуків покладів нафти і газу в палеогенових відкладах II ярусу структур Гутівської складки до глибини 5600 м. Це дасть змогу прийняти правильні рішення з економічним обґрунтуванням про доцільність проведення пошукового буріння на площі. Також слід звернути увагу на стрийські відклади Орівської скиби і під час буріння провести випробування виділених в свердловині 2-Гута за результатами ГДС продуктивних інтервалів (таблиця 3.1) [4].

Таблиця 3.1 - Виділені пласти за результатами інтерпретації матеріалів ГДС свердловини 2-Гуга [4]

Номер свердловини	Горизонт	Інтервал залягання пласта, м		Товщина пласта, м	Ефективна товщина, м	Характер насичення
		верх	низ			
1	2	3	4	5	6	7
2-Гуга	K <sub>2st</sub>	844,0	848,0	4,0	2,0	нафта
		1582,0	1592,0	10,0	5,0	
		1606,0	1613,0	7,0	7,0	
		1609,0	1616,0	7,0	7,0	
		1618,0	1623,0	5,0	5,0	
		1680,0	1687,0	7,0	6,0	
		1707,0	1710,0	3,0	3,0	
	P <sub>3ml</sub>	2100,0	2130,0	30,0	25,0	
		2134,0	2143,0	9,0	7,0	
		2145,0	2148,0	3,0	3,0	

### 3.2 КІЛЬКІСНА ОЦІНКА РЕСУРСІВ НАФТИ

Оцінка ресурсів та запасів нафти виконана відповідно до інструкції, із застосуванням класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр [7].

За ступенем геологічного вивчення на даній площі виділяються для підрахунку перспективні ресурси нафти, які кількісно оцінені за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та інших вивчення ділянок надр в межах продуктивних товщ. Продуктивні ресурси враховують можливість відкриття нових родовищ (покладів) нафти і газу та є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт. Продуктивні ресурси позначаються кодом класу 333 і відносяться до групи, промислове значення якої не визначено. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових робіт та розрахунку їх промислового значення при складанні початкової геолого-економічної оцінки в загальних ресурсах виділяється їх видобувна частина.

У геологічному розрізі площі очікується наявність покладів нафти у менілітових та ямненських відкладах по яким проводиться оцінка ресурсів. Виділяється 4 перспективних об'єкта. Ресурси підраховані по кожному об'єкту окремо.

Площа нафтоносності визначалася через площу пастки і коефіцієнт заповнення пастки, шляхом множення площі оцінюємого блоку, заміряну по останній ізогіпсі, на коефіцієнт заповнення пастки. Ступінь заповнення пастки є основним параметром при оцінці очікуємих ресурсів вуглеводнів. У роботі використовувалися коефіцієнти заповнення пастки по площі, розраховані для менілітових і ямненських відкладів. Заміри площ здійснювалися за допомогою програми '<https://petrolres.nung.edu.ua/>' на структурній карті масштабу 1:25000 (граф.додаток 1). Для менілітового продуктивного горизонту прийняте значення коефіцієнту заповнення пастки становить 0,48, для ямненського – 0,37. Ефективна потужність для менілітових відкладів визначалася по стандартному каротажу пошукової свердловини 2-Гута, яка розкрила менілітові відклади північно-західної ділянки Попельського блоку, для ямненського пошукового об'єкту ефективна потужність визначалася як середня величина по картах загальних та ефективних товщин побудованих для ямненських відкладів Східницької луски. Коефіцієнти відкритої пористості, нафтонасиченості, об'ємний коефіцієнт, який враховує усадку нафти, питома вага і коефіцієнт нафтовіддачі прийняті по середньорайонним значенням, визначених на основі статистичної обробки даних по Внутрішній зоні Передкарпатського

прогину.

Оцінка видобувної частини ресурсів нафти із продуктивних горизонтів проведена об'ємним методом за формулою М.А.Жданова [6]:

$$Q_n = F \cdot h \cdot K_p \cdot K_n \cdot \rho_n \cdot \theta \cdot \eta_n, \quad (3.1)$$

де  $Q_n$ - видобувні ресурси нафти, т;

$F$ - площа нафтоносності, м<sup>2</sup>;

$h$ - нафтонасичена товщина, м;

$K_p$ - коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниць;

$K_n$ - коефіцієнт нафтонасиченості, частки одиниць;

$\rho_n$ - густина нафти в поверхневих умовах, кг/м<sup>3</sup>;

$\theta$ - перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти;

$\eta_n$ - коефіцієнт вилучення нафти, частки одиниць.

Відомості про підрахункові параметри, перспективні ресурси вуглеводнів по об'єктах, блоках і по площі в цілому наведені в таблиці 3.1.

При таких прийнятих параметрах підраховані початкові ресурси нафти визначені за допомогою програми "<https://petrolres.nung.edu.ua/>", дані про величини ресурсів нафти по площі в цілому наведені в таблиці 2.4, та у вигляді спеціалізованих комп'ютерних роздруків.

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

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+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  
 С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub> 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:

83	97	111	110	98	86	85	66	55	39	22	5	16	29	49	61				
----	----	-----	-----	----	----	----	----	----	----	----	---	----	----	----	----	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: Коефіцієнт відкритої пористості: Коефіцієнт нафтонасиченості: Об'ємний коефіцієнт нафти: Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: Коефіцієнт вилучення нафти: **Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 4414 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 6516 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 782 тис. т

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

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+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  
 С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub> 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:

83	97	111	110	98	86	85	66	55	39	22	5	16	29	49	61				
----	----	-----	-----	----	----	----	----	----	----	----	---	----	----	----	----	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: Коефіцієнт відкритої пористості: Коефіцієнт нафтонасиченості: Об'ємний коефіцієнт нафти: Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: Коефіцієнт вилучення нафти: **Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 4414 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 6413 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 770 тис. т

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

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

English

**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод  Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

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

Виконавець: Родовище / площа: Поклад / горизонт / пласт: Категорія запасів / ресурсів :  A  B  A+B  A+B+C<sub>1</sub>  A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  B+C<sub>1</sub>  B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  
 C<sub>1</sub>  C<sub>2</sub>  C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  C<sub>1</sub>(зона дренажу)+C<sub>2</sub>  C<sub>3</sub> 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/м<sup>3</sup>: Коефіцієнт вилучення нафти: **Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 5630 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 7953 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 954 тис. т

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

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

English

**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод  Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

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

Виконавець: Родовище / площа: Поклад / горизонт / пласт: Категорія запасів / ресурсів :  A  B  A+B  A+B+C<sub>1</sub>  A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  B+C<sub>1</sub>  B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  
 C<sub>1</sub>  C<sub>2</sub>  C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>  C<sub>1</sub>(зона дренажу)+C<sub>2</sub>  C<sub>3</sub> 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/м<sup>3</sup>: Коефіцієнт вилучення нафти: **Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 5630 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 8312 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 997 тис. т

Таблиця 2.4 - Зведена таблиця підрахункових параметрів та ресурсів нафти Василівської площі

Площа нафтоносності, тис.кв.м	Ефективна нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина сепарованої нафти, кг/м <sup>3</sup>	Початкові ресурси нафти, тис.т	
		відкритої пористості	нафтонасиченості	перерахунковий	вилучення нафти		загальні	добувні
4414	35	0,097	0,72	0,7	0,12	850	6516	782
4414	30	0,11	0,7	0,75	0,12	850	6413	770
5630	35	0,097	0,72	0,7	0,12	850	7953	954
5630	30	0,11	0,7	0,75	0,12	850	8312	997
по площі							29194	3503

### **3.3 МЕТА І ЗАВДАННЯ ПРОЕКТНИХ РОБІТ**

В якості основних факторів, які визначають вибір регіональної методики робіт, системи розміщення свердловин і послідовність їх буріння, прийняті геолого-геофізичні дані про тип пасток, розповсюдження в них флюїдів, ступінь заповнення пастки.

Метою проведення пошуково-розвідувальних робіт на Василівській площі є пошуки і розвідка покладів нафти у палеогенових відкладах Орівської скиби. У результаті проведення пошукових і розвідувальних робіт повинні вирішитись наступні завдання:

- відкриті поклади нафти і газу;
- виконана дорозвідка недостатньо вивчених ділянок або блоків
- встановлені і підраховані розвідані запаси нафти;
- визначені параметри необхідні для складання проекту розробки родовища.

Для успішного виконання поставлених перед пошуковими свердловинами задач, авторами проекту рекомендуються такі заходи:

- в процесі буріння свердловини є обов'язковим застосування станції геолого-геохімічного і технічного контролю.

- управлінню бурових робіт при розкритті потенційно продуктивного інтервалу не відхилятися від рекомендованих у проекті, щодо параметрів промивної рідини і забезпечити виконання повного комплексу промислово-геофізичних досліджень. - проводити поінтервальне випробування виділених за результатами промислово-геофізичних досліджень нафтонасичених пластів, не об'єднувати їх при випробуванні з іншими пластами, відмінними по характеру насичення [7].

- при випробуванні перспективних пластів в процесі буріння, оцінених як нафтогазонасні, передбачити досліду експлуатацію з визначенням фільтраційних параметрів пласта.

### **3.4 ОБГРУНТУВАННЯ РОЗТАШУВАННЯ ПРОЕКТНИХ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХ ГЛИБИНИ**

Для вирішення поставлених завдань, проектується буріння, випробування пошукових і розвідувальних свердловин, промислово-геофізичні дослідження, відбір керну, шламу, проб води, нафти, газу та їх лабораторне вивчення.

У даній бакалаврській роботі для пошуків та оцінки передбачуваних

покладів нафти в менілітових і ямненських відкладах рекомендується запроектувати дві пошукові (№1 і 2) та чотири розвідувальні свердловини (№3, 4, 5, 6). Черговість вводу в буріння свердловин відповідає їх порядковому номеру, при чому пошукові свердловини 1 і 2 є не залежними і рекомендуються для буріння одночасно, свердловини 3, 4, 5 і 6 є також незалежними між собою і рекомендуються для буріння одночасно, вони залежать від результатів буріння свердловин 1 і 2.

Першу пошукову свердловину 1-Василівська рекомендується закласти в межах північно-західної ділянки Попельського блоку на відстані 250 м на південний захід від свердловини 2-Гута проектною глибиною 3000 м, проектний горизонт ямненські відклади палеоцену. Це обґрунтовується геологічною будовою структури і картою інформаційно-аналітичного поля за даними геохімічних досліджень. Задача буріння свердловини – відкрити поклади нафти у менілітових і ямненських відкладах північно-західної ділянки Попельського блоку Василівської площі, вивчення структурно-тектонічних особливостей площі проектних робіт, детальне вивчення літологічного складу продуктивних пластів, визначення їх основних параметрів.

Друга пошукова свердловина 2-Василівська проектується в межах Ясеницького блоку в присклепінній частині на відстані 250 м на південний-захід від фронту складок з метою відкрити покладів нафти у менілітових і ямненських відкладах в межах Ясеницького блоку Василівської площі. У результаті буріння свердловини планується вивчення структурно-тектонічних особливостей площі проектних робіт, детальне вивчення літологічного складу продуктивних пластів, визначення їх основних параметрів, уточнення наявності пастки вуглеводнів проектною глибиною 3050 м, проектний горизонт – ямненські відклади палеоцену. Положення свердловини обумовлено структурними побудовами, виконаними на основі сейсмічних досліджень.

Свердловина №3 (розвідувальна, проектна) рекомендується для буріння в межах північно-західної ділянки Попельського блоку на відстані 1000 м на південний схід від свердловини №1. Проектна глибина свердловини 3200 м, проектний горизонт – ямненські відклади палеоцену.

Свердловина №4 (розвідувальна, проектна) рекомендується для закладання на периферії північно-західної ділянки Попельського блоку на відстані 1370 м на південний захід від свердловини №1. Проектна глибина 3400 м, проектний горизонт – ямненські відклади палеоцену.

Свердловина №5 (розвідувальна, проектна) рекомендується для закладання в межах Ясеницького блоку, на відстані 800 м на північний

захід від свердловини №2. Проектна глибина свердловини 3350 м. проектний горизонт – ямненські відклади палеоцену.

Свердловина №6 (розвідувальна, проектна) рекомендується для закладання в межах Ясеницького блоку, на відстані 1100 м на південний схід від свердловини №2. Проектна глибина свердловини 3650 м, проектний горизонт – ямненські відклади палеоцену.

Основні задачі буріння розвідувальних свердловин №3, 4, 5, 6: встановлення контакту нафта-вода, вивчення структурно-тектонічних особливостей родовища; вивчення літологічного складу продуктивних пластів; визначення їх загальної і ефективної товщини, колекторських властивостей, нафтонасиченості і характеру зміни цих параметрів по площі і розрізу; детальне вивчення фізико-хімічних характеристик флюїдів по продуктивному пласту; вивчення дебітів свердловин, а також пластового тиску, тиску насичення і інших параметрів; оцінка виявлених запасів нафти за категоріями  $C_1$  і  $C_2$ ; вияснення деталей геологічної будови Василівської складки.

Зведений реєстр проектних свердловин наведений в таблиці 3.2.

**Таблиця 3.2. - Стратиграфічні розрізи проектних свердловин**

Індекс стратиграфічного підрозділу	Глибина залягання, м					
	Номера проектних свердловин					
	1	2	3	4	5	6
$K_{2st}$	0-560	0-980	0-760	0-960	0-1280	0-1580
$K_{2st}$	560-2080	980-2320	760-2280	960-3480	1280-2620	1580-2820
$P_{3ml}$	2080-2200	2320-2490	2280-2400	2480-2600	2620-2790	2820-3090
$P_{2bs}$	2200-2460	2490-2580	2400-2660	2600-2860	2790-2980	3090-3180
$P_{2vg}$	2460-2580	2580-2700	2660-2780	2860-2980	2980-3000	3180-3300
$P_{2mn}$	2580-2800	2700-2800	2780-3000	2980-3200	3000-3100	3300-3400
$P_{1jm}$	2800-2920	2800-3000	3000-3120	3200-3320	3100-3300	3400-3600
$K_{2st}$	2920-3000	3000-3050	3120-3200	3320-3400	3300-3350	3600-3650

### **3.5 ВИБІР ТИПОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ТА ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЇЇ БУРІННЯ**

За типову свердловину вибираємо свердловину №1-Василівська яка

зкладається в межах північно-західної ділянки Попельського блоку на відстані 250 м на південний захід від свердловини 2-Гута проектною глибиною 3000 м, проектний горизонт ямненські відклади палеоцену.

Прогнозування пластових тисків і температур, можливих ускладнень при буріння пошукових та розвідувальних свердловин на Василівській площі проводилось на основі аналізу і досвіду буріння на сусідніх родовищах і площах (2-Гута, 100-Східницька, 17-Ново-Східницька).

Серед можливих ускладнень під час буріння проектних свердловин найбільш розповсюдженими є осипання і обвали гірських порід ( $K_{2st}$ ,  $P_{2bs}$ ,  $P_{3mn}$ ), нафтопрояви ( $P_{3ml}$ ,  $P_{1jm}$ ), поглинання бурового розчину ( $P_{3ml}$ ,  $P_{2vg}$ ,  $P_{1jm}$ ), жолобоутворення ( $K_{2st}$ ), викривлення стовбура свердловини.

Величина пластового тиску по усьому розрізу відповідає гідростатичному.

Геологічний розріз цієї свердловини, пластовий тиск, пластова температура, конструкція свердловини представлено на графічному додатку 3 (Геолого-технічний наряд).

### **3.6 ВИБІР ОБ'ЄКТІВ ДЛЯ ВИПРОБУВАННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ**

Випробування в процесі буріння свердловин передбачається для отримання найбільш якісної і кількісної характеристики насичення пластів, а також розкриття і випробування проектних продуктивних горизонтів після спуску колони.

Першочерговою умовою для отримання із свердловини промислового припливу нафти є застосування таких розчинів, які б не погіршували колекторські властивості пластів, а також не допустити викиду промивної рідини. Оптимальними умовами в такому випадку, слід вважати буріння при рівновазі тисків: пластовий – гідростатичний, або з незначним (від 3% до 5%) перевищенням тиску стовбура рідини.

З метою комплексного вивчення геологічного розрізу, випробуванню підлягають всі можливі продуктивні пласти в процесі проводки свердловини і вибірково – в колоні.

Уточнення кількості об'єктів випробування проводиться тільки на основі ретельного вивчення керну, шламу і матеріалів промислово-геофізичних досліджень.

Продуктивні горизонти, необхідно випробувати в процесі проводки свердловини. Випробування виділених об'єктів передбачається проводити з допомогою пластових випробувачів на трубах.

Вибір об'єктів для випробування проводиться на основі геологічних

спостережень і результатів промислово-геофізичних робіт. Випробування слід проводити не пізніше, ніж через 72 год. після розкриття пластів.

Організація робіт, технологія проведення випробування та дослідження, проведення оцінки якості та оформлення результатів проектних робіт, а також їх інтерпретація виконується при виконанні відповідних технічних та технологічних методичних вказівок, згідно інструкції і стандартів АТ "Укрнафта". Випробування вважається закінченим, якщо отримані наступні дані:

- а) приплив пластового флюїду;
- б) середній дебіт і коефіцієнти продуктивності;
- в) фільтраційні властивості пласта;
- г) пластові тиск і температура.

У випадку отримання припливу глинистого розчину необхідно провести повторне випробування продуктивного горизонту на іншому режимі. При випробуванні в процесі буріння рекомендується із кожного об'єкту відібрати проби пластових флюїдів і проводити заміри пластових тисків.

Вибір об'єктів для випробування в експлуатаційній колоні буде проведений після закінчення буріння, на основі всіх отриманих геологічних матеріалів і даних обробки промислово-геофізичних досліджень в свердловині.

В експлуатаційній колоні випробовуються пласти, які оцінені позитивно за матеріалами промислової геофізики, а також ті, в яких при випробуванні в процесі буріння отримані припливи вуглеводнів.

Місцеположення об'єктів у розрізі, їх кількість і товщина будуть уточнюватись після закінчення буріння, в залежності від результатів промислово-геофізичних досліджень і випробування в процесі буріння свердловини.

Об'єкти випробування пропонується розкривати корпусними перфораторами із зарядами SCHLUMBERGER, NOBEL DYNAMIT із щільністю перфорації 16-18 отворів на погонний метр, або спуском фільтра в перспективному інтервалі [8].

Світова практика вторинного розкриття пластів довела неефективність і навіть збитковість виконання перфораційних робіт в середовищі бурового розчину, що застосовувався при первинному розкритті пластів. Така технологія призводить до незворотної кольматації привибійної зони. Світова технологія давно вже не передбачає виконання перфораційних робіт в середовищі бурового розчину і використовують для цих цілей спеціальні рідини без твердої фази або рідини, що містять

кислоторозчинні наповнювачі.

Для вторинного розкриття пластів пропонується сучасна технологія третього етапу. Вона передбачає заміну бурового розчину в свердловині в кілька етапів:

- заміна бурового розчину в експлуатаційній колоні на воду;
- відмивання стовбура свердловини від залишків бурового розчину шляхом циркуляції води з добавками спиртів і ПАР по закритому циклу: ємність – насос – фільтр; для видалення вимитих твердих частин: свердловина – ємність;
- заміщення води відфільтрованою перфораційною рідиною.

Виклик припливу нафти буде проводитись шляхом заміни (при потребі) перфораційної рідини на воду оброблену ПАР; зниженням рівня рідини у свердловинах. При умові отримання непромислових припливів вуглеводнів, у проектах на будівництво окремих залежних свердловин рекомендується уточнювати інтенсифікацію припливу флюїдів шляхом проведення соляно- і глинокислотних обробок і гідророзривів пласта (ГРП) [8].

Основним завданням, проведення досліджень проектних свердловин є встановлення та вивчення властивостей пластових флюїдів, фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, вивчення термодинамічних і гідродинамічних умов покладу (горизонту).

Промислові дослідження у свердловинах при випробуванні проектних горизонтів (дебітів, відбір проб флюїдів, замір пластових тисків) проводити на всіх проектних об'єктах, випробуваних в процесі буріння та в обсадній колоні.

Комплекс досліджень для кожного проектного об'єкту передбачає наступні дії [8]:

- ретельну очистку стовбура пробуреної свердловини, контроль її технічного стану і перевірку роботи гирлового противикидного обладнання;
- заміри пластових тисків глибинними манометрами з обов'язковим зняттям кривої відновлення та вибійних тисків, а також заміри гирлових тисків;
- заміри пластової температури глибинними термометрами, а також температур по всьому стовбуру закритої та працюючої свердловини;
- проведення досліджень свердловин на різних режимах роботи методом усталених відборів, а також методом відновлення пластового тиску на режимі з максимальними відборами флюїдів;
- відбір глибинних проб флюїдів за допомогою пробовідбірника в середньому по одна-дві проби на об'єкт і дві-три поверхневі проби;

- відбір проб пластових мінералізованих вод для досліджень їх хімічного складу і гідрогеологічної характеристики (дві-три проби із проектного об'єкту випробування).

Окрім вказаних вище видів і об'ємів проектних досліджень пропонується: передбачити додаткові регламентні роботи, необхідність яких може виникнути у процесі ведення пошукових та розвідвальних робіт, зважаючи на досвід у першій проектній свердловині.

У таблиці 3.4 наведено запроєктований об'єм ВПТ типової свердловини.

**Таблиця 3.4 – Інтервали проведення ВПТ**

№№ п/п	Інтервал випробування, м	Геологічний вік	Діаметр пакера, мм	Депресія, МПа
1	2085-2105	менілітова світа	170	55
2	2130-2150	менілітова світа	170	60
3	2800-2840	ямненська світа	170	100
4	2860-2920	ямненська світа	170	120

У таблиці 3.5 наведено запроєктований об'єм випробування через експлуатаційну колону типової свердловини.

**Таблиця 3.5 - Об'єм випробування через експлуатаційну колону**

№ об'єктів	Інтервали об'єктів випробування, м	Геологічний вік	Метод розкриття, к-сть отворів на 1 п.м.	Густина промивальної рідини, кг/м <sup>3</sup>	Метод виклику припливу, к-сть режимів дослідження.	Методи інтенсифікації припливу
1	2085-2105	Р <sub>3</sub> ml	кумулятивна перфорація ПКС-80 по 12-18 отв.	1050-1100	заміна на техн. воду, аеризація, 3-5	соляно-кислот. обробка
2	2130-2150	- II -	- II -	1050-1100	- II -	- II -
3	2800-2840	Р <sub>1</sub> jm	- II -	1050-1100	- II -	- II -
4	2860-2920	- II -	- II -	1050-1100	- II -	- II -

### **3.7 ВИБІР ІНТЕРВАЛІВ ВІДБОРУ КЕРНА І ШЛАМУ**

Для отримання первинної інформації та успішного вирішення поставлених геологічних завдань, які ставляться перед запроєктованими пошуковими та розвідувальними свердловинами і найбільш повного вивчення розкритих ними порід щодо нафтогазоносності, проектуємо

оптимальний комплекс геологічних і геофізичних досліджень [13].

Основним завданням буріння пошукової проектної свердловини є одержання якісного керна матеріалу, за яким вивчають наявний стратиграфічний розріз, літологічний та петрографічний склад, фауністичну характеристику, товщини пробурених стратиграфічних комплексів. Керн підтверджує наявність прямих і побічних ознак нафтогазоносності порід, виділення можливих у розрізі продуктивних горизонтів, а також вивчення їх колекторських та ємнісних властивостей піщано-алевролітових пластів.

Відповідно до затвердженої інструкції [14] на площах відбір керну в пошуковій свердловині проводиться по всьому розрізу, а особливо перспективній частині розрізу в обсязі 20% від загальної глибини свердловини, а в наступних залежних свердловинах відбір керну обмежується від 6% до 8%.

На Василівській площі буріння з відбором керну доцільно проводити в перспективних інтервалах менілітових та палеоценових відкладах.

У процесі буріння проектні інтервали повинні уточнюватися геологічною службою підприємства із узгодженням з геологічною службою центральних органів, у залежності від розкритого розрізу свердловини. Винос керну неодмінно повинен складати не менше 60% від проходки колонковим долотом. При досягненні проектної глибини свердловини, обов'язково слід відібрати вибітний керн.

Для забезпечення збору повних і достовірних геологічних даних, в процесі проходки пошукових свердловин, рекомендується геологічній службі УБР організувати відбір шламу з дотриманням технології і методики його відбору. В інтервалах залягання палеогенових відкладів через кожні 5м проходки, а при нафтогазопроявах – 2-3 м проходки. Відібрані зразки шламу документуються, упаковуються, забезпечуються етикетками і є додатковим фактичним матеріалом до відібраного керну. Аналізи відібраних зразків керну та шламу рекомендується проводити в лабораторіях НДП.

Автори проекту, вважають за доцільне запропонувати замовникові новий методичний підхід до відбору керну і шламу, який широко застосовується у світовій практиці пошукового буріння.

Його суть базується на декількох постулатах, а саме:

- відбір колонкового керну є дорогою технологічною операцією, що зменшує комерційну швидкість буріння свердловини;
- найбільш цінним для дослідження у відібраному керні є породи з

колекторськими властивостями;

- у пошуковій свердловині важко точно передбачити інтервали залягання порід-колекторів.

Базуючись на цьому, методика проведення робіт не передбачає відбір колонкового керну в пошукових та розвідувальних свердловинах, а лише в експлуатаційних. Проте в пошукових свердловинах геологічна служба контролює проведення відбіру шламу (за спеціальною методикою: в середньому через 5-10м). На свердловині здійснюється макроопис відібраних взірців, визначення пористості, типу цементуючого матеріалу та експрес люмінесцентно-бітумний аналіз. Глибинна прив'язка відібраного шламового матеріалу уточнюється за даними механічного каротажу, їх результати проведених досліджень записуються у геологічний журнал. Далі при проведенні планових геофізичних досліджень у пошуковій свердловині інтервали залягання порід-колекторів слід уточнюватися за даними радіоактивного каротажу і кінцево визначаються інтервали відбору керну боковим ґрунтоносом. Ця операція виконується зразу ж по завершенні промислово-геофізичних досліджень в свердловині.

Ця методика, підкреслюємо ще раз, є загальноприйнятою в цілому світі. Вона дозволяє суттєво скоротити час і вартість буріння свердловини за рахунок зменшення кількості спуско-підйомних операцій. Практично 100% гарантія відбору бокового керну з інтервалу, що нас цікавить, суцільний відбір шламу дає високоточну прив'язку ( $\pm 2$ м) літологічного розрізу свердловини, а з набуттям фактичного матеріалу і досвіду практично безпомилкове стратиграфічне розчленування розкритого розрізу.

Проби нафти і газу згідно нормативних документів передбачається відбирати в процесі буріння при нафтогазопроявах, а також при випробуванні свердловини, як в процесі буріння, так і в колоні. При одержанні припливу нафти або газу необхідно відібрати проби для проведення групового і фракційного аналізів нафти та детального аналізу газу з розрахунку одна-дві проби на інтервал випробування. Якщо є водопровія у процесі буріння, необхідно відбирати на аналіз фільтрат бурового розчину, а при припливах пластової води в процесі випробування – проби води, а також проби води для визначення наявності у воді розчиненого газу. Лабораторні аналізи пластових флюїдів рекомендується проводити у відповідних лабораторіях НДПІ [14].

Необхідно постійно здійснювати постійний контроль за параметрами промивної рідини та за нафтогазопроявами, який повністю покладається на геологічну та технологічну служби підприємства.

Відбір керну здійснювати в інтервалах:

K <sub>2st</sub>	1690-1710 м
K <sub>2st</sub>	2070-2090 м
P <sub>3ml</sub>	2130-2140 м
	2180-2200 м
P <sub>2bs</sub>	2320-2340 м
	2445-2465 м
P <sub>2vg</sub>	2575-2585 м
P <sub>2mn</sub>	2610-2620 м
	2730-2740 м
	2790-2810 м
P <sub>1jm</sub>	2830-2850 м
	2870-2880 м
	2890-2900 м
K <sub>2st</sub>	2910-2930 м
	2980-3000 м

Всього 240м або 8,0 %.

Відбір шламу проводити з частотою через 10 м проходки в інтервалі 0-2200 м, через 5 м в інтервалі 2200-3000 м через 2 м проходки при нафтопроявах.

### **3.8 ВИБІР КОМПЛЕКСУ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В СВЕРДЛОВИНІ**

Завданням пошукових робіт є :

- деталізація геологічної будови структури в межах крейдяного комплексу утворень,
- вивчення літолого-фаціальних особливостей розрізу крейди з метою виділення пластів порід-колекторів і простеження їх на площі і в розрізі, характеристика їхніх фільтраційних та ємнісних властивостей.
- промислові та лабораторні дослідження порід та флюїдів.

У процесі проводки свердловини, промислово-геофізичні дослідження проводяться з метою вивчення геологічного розрізу та нафтогазонасиченості (кореляція розрізів, визначення літологічного складу порід, виділення в розрізі колекторів, типів пластових флюїдів, оцінки характеру їх насичення, уточнення глибини залягання геофізичних реперів, визначення характеру пластів, тощо), контролю за технічним станом стовбура свердловини і обсадної колони. Передбачається проведення обов'язкового комплексу геофізичних досліджень, згідно галузевого

стандарту [14, 15].

В обов'язковий комплекс промислово-геофізичних робіт, по всьому розрізу свердловини та в перспективних інтервалах входять, наступні види досліджень:

а) дослідження по всьому розрізу:

- 1) каротаж опору потенціал-зондом, градієнт-зондом (КО,ПС);
- 2) Гама-каротаж (ГК);
- 3) Нейтронний гама-каротаж (НГК);
- 4) Нейтронний каротаж (НК);
- 5) Акустичний каротаж (АК);
- 6) Кавернометрія (ДС);
- 7) Акустичний цементомір (АКЦ);
- 8) Термометрія; термометрія ВЦК;
- 9) Магнітний локатор муфт (МЛМ);
- 10) Інклінометрія, профілеметрія;
- 11) Вертикальне сейсмопрофілювання (ВСП)

б) детальні дослідження в інтервалах залягання продуктивних горизонтів при їх розкритті у масштабі 1:200:

- 1) Бокове каротажне зондування (БКЗ);
- 2) Боковий каротаж (БК);
- 3) Боковий мікрокаротаж (БМК);
- 4) Щільнісний гама-гама каротаж (ГГК-Щ)
- 5) Мікрокавернометрія (МК);
- 6) Гама-каротаж (ГК);
- 7) Нейтронний гама-каротаж (НГК);
- 8) Індукційний каротаж (ІК);
- 9) Акустичний каротаж (АК);
- 10) Геолого-технічні дослідження (ГТД)

Геофізичні дослідження у свердловинах необхідно проводити (згідно нормативних документів) перед спуском кондуктора, технічної колони і після закінчення їх бурінням (табл.3.7). Дослідження слід проводити через кожні 500 м проходки, а у межах розрізу продуктивних горизонтів – через 200 м і при необхідності через менший інтервал. З метою вивчення неоднорідності колекторів і виділення продуктивних працюючих інтервалів, при випробуванні використовувати метод каротаж-випробування-каротаж (КВК).

Для вирішення таких поставлених геологічних завдань у проектних свердловині планується провести наступний комплекс геофізичних досліджень свердловин (ГДС), передбачений діючими нормативами [12].

**Таблиця 3.7-Геофізичні дослідження свердловини**

№ п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Ін-ли досліджень, м
1	2	3	4
1	<p align="center"><b>Стандартний каротаж, кавернометрія, профілетрія</b> для розчленування розрізу і визначення діаметру свердловин (виявлення жолобів і каверн)</p>	1:500	20-150 м 150-650 м 600-1150 м 1100-1650 м 1500-2200 м 2200-2550 м 2500-2800 м 2200-3000 м
2	<p><b>Інклінометрія</b> в ін-лах стандартного каротажу з точками заміру через 25 м – для визначення викривлення стовбура свердловини</p>		
3	<p><b>БКЗ (6 з.) і ПС-</b> для вимірювання уявного опору порід вздовж стовбура свердловини, визначення природніх потенціалів, які самостійно виникають у свердловині.</p> <p><b>ІК</b> – для розчленування розрізу піщано-глинистих порід і визначення електропровідності порід.</p> <p><b>ГК</b> – для вимірювання природнього випромінення порід, обумовленого вміщуючи ми в них радіоактивними мінералами.</p> <p><b>НГК</b> – для вимірювання інтенсивності <math>\gamma</math> – випромінення, яке виникає в породах при облученні їх потоком швидких нейтронів.</p> <p><b>термометрія</b> – для визначення зміни температури з глибиною, відбивки місця припливу пластових рідин в свердловину.</p>	1:200	від глибини 300 м в ін-лах стандартного каротажу
4	<p><b>АК-</b> для уточнення геологічного розрізу свердловини, визначення колекторських властивостей порід, інтерпретації результатів сейморозвідувальних робіт.</p> <p><b>БК</b> – для визначення потужності і насиченості тонких пропластків, детального розчленування розрізу свердловини.</p> <p><b>МБК-</b>для детального визначення потужності перспективних пропластків.</p> <p><b>МДС-</b>для детального визначення діаметру свердловини.</p>	1:200	в ін-лах стандартного каротажу
5	<p><b>АК-</b> для уточнення геологічного розрізу свердловини, визначення</p>		20-150 м 150-650 м

№ п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Ін-ли досліджень, м
1	2	3	4
	<p>колекторських властивостей порід, інтерпретації результатів сейсморозвідувальних робіт перед спуском проміжної колони.</p> <p><b>БК-</b> для уточнення геологічного розрізу свердловини, визначення колекторських властивостей порід, інтерпретації результатів сейсморозвідувальних робіт перед спуском експлуатаційної колони.</p>	1:500	<p>600-1150 м</p> <p>1100-1650 м</p> <p>1500-2200 м</p> <p>2200-2550 м</p> <p>2500-2800 м</p> <p>2200-3000 м</p>
6	<p><b>ГК</b> - для вимірювання природнього випромінення порід, обумовленого вміщуючи ми в них радіоактивними мінералами перед спуском обсадної колони.</p> <p><b>НГК</b> – для вимірювання інтенсивності <math>\gamma</math> – випромінення, яке виникає в породах при облученні їх потоком швидких нейтронів перед спуском експлуатаційної колони.</p>	1:500	<p>20-150 м</p> <p>150-650 м</p> <p>600-1150 м</p> <p>1100-1650 м</p> <p>1500-2200 м</p> <p>2200-2550 м</p> <p>2500-2800 м</p> <p>2200-3000 м</p>
7	<b>Геотермічний градієнт</b> – для визначення природнього теплового поля і зміни температури з глибиною.	1:500	0-3000
8	<b>АКЦ, ГГК, термометрія</b> - для визначення якості цементажу обсадних колон і висоти підйому цементу	1:500	<p>0-1000</p> <p>1000-3000</p>
9	<b>КС (малий зонд), ПС, БК, МБК, ІННК, МДС</b> – для детального розчленування розрізу свердловини, визначення природніх потенціалів, визначення характеру насичення і пористості порід, визначення положення газу водяного контакту.	1:100	в ін-лах продуктивних горизонтів
10	<b>Випробування у процесі буріння за допомогою ВПТ</b> – для визначення насиченості продуктивного пласта.		<p>2085-2100</p> <p>2130-2150</p> <p>2800-2840</p> <p>2860-2920</p>
11	<b>ГК, ЛПО</b> - для прив'язки і контролю інтервалів перфорації	1:200	1600-3000
12	<b>Тимчасові виміри ІННК після спускання експлуатаційної колони і перед перфорацією об'єктів</b> – для підтвердження наявності продуктивних пластів.	1:200	1600-3000
13	<b>Нахилометрія</b> – для визначення елементів залягання пластів.		З глибини 1300 м в ін-лах стандартного каротажу

Найбільш доцільним геофізичним комплексом для вирішення поставлених основних задач вважаю такий:

- для деталізації геологічної будови Василівської структури в межах крейдового комплексу утворень: ст.каротаж, кавернометрія, профілеметрія інклінометрія, нахилометрія.

- для вивчення літолого-фаціальних особливостей розрізу крейдових відкладів (стрийська свита) з метою виділення порід-колекторів і простеження їх на площі і в розрізі, характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів: БК, ГК, ПС, НГК, АК, ІК, термометрія, ВПТ, ННГК.

- для проведення промислових та лабораторних досліджень гірських порід та флюїдів: геохімічні методи досліджень.

### **3.9 ПРОЕКТНИЙ КОМПЛЕКС ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ**

Метою лабораторних досліджень є вивчення кернового матеріалу і пластових флюїдів. Вони проводяться для визначення літолого-мінералогічного складу порід, визначення їх геологічного віку і інших характеристик. Взірці порід вивчаються також на предмет пористості, проникності, тріщинуватості, нафтонасиченості.

Взірці керну і шламу, які відбирають у процесі буріння свердловини, описуються в геологічному журналі. Нафтонасичений керн парафінується для збереження в ньому флюїдів. Керновий матеріал зберігається на буровій або в керноскровищі УБР [14].

Проектується наступний комплекс лабораторних досліджень керну, шламу і флюїду, отриманого в процесі випробування свердловини:

- мікропалеонтологічні дослідження з метою визначення стратиграфічного розрізу – 25 проб;
- літолого-петрографічні дослідження – 25 проб;
- визначення фізико-механічних і колекторських властивостей – 60 проб;
- хімічний аналіз – 10 проб;
- визначення нафтоводонасиченості – 30 проб;
- аналізи нафти в поверхневих умовах – 10 проб;
- аналізи нафти в пластових умовах – 10 проб;
- аналізи води в поверхневих умовах – 10 проб;
- аналізи газу – 5 проб.

З метою вивчення радіоактивності розрізу в процесі буріння свердловин необхідно здійснювати такі дослідження :

1. Вимір гама-активності розрізу проводиться у відкритому стовбурі (ГК) в масштабах глибин 1:500 та 1:200. За наявності аномалій понад 40-50 гам обов'язково здійснювати деталізацію ГК в масштабі 1:50 і відбирати проби боковим ґрунтоносом.

2. Промір керну на гама-активність виконати тільки в аномальних інтервалах з метою прив'язки керну до каротажної діаграми.

3. Зразки з підвищеною гама-активністю аналізуються в радіометричній лабораторії КЕГП ДП "Західукргеологія".

4. Радіогідрогеологічні дослідження вод, отриманих під час випробування або в процесі буріння свердловин.

З метою вивчення водоносності розрізу проводяться випробування водоносних об'єктів на приплив, визначення хімічного складу вод. Передбачається відбір взірців керну на геохімічні дослідження для отримання відомостей про інші корисні копалини [8].

### **3.10 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

Охорона надр і навколишнього середовища є комплексом вимог і науково-технічних заходів у процесі пошуків, розвідки і розробки родовищ, спрямованих на раціональне вивчення і використання корисних копалин, максимальне попередження їх втрат і порушень збереженості неподалік розташованих копалин, поверхневих вод, ґрунтів, лісів, повітряного басейну [15].

З метою реалізації вимог чинного законодавства з охорони надр та навколишнього середовища під час будівництва проектних свердловин необхідно передбачити у проектно-кошторисній документації та здійснювати під час проведення робіт такі заходи:

1. Розташувати бурові не ближче, як за 300 м від житлових будинків, 500 м від громадських будівель і споруд промислових і сільськогосподарських підприємств.

2. Не допускати будівництва бурової без відповідного рішення місцевих органів на відведення земельної ділянки.

3. Відведення землі здійснювати, в основному, з фондів земель, непридатних для використання в сільському господарстві, площею не більше 1,8 га. Орні землі та лісові узгіддя використовувати тільки у виняткових випадках.

4. Перед будівництвом бурової зняти верхній родючий шар на всій відведеній площі до глибини не менше, ніж 20 см, і скласти його у визначеному місці. З метою охорони знятого шару від видування та ерозії

закріпити його за допомогою посіяної трави.

5. Після закінчення буріння ( випробування ) свердловини не пізніше як за місяць повинні бути закінчені роботи з рекультивації ділянки і площадка вирівняна бульдозером, звільнена від металобрухту, бетонних конструкцій та інших предметів, а на вирівняну і очищену поверхню нанесено родючий шар. Рекультивована земля передається по акту її власнику.

6. Земляні амбари бурових, які знаходяться в пухких ґрунтах, обкладати залізобетонними плитами з герметизацією стиків.

7. Передбачити систему дренажу у вигляді відвідних каналів навколо бур -площадки чи спеціального обвалування для відведення стічних вод.

8. Для уникнення забруднення території бурової та прилеглої ділянки нафтопродуктами споруджувати пастки, а під час їх накопиченні нафтопродукти спалювати.

9. Передбачити протипожежні заходи на території бурової і близько розташованих лісових масивів, посівних полів і т.д.

10. В колективах бурових бригад проводити роз'яснювальну роботу за суворим дотриманням законодавчих актів про землю, воду і надра, а також з метою виконання наказів і вимог з охорони природи.

11. Під час розбурювання структури передбачити такі заходи з охорони надр [15]:

- до початку буріння мати геолога – технічний наряд;
- у процесі проходки свердловини необхідно здійснювати заходи для уникнення відкритого фонтанування, грифоутворень, обвалів стовбура свердловини;
- ізолювати один від одного нафтоносні і водоносні горизонти у свердловинах, забезпечити герметичність колон і високу якість їх цементування;
- якщо під час буріння будуть відзначені інтервали з ознаками нафтогазоносності ( за даними каротажу, керну, глинистому розчину ), ці інтервали підлягають ретельному вивченню на предмет одержання промислових припливів нафти і газу;
- інтервали розрізу, які містять нафту і газ, слід взяти на облік і під час проходження їх іншими свердловинами необхідно дотримуватися заходів з охорони надр ( потрібно, зокрема, попередити значне проникнення глинистого розчину в пласт і можливість викидів );
- після закінчення буріння і перфорації колон необхідно негайно приступити до освоєння свердловини, щоб запобігти значному зниженню проникності привибійної зони у зв'язку із тривалим впливом на неї

промивальної рідини

- випробування нафтогазоносних об'єктів здійснювати знизу вгору, після закінчення випробування чергового об'єкту ізолювати його за допомогою цементного моста з наступною перевіркою герметичності зниженням рівня рідини та опресою. Якщо у свердловині встановлена наявність нафтогазоносних горизонтів і вона не закінчена бурінням з технічних причин, повинні бути проведені ізоляційні роботи.

Після проведення ізоляційних робіт або передачі свердловини в експлуатацію замовнику і демонтажу бурового обладнання, проводиться комплекс заходів з рекультивациі земельної ділянки, а саме [15]:

1. Земляні амбари і траншеї засипають, а їх місця знаходження вирівнюються.

2. Бетонні фундаменти, блоки і площадки розбиваються і вивозяться у відповідні відведені відвали.

3. Гравій та щебінь з площадки навколо бурового майданчику зрізується і вивозиться на існуючі дороги для їх ремонту.

4. Здійснюється планування всієї площі та укладання раніше знятого родючого шару.

Після проведення технічної рекультивациі, земельна ділянка повертається постійному землекористувачу в стані, придатному для проведення біологічної рекультивациі.

При бурінні проектних свердловин забруднення навколишнього середовища навколо майданчика може бути пов'язане з монтажем та демонтажем бурового обладнання, з бурінням та освоєнням пошукових та розвідувальних свердловин. При бурінні глибоких свердловин забруднення можна поділити на експлуатаційне, аварійне, технологічне та природне.

До видів експлуатаційного забруднення відноситься відпрацьована вода для миття підлоги, вібросит, обладнання, охолодження штоків насосів.

До видів технологічного забруднення відносяться очищення жолобів, переливи бурового розчину, ємностей, розливи цементного розчину під час цементажу.

До видів аварійного забруднення відносяться нафтогазопрояви, неполадки в арматурі, порив трубопроводів.

До видів природного забруднення відноситься дія талих і дощових вод. Основні місця забруднення бурового майданчику є: ділянка під підлогою бурової вежі, дільниця приготування бурового розчину, агрегати і насосне приміщення. Хіміканти для приготування бурового розчину,

ємності для хімреагентів, паливно-мастильних матеріали, води.

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища є відпрацьований тампонажний розчин, буровий розчин, вибурена порода, нафтопродукти, стічні бурові води, паливно-мастильні матеріали, господарсько-побутові стічні води і тверді відходи.

Бурові відходи містять у собі хімреагенти I, III, IV класу небезпечності і попадання їх у ґрунт, водойму, ґрунтові води у великих (начних) кількостях є екологічно небезпечним.

Бурові стічні води, маслами, забруднені глинистим буровим розчином, вибуреною породою, хімреагентами при одноразовому попаданні на ландшафт негативних наслідків довготривалого характеру не викликають. Екологічна безпека виникає при періодично повторюваних процесах. З практичного досвіду буріння у регіоні відомо, що ґрунт, який зазнає дії бурового розчину, переважно втрачає рослинність на декілька років. На нього впливають забруднення і механічні пошкодження, які пов'язані з необхідністю виконання земляних робіт, транспорту і так далі [15].

Вибурена гірська порода за складом є не токсична, але в середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні складові частини використаного бурового розчину, що може негативно впливати на рослинний та тваринний світ, наземні і ґрунтові води.

Для уникнення шкоди та з метою охорони навколишнього середовища при будівництві свердловин необхідно керуватись нормативним документом ГСТУ 41-00032626-00-007-97 [13].

Охорону підземних вод, джерел, річок, струмків і поверхневих водоймищ необхідно здійснювати на всіх етапах будівництва свердловин. Обов'язково слід врахувати наближеність зон санітарної охорони і розвинутість на площі гідрологічної сітки, в тому числі наявність мінеральних джерел. Тому при розміщенні свердловини на місцевості необхідно приймати ці фактори до уваги. Передбачити проведення бурових робіт по безамбарному методу буріння з метою запобігання негативного впливу на навколишнє середовище. Робочі схеми розміщення бурового устаткування для спорудження свердловини розробляти з урахуванням призначення свердловини, типу бурової установки, гірничих та геоморфологічних умов. При уточненні положення місця розташування проектної свердловини провести дослідження гідрогеологічних умов в районі спорудження. З метою охорони підземних питних вод, передбачений спуск кондуктора діаметром 426 мм на глибину 100 м [15].

Для попередження перетоків флюїдів і пластових вод в заклонному

просторі цементний розчин за всіма обсадними колонами необхідно піднімати до гирла. Для технічного водопостачання може використовуватись річкова вода в кількості 2-3,5 м<sup>3</sup>/добу.

Крім того в проектах на буріння кожної запроектованої пошукової свердловини будуть враховані і дотримані всі необхідні вимоги і нюанси щодо безпечного проведення бурових робіт. Також всі проекти обов'язково пройдуть екологічну і інші передбачені законодавством експертизи.

## 4 ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ РОБІТ

### 4.1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ БУРІННЯ

Запропоновані геологічні, технічні, технологічні та організаційні рішення в роботі повинні бути максимально економічно обґрунтовані та ефективні. До таких рішень, що економічно обґрунтовуються, відноситься буріння двох пошукових та чотирьох розвідувальних свердловин на Василівській структурі, з метою пошуку нафтових покладів і переводу їх в промислову категорію С<sub>1</sub>. Всі необхідні фактичні дані, які потрібні для розрахунків зводимо у вигляді таблиці 4.1 [16].

Проектом передбачено бурінням шести свердловин №№ 1- 6.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для проектування буріння

Показники	Одиниці виміру	Проектні дані
Родовище (площа)		Василівська
Мета буріння		пошуки та розвідка
Проектна глибина (горизонт)	м	3000
Вид буріння		вертикальний
Спосіб буріння		роторний
Вид енергії		електроенергія або ДВЗ
Геологічні умови		ускладнені
Кількість свердловин	штук	6
Кількість об'єктів випробування	штук	4
Кількість об'єктів ВПТ	штук	4
Конструкція свердловини:		
направлення	мм × м	426*20
кондуктор	мм × м	324/350
експлуатаційна колона		146*3000
Загальний обсяг буріння	м	19650
Очікуваний приріст ресурсів газу	тис.т	29194

Таблиця 3.2 – Зведений кошторис на будівництво свердловини [16]

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
1	Глава 1 Підготовчі роботи до будівництва свердловини Підготовка майданчика, будівництво підїздного шляху, трубопроводів, ліній передач та ін	21900
2	Розробка трубопроводів, ліній передач та ін.	
	Всього по п. 1-2	1573
	Всього по главі 1	23473,33
3	Глава 2 Будівництво і розробка вишки, привишкових споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання свердловини Будівництво і монтаж	<b>23473,33</b> 71938,00
4	Розробка і демонтаж	
	Всього по п. 3-4	13767,50
5	Роботи, не обліковані нормами зимового подорожчення	85705,50
	Всього по главі 2	800,00
6	Глава 3 Буріння і кріплення свердловини Буріння свердловини	<b>86505,50</b> 9587500
7	Кріплення свердловини	
	Всього по главі 3	4347250
8	Глава 4 Випробування свердловини на продуктивність Випробування свердловини ВП на бурільних трубах в процесі буріння	<b>13934750</b> 60264
9	Випробування свердловини ВП на каротажному кабелі в процесі буріння	
	Всього по п. 8-9	3370,00
10	Випробування свердловини на продуктивність в експлуатації Перший об'єкт з бурового станка	63634
11	Послідуючі об'єкти з бурового станка	11940,80
	Всього по п 10-11	12314,73
	Вартість 1 доби випробувань: Перший об'єкт з бурового станка	24255,53333
	Послідуючі об'єкти з бурового станка	3098,00
12	Кислотна обробка при випробуванні свердловини на продуктивність в експлуатаційній колоні Перший об'єкт з бурового станка	16868,00 4770
13	Послідуючі об'єкти з бурового станка	
	Всього по п 12-13	8664
	Всього по п. 10-13	13434
14	Колонна головка ОКК1-350	37689,53333
	Всього по главі 4	3581000,00
15	Глава 5 Промислово-геофізичні роботи (5,8% від суми глав 3 і 4)	<b>3682323,533</b>

Закінчення табл. 3.2

№ п/п	Найменування робіт чи витрат	Прямі витрати, грн.
1	2	3
16	Утримання партії геолого-технічного контролю при буріння свердловини	10910,00
	Всього по главі 5	<b>10228812,65</b>
17	Глава 6	
	Додаткові витрати при будівництві свердловин у зимовий час (1,6%)	19877,67
18	Експлуатац.котельні, 1 котел ПНК-2С на мазуті, розвідувальне буріння	11157,50
	Транспортування рідкого палива для котельні на 52км	3011,00
	Всього по главі 1-6	<b>27989911,18</b>
19	Глава 7	3414769,164
	Накладні витрати	
	Накладні витрати на суму 1-6 глав (12,2% від суми 1-6 глав)	
	Всього по главі 7	<b>3414769,164</b>
20	Глава 8	<b>2512374,428</b>
	Планові накопичення на суму прямих витрат по главам(8% від суми 1-7 глав)	
	Всього по главі 1-8	<b>33917054,77</b>
21	Глава 9	810617,6091
	Інші роботи і витрати	
	Виплати премій (2,39% від суми 1-8 глав)	
22	Однчасна допомога за вислугу років (0,01% від суми 1-8 глав)	3391,7
23	Польвий достаток (0,12% від суми 1-8 глав)	40700,47
	Всього по п. 21-23	854709,8
24	Лабораторні роботи (1,5% від суми 4-3 глав)	240232,82
25	Транспортування вахт	17166
26	Свердловини на воду	6395,00
27	Оходона навколишнього середовища	3909,6
28	В т.ч біологічна рекультивация	3447,6
29	Топографо-геодезичні роботи	297
30	Спорудження протирадіаційного укриття	1643
31	Монтаж та укладка СКУБ-1	779,6
	Всього по главі 9	<b>1128580,40</b>
	Всього по главам 1-9	<b>35045635,18</b>
32	Глава 10	<b>70091,27</b>
	Авторський нагляд (0,2% від суми 1-9 глав)	
33	Глава 11	6935,0
	Проектні і вишукувальні роботи	
	Проектні роботи	
	Всього по главам 1-11	<b>35122661,45</b>
34	Резерв коштів на незаплановані роботи і витрати (5% від суми 1-11 глав)	1756133,072
35	Різниця в вартості амортизації імпортного цемент.агрегату АЦФ-7010 і вітчизняного ЦА-320-М2	5210
	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку</b>	<b>36884004,52</b>
35	ПДВ	12946840,25
36	<b>Всього по зведеному кошторисному розрахунку з ПДВ</b>	<b>49830844,77</b>

## 4.2 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОЕКТОВАНОГО БУРІННЯ

Наступне питання, яке звертає на себе увагу – ефективність геологорозвідувальних робіт. Ефективність проектного буріння наведена у таблиці 4.3.

Методика розрахунку окупності кошторисної вартості пошукової (розвідувальної) свердловини полягає у становленні доцільності ведення проектних пошуково-розвідувальних робіт через показник окупності [16].

Для розрахунків показників окупності за даною методикою передбачається використання таких коефіцієнтів:

- коефіцієнт частки прибутку в обсязі реалізації.
- коефіцієнт експлуатації.

Коефіцієнт експлуатації для даного регіону змінюється в межах 0,93-0,975.

Таблиця 4.3 – Ефективність проектного буріння

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Величини показників
1	Кількість проектних свердловин	штук	6
2	Загальна проходка по свердловинах	м	19650
3	Середня комерційна швидкість	м/верст.-міс.	220
4	Тривалість циклу будівництва свердловин	рік	1,65
5	Капіталовкладення на будівництво свердловин, К	тис. грн	45861,46
6	Очікуваний приріст ресурсів газу	млн м <sup>3</sup>	29194
7	Приріст ресурсів газу на 1 м проходки	тис.м <sup>3</sup> /м	1485,70
<b>Розрахунок терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин</b>			
8	Фонд діючих свердловин, n	свердл.	6
9	Прогнозний середньодобовий дебіт свердловини, q <sub>д</sub>	тис.м <sup>3</sup> /добу	19650
10	Середньорічна кількість діб експлуатації, N	доба	220
11	Прогнозний річний видобуток газу, Q <sub>р</sub> =q <sub>д</sub> ·N·n	млн м <sup>3</sup>	1,65
12	Комерційна ціна газу на момент оцінки, Ц	грн./1000м <sup>3</sup>	45861,46
13	в тому числі: ПДВ	грн./1000м <sup>3</sup>	29194
14	Собівартість видобутку 1000 м <sup>3</sup> газу на момент оцінки, С <sub>в</sub>	грн./1000м <sup>3</sup>	1485,70
15	Балансовий річний прибуток, P <sub>б</sub> =(Ц-ПДВ-С <sub>в</sub> )·Q <sub>р</sub>	тис. грн.	3438467842
16	Податок з прибутку, П <sub>п</sub> =0,18P <sub>б</sub>	тис. грн.	343846784,2
17	Чистий річний прибуток, P <sub>ч</sub> =P <sub>б</sub> -П <sub>п</sub>	тис. грн.	3094621057
18	Термін окупності капіталовкладень, T=K/P <sub>ч</sub>	рік	1,48

При розрахунку терміну окупності капіталовкладень на будівництво свердловин на Василівській площі встановлено, що всі свердловини даного пошуково-розвідувального фонду будуть використані для подальшої їх експлуатації на виділені газові об'єкти після виконання ними першочергово поставлених завдань пошуково-розвідувального етапу.

Бееручи до уваги попередньо проведені обрахунки капітальні вкладення, що витратяться на спорудження проектної типової свердловини на площі робіт є економічно доцільними. Термін окупності капіталовкладень відповідно для Василівської площі становить 1,48 року.

## ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі на основі базових геолого-геофізичних даних розроблена методика і технологія проведення пошуково-розвідувальних робіт на Василівській площі з метою відкриття і оцінки покладів нафти в палеогенових відкладах.

Площа проектних робіт належить до Орівської скиби Складчастих Карпат. Розташована у північно-західній частині Скибової зони на території Дрогобицького району Львівської області, на південному заході від Східницького нафтового родовища.

Структурні побудови і визначення геологічної моделі площі проводилися за даними сейсмічних матеріалів. Тектонічні порушення і стратиграфічні елементи ув'язувалися також за даними геологічної карти. Так як на площі пробурена одна свердловина 2-Гута, яка бурилася на нижні структурні об'єкти, тому відчувався брак даних промислово-геофізичних досліджень свердловин.

В будові осадової товщі площі приймають участь флішеві відклади крейдової та палеогенової системи.

Аналіз розподілу полів газогеохімічних ознак перспектив нафтогазоносності на Василівській площі дає підстави стверджувати, що на досліджуваній території присутні такі характеристики газогеохімічних полів, які ідентифікуються в найважливіші параметри покладу.

Метою проведення пошуково-розвідувальних робіт на Василівській площі є пошуки і розвідка покладів нафти у палеогенових відкладах Орівської скиби.

В якості основних факторів, які визначають вибір регіональної методики робіт, системи розміщення свердловин і послідовність їх буріння, прийняті геолого-геофізичні дані про тип пасток, розповсюдження в них флюїдів, ступінь заповнення пастки.

У даній бакалаврській роботі для пошуків та оцінки передбачуваних покладів нафти в менілітових і ямненських відкладах рекомендується запроектувати дві пошукові (№1 і 2) та чотири розвідувальні свердловини (№3, 4, 5, 6). Черговість вводу в буріння свердловин відповідає їх порядковому номеру, при чому пошукові свердловини 1 і 2 є не залежними і рекомендуються для буріння одночасно, свердловини 3, 4, 5 і 6 є також незалежними між собою і рекомендуються для буріння одночасно, вони залежать від результатів буріння свердловин 1 і 2. Сумарна величина підрахованих на площі загальних ресурсів нафти за категорією  $C_3$  складає 29194 тис. т.

Проектом передбачається буріння двох пошукових та чотирьох розвідувальних свердловин з проектними глибинами 3000- 3650 м.

Для техніко-економічних розрахунків за типову приймається свердловина №1-Василівська, проектною глибиною 3000 м.

Висвітлені геологічні і технічні умови буріння, вибрана конструкція типової свердловини і параметри промивної рідини.

Порівнюючи отримані геолого-економічні показники та враховуючи розрахований термін окупності капіталовкладень на будівництво та облаштування всіх шести свердловин на Василівській площі з відповідними геолого-економічними показниками в цілому по району, а також конкретно по схожій за геологічними умовами та фізико-літологічними характеристиками колекторів площі, де проведений певний комплекс геологорозвідувальних робіт, включаючи буріння пошукових і розвідувальних свердловин можна зробити висновок, що показники для проектних робіт є кращими, ніж по сусідній площі.

Термін окупності капіталовкладень для Василівської площі становить 1,48 року.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України в 6-ти томах. Том IV. Західний нафтогазоносний регіон. УНГА. Львів, 1998, 328 с.
2. Геренчук К.І. Природа Львівської області. Львів: Вища школа. Видво при Львів. ун-ті, 1981. 151 с.
3. Мочалін І.П. Звіт про геологічні дослідження проведені на площі Блажів Львівської обл., УРСР в 1959 р., Львів, 1969р.
4. Івахів Б.І., Заяць Х.Б. “Узагальнення геофізичних матеріалів у комплексі з даними буріння “, виконаних партією 65/85 в Карпатському регіоні в 1985-1986 р.р., Львів, ЗУГРЕ, 1986 р.
5. Івахів Б.І., Заяць Х.Б. Будеркевич М.Д.. “Узагальнення геофізичних матеріалів у комплексі з даними буріння “, виконаних тематичною партією в 1999-2001 р.р., Львів, ЗУГРЕ, 2001 р.
6. Крупський Ю.З., Кузовенко В.В., Шлапінський В.Є. Рекомендація по результатах обробки та узагальненню матеріалів глибокого буріння і геофізичних досліджень в межах Орівської і Берегової скиб. Львів, 2001 р.
7. Крупський Ю.З. Кузовенко В.В. Шлапінський В.Є. Рекомендація на проведення пошукового буріння в межах Орівської скиби. Львів, 2001 р.
8. Курилець Й., Коняшкін Ю. Геологічний проект розвідки площі Воля Блажівська Дрогобицької обл., УРСР, 1958 р., м. Самбір, фонди.
9. Грицишин В.І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини: монографія. – Івано-Франківськ: НТШ Івано-Франківський осередок, 2012. 272 с.
10. Грицишин В.І., Гранін О.А. та ін. Комплексне визначення колекторів нафтових і газових родовищ Передкарпаття. Фонди ІФНТУНГ, 1987, 123 с.
11. Галузевий стандарт України. Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги. Київ, 2000, 40 с.
12. Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., та ін. Підрахунок запасів нафти і газу» Київ-Чернівці, 2016 р., 592 с.
13. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об’ємним методом. Методичні вказівки, ДКЗ України, Київ, 2010 р.
14. 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. ДКЗ України. Київ, 1998 р., 45 с.

15. ГСТУ 320.00013741.17-2002 „Розвідка (дорозвідка) та облаштування родовищ нафти і газу. Складові елементи видів робіт та об'єкти будівництва”. 2002 р.

16. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу від 27.11.2006 р.: В. Григіль. Державна комісія України по запасах корисних копалин при міністерстві охорони навколишнього природного середовища України. – Київ, 2006.

Ім'я користувача:  
Каф. ГРН. Трубенко О. М.

ID перевірки:  
1016317831

Дата перевірки:  
04.06.2024 08:56:30 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Library

Дата звіту:  
04.06.2024 09:08:26 EEST

ID користувача:  
95211

Назва документа: Бакалаврська робота Дударенко НЗГ-20

Кількість сторінок: 69 Кількість слів: 14944 Кількість символів: 112642 Розмір файлу: 1.95 MB ID файлу: 101611569

675 слів позначені як "вилучені" та не враховуються у підрахунку слів

## 19.1% Схожість

Найбільша схожість: 5.71% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1011452384)

Пошук збігів з Інтернетом не проводився

19.1% Джерела з Бібліотеки 269

Сторінка 71

## 0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

## 0.01% Вилучень

Деякі джерела вилучено автоматично (фільтри вилучення: кількість знайдених слів є меншою за 8 слів та 0%)

Немає вилучених Інтернет-джерел

0.01% Вилученого тексту з Бібліотеки 30

Сторінка 71

## Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 14