

**БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**

*БР 103 НЗГ*  
Група НЗГ-21-1

*Володимир Роснопа*

*2025*

УДК 553.98

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект пошуково-розвідувальних робіт на Гошівсько-Володимирівській 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 НЗГ

(позначення)

Студент гр. <u>НЗГ-21-1</u>	_____	<u>Роспопа В.Я.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Керівник	_____	<u>проф. Хомин В.Р.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Консультанти:	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	_____	<u>асист. Уграк Л.В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Перевірено на плагіат	_____	<u>асист. Уграк Л.В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
<i>Допускається до захисту.</i>		
Завідувач кафедри	_____	<u>доц. Михайлів І.Р.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Рецензент	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

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

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

**З А В Д А Н Н Я  
НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

Спеціальність – 103 – Науки про Землю  
Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна  
геологія та гідрогеологія

Студенту \_\_\_\_\_ Роспопі Володимир Ярославовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

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

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

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

3. Вихідні дані до роботи:

Фондові геолого-геофізичні матеріали

Опублікована література по району досліджень

Особисті спостереження та узагальнення

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

Вступ. 1. Загальні відомості про площу робіт. 2. Геологічна будова району досліджень. 3. Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт. 4. Геолого-економічна оцінка проєктних робіт. Висновки. Перелік першоджерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Тектонічна схема Західноукраїнського нафтогазоносного регіону

2. Зведений геолого-геофізичний розріз

3. Структурна карта покрівлі ямненських відкладів

4. Геологічні розрізи по лініях I-I, II-II та III-III

5. Геолого-технічний наряд на типову свердловину

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

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

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 16.04.2025 \_\_\_\_\_

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.	16.04.2025	Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи.	18.04.2025	Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження практики.	24.04.2025	Виконано
4.	Аналіз геологічної будови площі.	01.05.2025	Виконано
5.	Прогноз нафтоносності Гошівсько-Володимирівської структури та оцінка ресурсів.	08.05.2025	Виконано
6.	Проектування подальших геолого-розвідувальних робіт.	19.05.2025	Виконано
7.	Економічна частина.	24.05.2025	Виконано
8.	Оформлення тексту і графічних додатків.	01.06.2025	Виконано
9.	Здача бакалаврської роботи на перевірку	10.06.2025	Виконано

Завдання видав керівник \_\_\_\_\_ проф. Хомин В.Р. \_\_\_\_\_  
 ( підпис ) ( посада, прізвище та ініціали )

Завдання прийняв студент \_\_\_\_\_ Роспопа В.Я. \_\_\_\_\_  
 ( підпис ) ( прізвище та ініціали )

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота налічує 53 сторінки тексту, 7 таблиць, 1 рисунок, 3 комп'ютерні роздруківки, 5 графічних додатків.

У даній бакалаврській роботі створюється геологічна модель та проектується роботи з пошуків та оцінки покладів нафти в палеогенових відкладах Гошівсько-Володимирівської антикліналі, що розбита порушеннями на три блоки. Гошівсько-Володимирівська площа розташована у межах Долинського нафтогазоносного району. Окремо проводиться обґрунтування економічної доцільності проведення робіт та підрахунку ресурсів покладу нафти. Головним перспективним об'єктом пошукових робіт є відклади ямненської світи. Оскільки Гошівсько-Володимирівська площа є ще не дослідженою, то окремі відомості взято з матеріалів буріння пошукових і розвідувальних свердловин на родовищах Північнодолинське, Танявське та Вигода-Витвицьке, а також результатів буріння свердловини Луги-1. Вирішення завдань пошукового етапу проводиться бурінням трьох свердловин у кожному блоці, а також проектується буріння однієї залежної розвідувальної свердловини. Загальний метраж – 6500 м. На Гошівсько-Володимирівській площі найбільша увага приділяється продуктивним горизонтам, які залягають не глибоко.

Ключові слова: геологічна модель, прогнозування нафтоносності, перспективні відклади, ресурси нафти, проектна свердловина.

## ANNOTATION

The bachelor's thesis consists of 53 pages of text, 7 tables, 1 figure, 3 computer printouts, 5 graphic appendices.

This bachelor's thesis projects work on the search and assessment of oil deposits in the Paleogene sediments of the Goshivsko-Volodymyrivska anticline, which is divided by faults into three blocks. The Goshivsko-Volodymyrivska area is located within the Dolyna oil and gas region. Separately, the economic feasibility of carrying out the work and calculating the resources of the oil deposit is substantiated. The main promising object of the search work is the deposits of the Yamna suite. Since the Goshivsko-Volodymyrivska area has not yet been explored, some information is taken from the materials of drilling search and exploration wells at the Pivnichnodolynske, Tanyavske and Vyhoda-Vytyvtske deposits, as well as the results of drilling the Ludy-1 well. The tasks of the exploration stage are solved by drilling three wells in each block, and drilling of one dependent exploration well is also planned. The total length is 6500 m. On the Goshivsko-Volodymyrivska area, the greatest attention is paid to productive horizons that lie not deep.

Keywords: geological model, oil yield forecasting, prospective deposits, oil resources, design well.

## ЗМІСТ

Вступ .....	6
.	
1 Загальні відомості про площу робіт .....	8
2 Геологічна будова району досліджень .....	10
2.1. Літолого-стратиграфічний розріз .....	10
2.2 Тектоніка .....	14
2.3 Геологорозвідувальні роботи .....	15
2.4 Нафтогазоносність .....	16
.	
2.5 Гідрогеологічна характеристика .....	18
3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт .....	21
3.1 Прогнозування нафтогазоносності .....	22
3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти .....	23
3.3 Мета і завдання проектних робіт .....	32
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибин .....	33
.	
3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння ...	36
3.6 Вибір об'єктів для випробування та дослідження .....	37
3.7 Вибір інтервалів відбору керна і шламу .....	40
3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині .....	43
3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень .....	47
4 Геолого-економічна оцінка проектних робіт .....	48
Висновки .....	51
Перелік першоджерел .....	53

## ВСТУП

**Актуальність теми.** На сьогодні пошуки покладів вуглеводнів є досить актуальним питанням. Україні необхідно прирощувати запаси нафти і газу за усіма категоріями.

У межах Бориславського нафтопромислового району у Скибовій зоні Карпат поклади нафти відомі вже давно – площі Східницька, Урицька, Міріам, МЕР та ін. Нові невеликі поклади нафти відкриті за рекомендаціями ЦНДЛ на Стрільбицькій, Мражницькій, Старосільській площах у ямненських та крейдових відкладах на глибинах до 1000 м. У Долинському нафтогазпромисловому районі (НГПР) у відкладах палеоцену підвернутого крила Берегової скиби на Тянівській площі виявлено газоконденсатний поклад, також у межах Спаського родовища – у верхньоменілітових відкладах нафтовий поклад цього ж структурного елементу, це уже на Підсухівській площі. Однак, геологічна будова і нафтогазоносність загалом Скибової зони Карпат вивчена ще недостатньо. У зв'язку з цим, Західноукраїнською геофізичною розвідувальною експедицією (ЗУГРЕ) у 2000 р. на ділянці Стинава-Лути проведено переінтерпретацію наявних сейсмічних матеріалів.

У межах Берегової та Орівської лусок виявлено ряд складок карпатського типу у породах палеогенового віку, які є перспективними для відкриття промислових покладів нафти та газу на незначних глибинах.

За результатами комплексного аналізу сейсмічних досліджень, матеріалів буріння і випробування свердловин, даних щодо нафтогазоносності палеогенових відкладів Долинського НГПР встановлено, що найперспективнішою для пошуків покладів нафти буде Гошівсько-Володимирівська складка [1, 2]. Це є геологічною основою для виконання даної бакалаврської роботи щодо пошуків покладів нафти на Гошівсько-Володимирівській площі.

**Метою бакалаврської роботи** є обґрунтування геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проектування пошуково-розвідувальних робіт на Гошівсько-Володимирівській площі.

**Завдання досліджень:**

- охарактеризувати загальні умови та вивченість Гошівсько-Володимирівської площі;
- проаналізувати літологію та стратиграфію надр і тектонічну будову території досліджень;
- охарактеризувати перспективи нафтоносності палеоценових (ямненських) відкладів Гошівсько-Володимирівської площі;
- виконати кількісну оцінку перспективних ресурсів нафти;
- обґрунтувати розташування проектних свердловин, спроектувати їх глибини;
- вибрати об'єкти щодо випробування та вказати інтервали для відбирання керну і шламу;
- обґрунтувати проектний комплекс лабораторних досліджень.

**Об'єкт досліджень** – процес пошукових робіт на Гошівсько-Володимирівській площі.

**Предмет досліджень** – перспективи нафтоносності палеоценових відкладів Гошівсько-Володимирівської площі.

**Методи досліджень** – аналіз і зіставлення існуючих геолого-геофізичних даних, а також матеріалів лабораторних досліджень різних взірців гірських порід та пластових флюїдів по родовищах-сусідах з Гошівсько-Володимирівською площею, кількісна оцінка перспективних ресурсів нафти.

Ця бакалаврська робота базується на літературі регіону досліджень, що опублікована та у вільному доступі, на фондових геолого-геофізичних даних, а також власних та індивідуальних узагальненнях і спостереженнях.

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПЛОЩУ РОБІТ

Гошівсько-Володимирівська площа (рис. 1.1) розташовується на території Долинського району, що в Івано-Франківській області. Головними населеними пунктами вказаного району є місто Долина, села Гошів, Княжолука, Витвиця. Дана площа знаходиться на відстані 10 км від м. Долини. У ньому є управління бурових робіт і нафтогазовидобувне управління. Зазначене місто сполучене містами Калуш, Івано-Франківськ, Львів залізничною магістраллю і шосейними дорогами (графічний додаток 1). Усі населені пункти з'єднані між собою переважно ґрунтовими дорогами з гравійним покриттям. Район є густо заселеним. Населення переважно зайняте роботою на підприємствах нафтової і харчової промисловості, також у сільському господарстві [1].

Ґрунти даного району глинисті і суглинисті, несприятливі для вирощування олійних, зернових і технічних культур. Рослинність має перехідний характер – в основному від рівнинної до гірської. Клімат помірно-континентальний з помірною температурою і достатньо підвищеною вологістю. Середньорічна температура – від +5,1 до +7,2 °С. Критичні значення температури коливається від +35 °С літньої пори до –28 °С зимової. Річна кількість опадів складає 600-900 мм, причому максимальна кількість опадів (до 50 %) припадає саме на літо. Вітри помірні, північно-західні. Річкова сітка (рис. 1.1) представлена річками Свіча, Лужана, Сукіль та їх притоками. Усі ці річки можливо використовувати як джерела водопостачання. В орографічному відношенні даний район охоплює Передгір'я Карпат, яке переходить на північному сході у рівнину. Карпати простягаються паралельно зоні Передгір'я та розташовані на південний захід від території досліджень і характеризуються розчленованим рельєфом. Зона Передгір'я має переважно згладжені і менше різкі форми рельєфу [1].



## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

### 2.1 Літолого-стратиграфічний розріз

У геологічній будові Долинського нафтогазопромислового району (Берегова та Орівська скиби Скибової зони Карпат) приймають участь відклади верхньої крейди, палеогену і неогену (графічний додаток 2).

Відклади стрийської світи ( $K_{2st}$ ) повсюдно присутні у Скибовій зоні. Їх іноді поділяють на три підсвіти (нижню, середню, верхню) або на окремі пачки (аргілітові та аргіліто-піщані). Останні в окремих районах виражені потужними масивними пісковиками. В основному стрийська світа складена ритмічним піщано-глинистим мергельним флішем переважно сірого забарвлення. Рідко можна зустріти і строкато барвисті горизонти товщиною до 5 м. Це чергування зелених та вишневих аргілітів, зеленувато-сірих пісковиків і алевролітів. Іноді у розрізах можна зустріти також окремі прошарки вапняків. Загальна товщина стрийської світи від 1000 до 2000 м і більше [3, 4].

Палеоген (P). Відклади палеогенового віку повсюдно поширені на території Скибової зони і досить чітко розділяються на палеоценові, еоценові та олігоценові.

Палеоцен ( $P_1$ ) представлений ямненською світою ( $P_{1jm}$ ), яка починається строкато барвистим (яремчанським) горизонтом, над яким і залягає основна товща масивних ямненських пісковиків. Яремчанський горизонт – це чергування зелено-сірих, вишнево-червоних аргілітів та зеленуватих алевролітів і сірих пісковиків. Товщина 10-30 м. Ямненські пісковики сірого і світло-сірого кольору добре відсортовані. Пласти пісковиків перешаровуються малопотужними прошарками зеленувато-сірих аргілітів. Загальна товщина в Скибовій зоні складає від 50 до 350 м. У басейні р. Дністер та в районі села Биткова ямненські відклади досить важко фаціально відрізнити від еоценових (манявських) відкладів. Тут практично відсутні пісковики [3, 4].

Еоценові відклади ( $P_2$ ) представлені трьома світами: манявською, вигодською і бистрицькою. Манявська світа ( $P_{2mn}$ ) – це ритмічне чергування прошарків (10-40 м) кременистих аргілітів і алевролітів зеленувато-сірого та зеленого кольору. Зустрічаються також і прошарки мергелів. Місцями в манявських відкладах зустрічаються і піщані пласти товщиною до 5-10 м. Загальна товщина манявської світи коливається в межах 200-300 м [3, 4].

Вигодська світа ( $P_{2vg}$ ) складена переважно грубошаруватими різнозернистими пісковиками, а іноді (басейн рік Свіча і Чечва) навіть гравелітами і конгломератами, що чергуються з прошарками зеленувато-сірих аргілітів. У басейні р. Бистриці Надвірнянської замість пісковиків зустрічаються піщані вапняки або вапнисті пісковики. У районі Борислава і на північному заході вигодські пісковики часто заміщені аргілітами і створюють єдину аргілітову товщу з манявською світою. Товщина вигодської світи складає 150-300 м [3, 4].

Бистрицька світа ( $P_{2bs}$ ) представлена переважно тонко ритмічним чергуванням зеленувато-сірих і сірих алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. В розрізах явно переважають аргіліти. В південно-східній частині Скибової зони в підшві зустрічається строкато барвистий горизонт товщиною 20-40 м. Загальна товщина бистрицької світи становить 100-350 м.

Олігоцен ( $P_3$ ) у Скибовій зоні зустрічається у двох фаціях: менілітові і кросненські.

Менілітові відклади максимально розвинуті у передових скибах (Береговій, Орівській і частково Сколівській). У інших скибах відбувається поступова заміна від верхніх частин розрізів до низу на породи кросненської фації.

Менілітові відклади ( $P_{3ml}$ ) загалом поділяються на три окремі підсвіти: нижньоменілітову, середньоменілітову і верхньоменілітову. Розріз мижньоменілітової підсвіти ( $P_{3ml_1}$ ) починається переважно

малопотужною (10-15 м) пачкою чорних аргілітів, що залягає під кременистим горизонтом (роговиками). Місцями серед аргілітів розвинутий потужний масивний пісковик (бориславський "підроговиковий"). Вище залягає нижньокремнистий ("нижньороговиковий") горизонт, що повсюдно розповсюджений і є реперним. Ця пачка тонких чорних або коричневих силіцитів з прошарками чорних аргілітів або мергелів. Товщина горизонту 5-30 м. Над ним залягає типова для мелінітових відкладів товща чорних або темно-коричневих невапнистих аргілітів з прошарками пісковиків і алевролітів. Місцями пісковик стають домінуючими в розрізі, створюючи окремі піщані горизонти товщиною 30-150 м. Найбільш поширеним піщаним горизонтом є клівський. Завершує розріз нижньоменілітової підсвіти головецький (ясельський) горизонт (0,4-1,5 м), що складається з смугастих вапняків з прошарками чорних або світлих силіцитів та чорних аргілітів. Товщина нижньоменілітової підсвіти в Береговій та Орівській скибах коливається у межах 220-350 м [3, 4].

Середньоменілітова (лоп'янецька) підсвіта ( $P_3ml_2$ ) значно відрізняється від інших частин. Вона складається з сірих і рідше темно-сірих вапнистих аргілітів та сірих дрібнозернистих вапнистих пісковиків. Рідко у розрізі зустрічаються пачки чорних (менілітових, збагачених органікою) невапнистих аргілітів. Товщина лоп'янецької підсвіти становить 180-250 м.

Верхньоменілітова підсвіта ( $P_3ml_3$ ) починається малопотужною пачкою 1-10 м смугастих силіцитів і темно-коричневих часто кременистих аргілітів ("верхньороговиковий" горизонт). Основна частина верхньоменілітових відкладів складена чорними і темно-коричневими аргілітами з малопотужними прошарками пісковиків і аргілітів. Місцями у верхній частині підсвіти зустрічаються прошарки світлих голубувато-зелених туфів і туфітів. Піщані пласти товщиною більше 1-2 м зустрічаються рідко і не мають значного поширення. Загальна товщина

верхньоменілітової підсвіти коливається в дуже великих межах – від 50-100 до 1300 м.

Кросненський тип розрізу олігоцену охоплює не тільки південні скиби, але і центральну частину складчастих Карпат. За літологічними ознаками кросненські відклади також поділяються на три частини: нижньокросненську товщу – масивні пісковики з прошарками аргілітів; середньокросненську товщу – ритмічне перешарування пісковиків і аргілітів; верхньокросненську – переважно аргіліти з тонкими прошарками пісковиків і алевролітів. У забарвленні порід кросненської світи явно переважають сірі та світло-сірі кольори. Загальна товщина кросненських відкладів перевищує 1000 м [3, 4].

Неогенові відклади (N) в межах Скибової зони достовірно не доведені. Справа в тому, що породи поляницької світи ( $N_{1pl}$ ) залягають узгоджено з поступовими переходами на верхньоменілітові і границю між ними досить важко встановити. Тому їх часто відносять до олігоцену. Представлена світа сірими і темно-сірими вапнистими аргілітами, глинами, алевролітами. В нижній частині зустрічаються пачки менілітоподібних порід, а у верхній - спостерігається засолення і загіпсованість. Пробуреними свердловинами поляницька світа не розкрита [3, 4].

## 2.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Гошівсько-Володимирівська площа розташована у межах Берегової і частково Орівської скиб Скибової зони Карпат (графічні додатки 1 та 2).

Скибова зона – це смуга розвитку крейдових і палеогенових відкладів, які утворюють у північно-східній частині Українських Карпат ряд структур, витягнутих по простяганню на сотні кілометрів. Це складна геологічна структура складається з виокремлених шести скиб із карпатським простяганням. У напрямку від північного сходу на південний захід виділяються такі скиби Берегова, Орівська, Сколівська, Парашки, Зелемянки та Рожанки. Саме Берегова скиба, ширина якої є від 5 до 7 км у межах Тянявського та Вигода-Витвицького родовищ повністю перекривається перший ярус структур саме Бориславсько-Покутської зони. Загальна потужність відкладів Берегової скиби сягає 3 км. На базі матеріалів геологічної зйомки, детальних сейсмічних досліджень і даних буріння свердловин у Береговій скибі виділяють п'ять складок: Гошівсько-Володимирівська, Витвицька, Південновитвицька, Лолинська і Лоп'янецька [5, 6].

Гошівсько-Володимирівська і Лоп'янецька складки є самими фронтальними структурами Берегової скиби. Гошівсько-Володимирівська асиметрична антикліналь з північно-східним підвернутим крилом розташовується у північно-західній частині Долинського НГПР. Тут на денній поверхні відслонюються менілітові відклади. Ядро досліджуваної складки заповнене крейдовими породами. Південно-західне крило є довшим і досить крутим, кут падіння порід складає близько 45°. Гошівсько-Володимирівська складка розбита двома поперечним порушення на Тянявсько-Долинський і Гошівсько-Кропивницький блоки, Ширина досліджуваної складки у цих блоках становить 2,5-3 км, а довжина складає 21 км.

### 2.3 Геологорозвідувальні роботи

Історія геологічного вивчення Українських Карпат і Передкарпатського прогину нараховує близько 150 років. Серед перших друкованих робіт з геології району та його нафтогазоносності необхідно виокремити роботи С. Сташиця (1805-1386 рр.), А. Альта (1870), С. Крейтця та Г. Зубера (1881), Г. Туша (1883) та ін. Одна з перших схематичних карт східних Карпат складена С. Сташицем та Т. Пушем орієнтовно у 1806 р. На ній позначені нафтові промисли, колодязі та нафтові шахти. Велике значення щодо вивчення геологічної будови Східних Карпат зіграли роботи геолога-нафтовика К. Толвинського. У 1927 р. під його редакцією видано першу геологічну кату Українських Скибових Карпат району від Борислава до ріки Прут, її масштаб 1:2000000. Більше узагальнюючою роботою стала монографія А. Біхопера “Геологія і корисні копалини Західних областей України”, яка вийшла друком у 1914 р. [3].

У післявоєнний час у Долинському НГПР проводились геологорозвідувальні роботи щодо вивчення геологічної будови, а також пошуків покладів вуглеводнів. Як результат цих польових робіт – уся територія західної частини України вкрита геологічною зйомкою (ГПК “Укрнафта”, “Укргаз” та ін.), а також сейсмічними та іншими дослідженнями, у т.ч. і геофізичними (ЗУГК, ЗУГРЕ). Вадливе значення мають роботи В.В. Глушка, Р.Н. Ладженського, С.І. Суботіна, Г.Н. Доленка та ін., що вказал схему геолого-тектонічного районування загалом Карпат і Передкарпатського прогину, а також напрямки ведення пошукових і розвідувальних робіт на вуглеводні. Безпосередньо на території досліджувань у межах межиріччя Чечви і Сукілі у 1947 р. Глушко В.В. та Гріко З.А. провели детальне геологічне картування масштабу 1:10000. Складена геологічна карта, де виділялено Берегову скиба, Долинську складку, а також Північну антикліналь. На основі цих даних у 1950 р. відкрите Долинське нафтове родовище. У 1951-1953 рр. на

площі Болехів-Моршин-Семигинів проведено структурно-пошукове буріння. При аналізі результатів буріння виділено чотири перспективні антиклінальні складки: Долинську, Болехівську, Моршинську та Гошівсько-Володимирівську [3].

У 1995-1997 рр. сейсміками ЗУГРЕ проведена переінтерпретація сейсмозв'язувальних матеріалів Скибової зони на Стинавсько-Лугівській ділянці, де Гошівсько-Володимирівська структура віднесена до першочергових об'єктів для пошуку покладів вуглеводнів. У 1998 р. складено паспорт на Гошівсько-Володимирівську структуру, де рекомендувалося для буріння пошукову свердловину на ямненські відклади у районі свердловин 1-Гошів, 73-Вигода-Витвиця.

#### **2.4 Нафтогазоносність**

У межах Долинського НГПР основні запаси нафти і газу сконцентровані у палеогенових відкладах Долинського, Північнодолинського, Тянявського і Вигода-Витвицького родовищ Бориславськ-Покутської зони Передкарпатського прогину. Проте, встановлено багато нафтогазопроявів і розкрито покладів нафти в насунених крейдово-палеогенових відкладах Скибової зони Карпат. Це є нафтові поклади в районі Ріпного і Небилова, а також невеликі газові поклади у крейдових відкладах у Береговій скибі над Вигода-Витвицьким нафтовим родовищем. У межах Тянявської площі у ямненських відкладах підверненого крила у Береговій скибі свердловиною 15-Т розкрито газоконденсатний поклад. Промислові припливи отримано з верхньоменілітових відкладів північно-східного підвернутого крила Лоп'янецької складки Берегової скиби [5, 7, 8].

Гошівсько-Володимирівська складка у Береговій скибі розкрита свердловинами №№ 1, 3, 5, 8, 10, 11, 14, 18, 24, 26, 30, 100-Тянява, №№ 101, 103, 104-Янківська, №№ 1, 4-Гериня, №№ 61, 65-Північна Долина і

414-Новоселиця у Танявсько-Долинському блоці і свердловинами №№ 30, 51-Долина, №№ 68, 70, 73, 74, 76, 78, 81-Вигода Витвиця, 1-Гошів, 1-Княжолука у Гошівсько-Кропивницькому блоці. У межах Гошівсько-Володимирівської складки на денній поверхні відслонюються верхньоменілітові відклади. Породи-колектори палеогенових та стрийських відкладів, переважно є водонасиченими. Окремі нафтонасичені пласти (виділено за матеріалами промислово-геофізичних досліджень) спостерігаються у верхньоменілітових (свердловини №№ 1, 3, 5, 24, 30-Танява, 68-Вигода-Витвиця, 103-Янківська), у середньоменілітових (свердловини 1-Танява, 103-Янківська), а також у нижньоменілітових (свердловини №№ 1, 3, 30-Танява) та манявських (18, 30-Танява) відкладах [1].

Відклади Гошівсько-Володимирівської складки випробовувались лише у свердловинах 68-ВВ і 1-Т. У свердловині 68-ВВ палеогенові відклади обводнені. За даними ГДС у свердловині 1-Т у нижньоменілітових відкладах підвернутого крила Гошівсько-Володимирівської складки в інтервалі глибин 2420-2508 м виділено нафтонасичені пласти, а в інтервалі глибин 2508-2603 м – водонасичені. При випробуванні зазначених відкладів із інтервалу глибин 2508-2513 м отримано загалом приплив нафти і води дебітом 10,1 м<sup>3</sup>/добу (нафти 69 %), а з інтервалу глибин 2419-2438 м – приплив тільки води. Такі пластові води є характерними для вищезалігаючих еоценових відкладів. У свердловині 30-Т нижньоменілітові відклади підвернутого крила за даними ГДС нафтонасичені тільки у самій верхній частині в інтервалі глибин 2253-2274 м, а з глибини 2357 м вони уже є водонасиченими. Тому, у нижньоменілітових відкладах підвернутого крила Гошівсько-Володимирівської складки у свердловинах №№ 1 і 30-Танява нафта збереглася тільки у самій верхній частині цих відкладів, а основні породи-колектори, що є у середній частині – водоносні. Свердловини 1-Княжолука глибиною 995 м (пробурена у 1977 р.) та 1-Гошівська глибиною 960 м (пробурена у 1989 р.) розкрили еоценові відклади у склепінній частині

Гошівсько-Володимирівської складки. За матеріалами ГДС і результатами випробування безпосередньо у процесі буріння, виявились обводненими. На основі кореляції еоцен-палеоценових відкладів Гошівсько-Володимирівської складки, а також геологічної будови Гошівсько-Володимирівської площі за матеріалами сейсмічних даних і результатів буріння глибоких свердловин, встановлено, що обидві вказані свердловини не розкрили палеоценових перспективних відкладів, тому у склепінній частині складки потрібно проектувати пошукове буріння у межах Тянявсько-Долинського і Гошівсько-Кропивницького блоків [5, 7, 8].

За даними ГДС у свердловині 65-ПД, що розташована на північно-західній перикліналі досліджуваної структури, ямненські відклади в інтервалі глибин 1423-1517 м характеризуються ймовірно нафтонасиченими, а у свердловині 414-Новоселиця в інтервалі глибин 1371-1452 м відсутній деталізаційний комплекс ГДС, тому характер насичення порід-колекторів встановити не можливо.

## **2.5 Гідрогеологічна характеристика**

Відомості щодо водоносності на Гошівсько-Володимирівській площі отримані за результатами буріння свердловин на сусідніх Тянявському і Вигода-Витвицькому родовищах (табл. 2.1). Припливи води із свердловин, в яких випробовувались відклади Берегової та Орівської скиб, невеликі.

Таблиця 2.1 – Відомості про фізичні властивості та хімічний склад пластових вод

Номер св-вини	Дата відбору проби	Інтервал відбору, м	Вік	Одиниці виміру	Na <sup>++</sup> K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>--</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Br <sup>-</sup>	Г	Загальна мінералізація	Густина води у ст.ум., кг/м <sup>3</sup>	Тип води
68-ВВ	23.11.61	2366-2381	P <sub>1</sub> jm	мг/л	29103,7	3772	940,2	54085	48	146,4	201,1	18	88	1060,1	Хлор-кальц.
	26.01.62	1944-1948	P <sub>1</sub> jm	мг/л	27915,1	4544,8	994,8	53723,6	107,9	73,2	229,1	15,9	88	1063,7	Хлор-кальц.
	02.02.52	1808-1850	P <sub>1</sub> jm	мг/л	37176,3	6363,0	1436,9	72418,2	107,3	244,0	231,8	15,9	118	1082,0	Хлор-кальц.
69-ВВ	10.02.61	671-683	P <sub>1</sub> jm	мг/л	21556,4	3889,2	1576,4	44550,0	95,7	427,0	130,5	4,2	73	1049,5	Хлор-кальц.
1-Т	13.04.65	2419-2438	P <sub>3</sub> ml	мг/л	50619,3	8473,7	1869,7	98029,2	504,5	170,9	-	-	160	1107,0	Хлор-кальц.

Потенційні дебіти, у більшості випадків, складають 0,85-8,4 м<sup>3</sup>/добу. Рівні пластових вод встановлюються нижче поверхні землі. У районі Гошівсько-Володимирівської складки припливи пластових вод спостерігалися з нижньоменілітових і ямненських порід Берегової скиби.

У ямненських відкладах Берегової скиби на Вигода-Витвицькому родовищі переважають води хлоркальцієвого типу при незначному вмісті сульфатів (0,03-0,07 %) і гідрокарбонатів (0,03-0,09 %). Припливи вод отримано також зі свердловин №№ 68 і 69-ВВ. Коефіцієнт їхньої метаморфізації – від 0,64 до 0,83. Мінералізація вказаних вод змінюється від 73 г/л до 118 г/л. Густина – від 1049,5 і до 1082 кг/м<sup>3</sup>. Вміст бромов становить 0,06-0,09 %, а йоду – 0,001-0,004 % [1].

На Танявському родовищі виконано аналізи пластових вод з нижньоменілітових відкладів у Береговій скибі свердловини 1-Т. У результаті випробування інтервалу 2419-2438 м отримано тільки пластову воду хлоркальцієвого типу з дебітом близько 0,85 м<sup>3</sup>/добу. Вміст сульфатів у воді становить 0,01-0,19 %, мінералізація – до 160 г/л, густина вод переважно становить 1107 кг/м<sup>3</sup>.

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

Дослідженнями закономірностей поширення родовищ нафти і газу у Складчастих Карпатах встановлено, що основну роль у збереженні покладів нафти і газу відіграє структурний фактор. Усі поклади тут відносяться до склепінних і пов'язані переважно з антикліналями. Наявність скидо-зсувів зумовила широке поширення блокових покладів, для котрих є характерним неспівпадіння водонафтових контактів у різних блоках структури [7, 9].

Зіставлення результатів структурного, тектонічного, палеотектонічного і палеогеографічного аналізів з існуючим фактичним розповсюдженням розвіданих запасів вуглеводнів показало, що найсприятливіші умови для збереження родовищ існували при співпаданні палео- і уже сучасних структур при одночасному розвитку серед потужних піщано-алевролітових тіл та дотриманні герметичності пасток. Другою за розміром є зона концентрації вуглеводнів, що приурочена до додатніх форм палерельєфу, які формувалися у палеоцен-еоценовий період у місці Долинської депресії, де утворилися значної товщини піщані тіла. До цієї зони і відноситься Гошівсько-Володимирівська складка, де є всі умови для утворення та збереження перспективних покладів вуглеводнів у палеоценових відкладах по аналогії з Долинською складкою. Покришкою для збереження можливих покладів може бути строкатий горизонт манявської світи з переважною товщиною 10-20 м, який складений аргілітами та алевролітами з переважанням глинистих порід, які на каротажних діаграмах відзначаються низькими значеннями ПО і збільшеною гамма активністю [1, 9].

Для збереження покладів вуглеводнів у ямненських відкладах в перевернутому їх заляганні породою-покришкою слугують породи уже стрийської світи. Потрібно вказати, що дані випробування і результати

інтерпретації матеріалів пробурених свердловин свідчать, що еоценові відклади обводнені. Ямненські ж відклади структури розкриті тільки на північно-західному крилі структури.

Методологія робіт, які будуть проектуватись при пошуково-розвідувальному бурінні, має забезпечити вирішення таких задач:

- розкриття проектних нафтогазоносних відкладів ямненської світи Гошівсько-Володимирівської площі у межах контурів нафтогазоносності;
- виділення пластів-колекторів, оцінювання їх продуктивності за сукупністю набору геолого-геофізичних даних;
- одержання промислових або непромислових припливів нафти і газу та дослідження виділених перспективних пластів;
- визначення загальних фізичних властивостей порід-колекторів за даними лабораторного вивчення керну і матеріалів ГДС;
- попередня чітка геометризація виявлених нафтогазових покладів і оцінка ресурсів нафти (класу 333, категорія C<sub>3</sub>).

### **3.1 Прогнозування нафтогазоносності**

У Скибовій і Бориславсько-Покутській зонах, де розвинуті здебільшого лінійні, іноді перевернуті, лежачі складки, насунуті одна на одну переважно у північно-східному напрямі, скупчення нафти і газу концентруються в присклепінних частинах загалом антиклінальних складок.

Гошівсько-Володимирівська складка – це антикліналь з пологішим південно-західним та підвернутим північно-східним крилами. Окрім структурно-тектонічного чинника, який впливає на форму покладу, безумовно вплив має і сама літолого-фаціальна характеристика перспективних горизонтів у розрізі та по площині. На площі проектних робіт поклади нафти передбачаються у ямненських відкладах. Приурочені вони до піщано-алевролітових пластів-колекторів у склепінні складки і переважно підстелюються пластовими водами [1].

Основний тип прогнозованих покладів вуглеводнів склепінний, іноді тектонічно екранований. Також не виключено, що окремі горизонти пісковиків будуть літологічно екрановані. У цих випадках екранами можна вважати місця заміщення піщано-алевролітових пластів на глинисто-аргілітові. Враховуючи структурно-тектонічну будову, морфологію та геометрію блоків структури, літолого-фаціальних характеристик стратиграфічних комплексів, у Гошівсько-Володимирівській складці у Береговій скибі прогноуються нафтові поклади, які приурочені до палеоценових відкладів і є пластовими склепінними, також тектонічно екранованими. Знаючи гідродинамічну характеристику, то розробка покладів буде здійснюватися переважно на режимі розчиненого газу із частковим впливом енергії пластових вод. Такий режим характерний для відомих покладів у Скибовій зоні Українських Карпат (Леражниця, Східниця і т.д.).

### **3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти**

Кількісна оцінка ресурсів нафти виконується відповідно до інструкції з класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр України. За ступенем ТЕВ до третьої групи належатимуть запаси і ресурси, де проведено початкову геолого-економічну оцінку промислового значення перспективної площі (ГЕО-3). Ресурси нафти і газу, кількісна та економічна оцінка котрих проводиться за ймовірними параметрами належать до загальної групи, промислового значення якої не вдається визначити. Ця група ресурсів відповідно до міжнародних вимог використовується для оцінки кількості ресурсів, які можливо залучити для пошуків. Для встановлення економічної доцільності проектних пошукових робіт та розрахунку їх промислового значення при створенні початкової геолого-економічної оцінки у підрахованих загальних ресурсах може встановлюватися їх видобувна частина [9].

Відповідно до ступеня геологічного вивчення ресурси нафти Гошівсько-Володимирівської площі відносяться до перспективних, що є підставою для геолого-економічної оцінки можливості проведення пошукових робіт – це такі ресурси нафти, до яких не встановлено прямих однозначних доказів типу, виду та загальних властивостей вуглеводнів. У нашому випадку перспективні ресурси нафти можуть бути позначені літерою категорії ресурсів С<sub>3</sub>. Ці ресурси у відповідності до міжнародної класифікації ООН будуть належати до класу під кодом 333.

Кількісна оцінка видобувної частини ресурсів нафти проводиться об'ємним методом по формулі М.А. Жданова [9]:

$$Q_{\text{н.вид.}} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}},$$

(3.1)

де  $Q_{\text{н.вид.}}$  – видобувні ресурси нафти;

$F$  – нафтонасичена площа, м<sup>2</sup>;

$h$  – середня ефективна нафтонасичена товщина пласта, м;

$m$  – середній коефіцієнт відкритої пористості колектора, частки одиниці;

$\beta_{\text{н}}$  – середній коефіцієнт нафтонасичення породи, частки одиниці;

$\eta_{\text{н}}$  – коефіцієнт нафтовіддачі, частки одиниці;

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

$\rho_{\text{н}}$  – густина нафти на поверхні при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>.

Площа нафтоносності палеоценових (ямненських) відкладів обмежена порушеннями, фронтом складки, а також умовними контурами нафтогазоносності, які встановлені за матеріалами ГДС у свердловині 65-ПД, в районі проектної свердловини 2-ГВ (абсолютна відмітка –1075 м). У районі проектної свердловини 3-ГВ із врахуванням висоти поверху нафтогазоносності величиною 675 м, зовнішній контур покладу обмежено на абсолютній позначці –1275 м. Контур нафтогазоносності у районі проектної свердловини 4-ГВ прийнято на покрівлі палеоценових відкладів

у свердловині 73-ВВ, де за матеріалами ГДС вони водонасичені (абсолютна відмітка –1180 м). Викопіровки з підрахункових планів надані на додатках 1, 2, 3.

Абсолютні величини значень ВНК наведені на структурній карті (графічний додаток 3) та на геологічних профільних розрізах (графічний додаток 4). Обґрунтування можливо нафтонасичених пластів і їхня характеристика проведені за матеріалами наявних промислово-геофізичних досліджень свердловини 65-ПД. Для підрахунку ресурсів нафти обґрунтовано ефективну нафтонасичену товщину величиною 26 м.

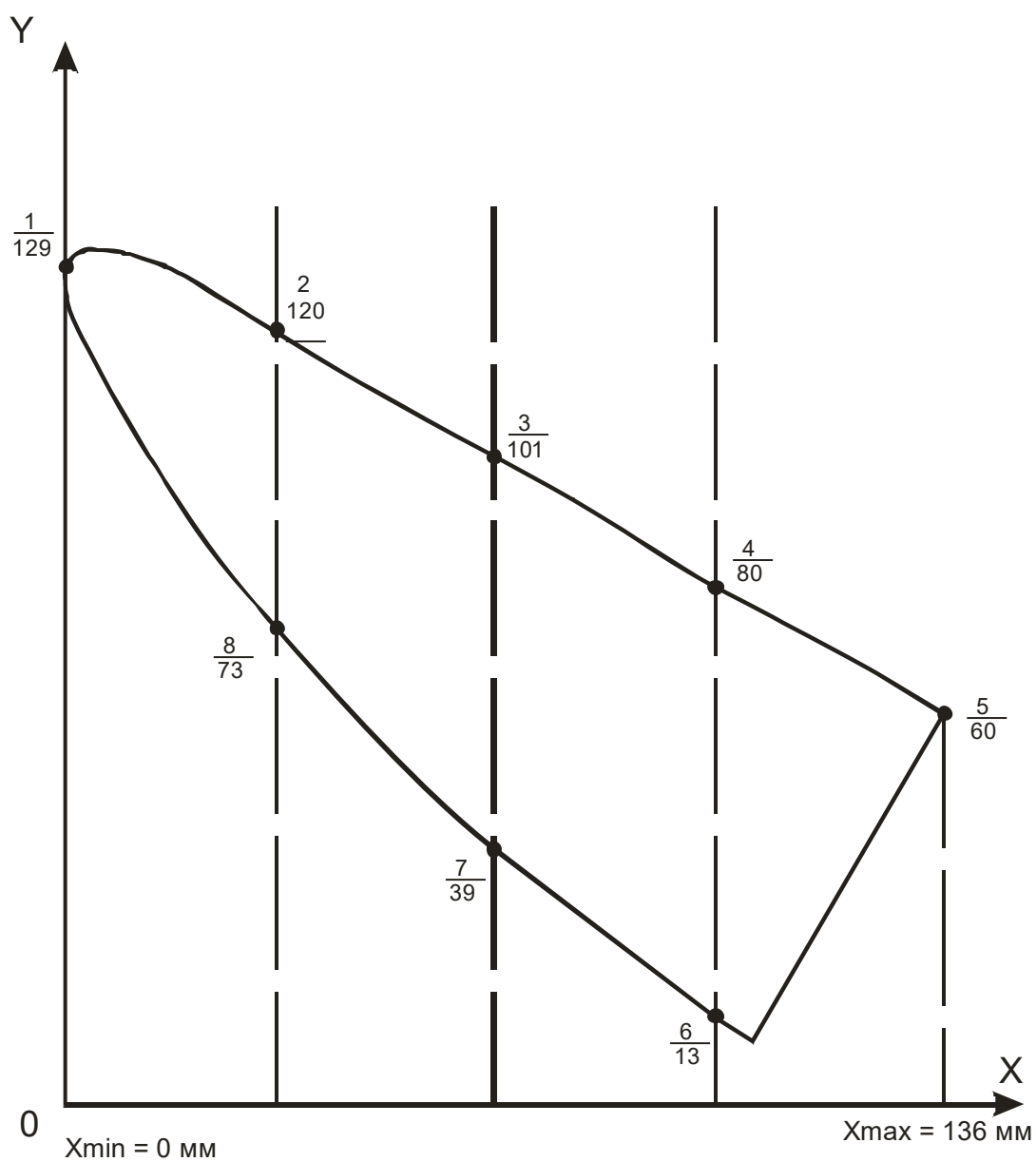
Коефіцієнти відкритої пористості та нафтонасиченості відповідно 0,13 і 0,854 приймаємо за аналогією з сусіднім Тянявським родовищем, де у палеоценових відкладах Берегової скиби є газоконденсатний поклад, запаси якого поставлені на баланс корисних копалин України. Значення цих параметрів підтверджуються результатами переінтерпретації даних ГДС у свердловині 65-ПД.

Перерахунковий коефіцієнт (він враховує усадку нафти) прийнято у результаті аналізів пластової нафти свердловини 2-Підсухівська та є рівним 0,83, густина нафти – 850 кг/м<sup>3</sup>. Коефіцієнт вилучення нафти (0,12) прийнятий по аналогії з іншими родовищами Скибової зони. Виходячи із зазначених параметрів, початкові загальні перспективні ресурси нафти класу 333 складатимуть 19289 тис.т, а видобувні – 2315 тис.т. Підрахункові параметри та результати оцінки перспективних ресурсів нафти зведені у таблицю 3.1.

Підрахунок перспективних ресурсів нафти проводимо за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua/>. Результати розрахунків подано на машинних розрахунках (додатки 4, 5, 6) і зведені в таблицю 3.1.

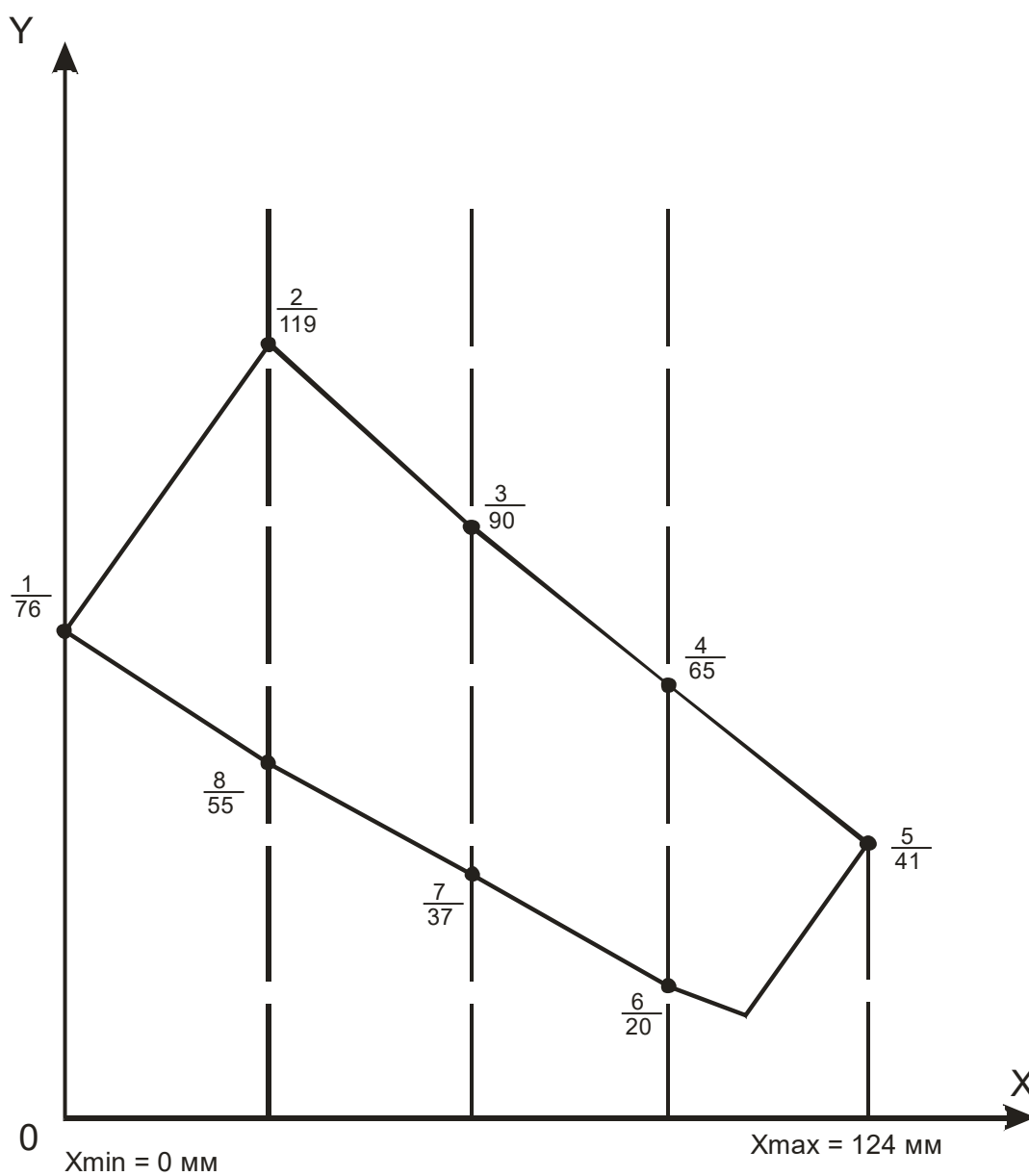
Викопіровка з підрахункового плану  
площі підрахунку

Масштаб 1:25000  
(блок св. 2)



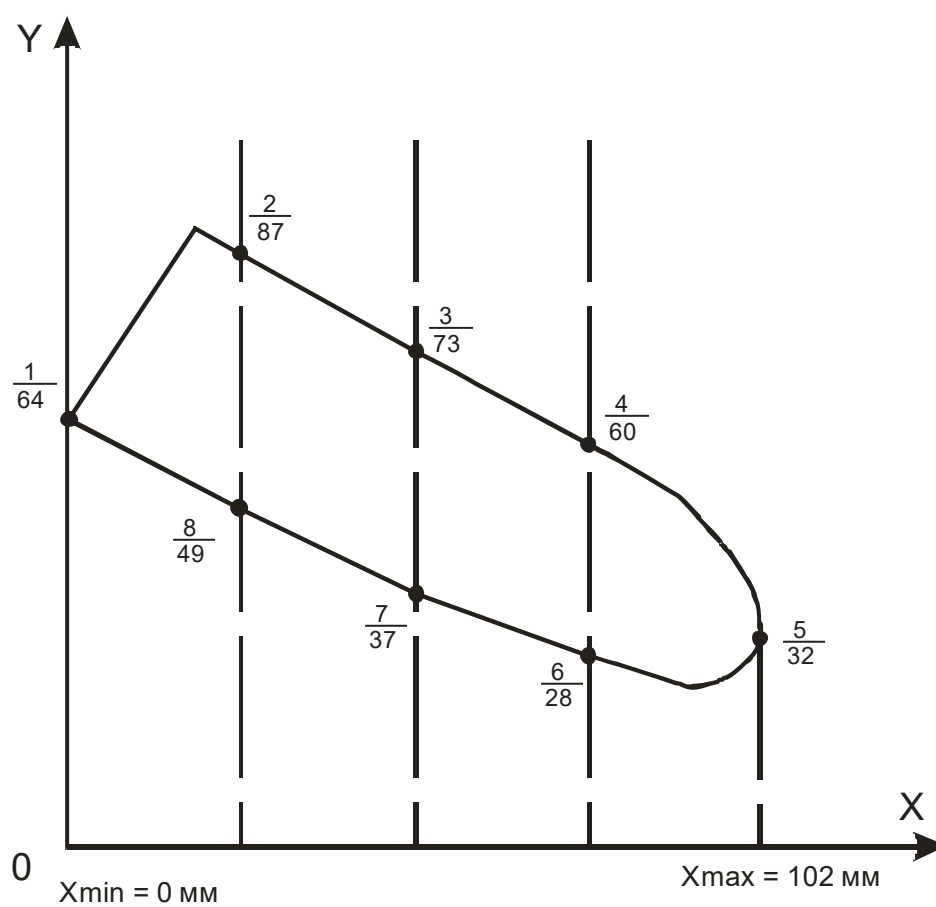
Викопіровка з підрахункового плану  
площі підрахунку

Масштаб 1:25000  
(блок св. 3)



Викопіровка з підрахункового плану  
площі підрахунку

Масштаб 1:25000  
(блок св. 4)



12.05.25, 12:39

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

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

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

Виконавець: Володимир Роспопа

Родовище / площа: Гошівсько-Володимирівська

Поклад / горизонт / пласт: Ямна (блок св. 2)

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: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 136

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

129	120	101	80	60	13	39	73												
-----	-----	-----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 26

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,13

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,85

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,2

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 850

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,12

**Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 4108 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 8360 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 1003 тис. т

12.05.25, 12:41

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

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

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

Виконавець: Володимир Роспопа

Родовище / площа: Гошівсько-Володимирівська

Поклад / горизонт / пласт: Ямна (блок св, 3)

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: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 124

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

76	119	90	65	41	20	37	55												
----	-----	----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 26

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,13

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,85

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,2

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 850

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,12

**Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 3500 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 7123 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 855 тис. т

12.05.25, 12:42

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 EnglishІвано-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: Володимир Роспопа

Родовище / площа: Гошівсько-Володимирівська

Поклад / горизонт / пласт: Ямна (блок св, 4)

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: 25 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 102

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

64	87	73	60	32	28	37	49												
----	----	----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 26

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,13

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,85

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,2

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 850

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,12

**Результати обчислень:**Площа нафтоносності - 1870 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 3806 тис. тПочаткові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 457 тис. т

Таблиця 3.1 – Підрахункові параметри та ресурси нафти (категорія С<sub>3</sub>) на Гошівсько-Володимирівській площі

Блок, ділянка	Нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці	Коефіцієнт нафтонасиченості, частки одиниці	Густина нафти, кг/м <sup>3</sup>	Початкові перспективні ресурси нафти, тис.т	
					балансові	видобувні
Долинсько-Танявський блок, діл. Св. 2-ГВ	26	0,13	0,85	850	8360	1003
Гошівсько-Кропивницький блок, діл. Св. 3-ГВ	26	0,13	0,85	850	7123	855
Гошівсько-Кропивницький блок, діл. Св. 4-ГВ	26	0,13	0,85	850	3806	457
<b>Усього по площі</b>					<b>19289</b>	<b>2315</b>

### 3.3 Мета і завдання проектних робіт

Пошукові роботи на Гошівсько-Володимирівській площі буде здійснювати Прикарпатське УБР, яке має у своєму розпорядженні всі необхідні передумови. У м. Долині розташовані також інші підприємства нафтової промисловості: нафтогазовидобувне управління “Долинанафтогаз”, нафтопромисли, Долинська експортно-імпортна база (ЕІБ). Капітальним ремонтом бурового і нафтопромислового обладнання будуть займатися підприємства Бориславської бази виробничого обслуговування та АТ “Карпатнафтомаш” (м. Калуш). Вишкомонтажний цех Прикарпатського УБР проводитиме увесь комплекс робіт, які пов’язані з монтажем бурової установки та іншого допоміжного обладнання. Комплектування бурових бригад, а також їх поповнення проводитиметься у м. Долині, а також за рахунок навколишніх населених пунктів.

Категорія ґрунту у районі буріння свердловини – III. Фактична максимальна глибина промерзання у даному районі ґрунту від 0,5 до 0,7 м.

З теоретичних основ методів пошуків та розвідки вуглеводневих покладів, пошуки і розвідка нафтогазових родовищ є кінцевим етапом усього процесу. Передують цьому етапу, етап загальної підготовки структур геофізичними або іншими методами, проте вони на території Скибових Карпат не завжди даватимуть позитивні результати. У зв'язку з цим, паралельно з проведенням сейсмічних робіт, обов'язково також проводиться і буріння свердловин. Глибокі свердловини вирішуватимуть конкретні задачі, зокрема встановлення простягання чи наявності еоценових та палеоценових відкладів. Основним завданням проектування є постановка пошукового буріння з метою визначення перспектив нафтогазоносності саме ямненських (палеоценових) відкладів Гошівсько-Володимирівської площі [1].

### **3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибин**

У Тянявсько-Долинському блоці на північно-західній зануреній перикліналі Гошівсько-Володимирівської структури пробурена свердловина 65-Північно-Долинська, де по результатах стандартного каротажу до глибини 1517 м виокремлені у ямненських відкладах нафтонасичені горизонти. Вверх за підняттям складки рекомендується для буріння свердловину 2-Гошівсько-Володимирівська (графічні додатки 3 та 4) проектною глибиною 1600 м (графічний додаток 5) для пошуків покладу нафти у палеоценових (ямненських) відкладах. Ймовірна наявність покладу нафти тут, крім матеріалів ГДС, підтверджується також їхньою продуктивністю у підвернутому крилі уже Берегової скиби на Тянявському родовищі. Площа нафтогазоносності зазначеного покладу обмежується фронтом складки, тектонічними порушеннями, а також умовним водонафтовим контактом (абсолютна відмітка  $-1075$  м), що відповідає

загалом підошві нафтонасиченого пласта, що виділений за матеріалами ГДС свердловини 65-ПД на глибині 1517 м.

Оскільки Гошівсько-Володимирівська складка має блокову будову, а також кожний із блоків є окремим перспективним пошуковим об'єктом, рекомендуємо на північно-західній ділянці окремого Гошівсько-Кропивницького блоку пробурити свердловину 3-Гошівсько-Володимирівська проектною глибиною 1700 м. Контур нафтогазоносності прогнозованого нафтового покладу прийнятий на позначці  $-1275$  м з урахуванням висоти покладу, який передбачується у Танявсько-Долинському блоці та ув'язується з абсолютною відміткою покрівлі водонасичених горизонтів, які виділені за матеріалами ГДС у палеоценових (ямненських) відкладах уже у свердловині 81-ВВ [1].

До перспективних також слід віднести ямненські відклади у склепінній частині складки у південно-східній частині Гошівсько-Кропивницького блоку. Це також підтверджується експертною оцінкою нафтогазоносності Гошівсько-Володимирівської структури, яка виконана УкрДГРІ, та сейсмічним паспортом ЗУГРЕ.

Свердловина 1-Княжолуцька, що пробурена в достатньо оптимальних умовах, розкрила піщано-аргілітову пачку, яка за висновками ГДС віднесена до ямненських (палеоценових) водонасичених. Проте на основі проведеної кореляції з сусідніми свердловинами, вважаємо, що вона розкрила тільки піщано-алевролітову товщу манявських водонасичених відкладів.

Свердловина 1-Гошівська, яка пробурена на глибину 960 м, також очевидно не розкрила ямненських відкладів. Цей факт підтвердила глибока свердловина 30-Долинська, що бурилася з цієї ж площадки. Вона розкрила манявські породи у нормальному і підвернутому заляганні безпосередньо уже на Гошівсько-Володимирівській антикліналі. Із наведеного робимо висновок, що ця частина блоку структури ще залишається непошукованою, а прогнозований палеоценовий нафтовий поклад

повинен бути обмежений контуром нафтогазоносності по відмітці –1180 м. Це у свердловині 73-ВВ відповідає покрівлі відкладів, які є водонасиченими за матеріалами ГДС.

Гошівсько-Володимирівська складка (графічний додаток 3) має блокову будову, занурюється в північно-західному напрямі у бік Тянявського родовища. З особливостей геологічної будови та наявності окремих відділених блоків на Гошівсько-Володимирівській площі, проектуємо буріння трьох, незалежних пошукових свердловин – по одній у кожному з блоків у склепінні.

Першочерговою слід вважати свердловину 2-Гошівсько-Володимирівська, глибиною 1600 м, яку рекомендовано закласти в присклепінній частині найбільш гіпсометрично піднятого Тянявсько-Долинського блоку на відстані 1550 м до південного сходу від свердловини 65-ПД.

Проектну свердловину 3-Гошівсько-Володимирівську глибиною 1700 м пропонується пробурити у північно-західній частині Гошівсько-Кропивницького блоку. Відстань на північній схід від свердловини 81-ВВ становить 900 м.

Проектну свердловину 4-Гошівсько-Володимирівська глибиною 1650 м пропонується пробурити у південно-східній частині Гошівсько-Кропивницького блоку на відстані майже 700 м до північного сходу від свердловини 73-ВВ.

Основна мета буріння проектних свердловин – пошуки покладів вуглеводнів у ямненських відкладах нормального і підвернутого крил Гошівсько-Володимирівської складки.

Отже, площа проектних робіт у межах Гошівсько-Володимирівської структури, класифікована як перспективна у нафтогазоносному відношенні та рекомендується для виконання на ній пошукового буріння для відкриття покладів нафти у палеоценових (ямненських) відкладах.

Задачі розвідувального етапу вирішують бурінням залежної розвідувальної свердловини 5-Гошівсько-Володимирівська.

Розвідувальна свердловина 5-Гошівсько-Володимирівська буриться в залежності від результатів буріння свердловини 2-Гошівсько-Володимирівська, закладається на південно-західному крилі структури (Долинський блок) на відстані 750 м на південний захід від свердловини 2 для уточнення положення ВНК, форми і розмірів нафтового покладу, вивчення властивостей порід-колекторів та встановлення їх основних параметрів. Проектна глибина свердловини 1550 м (графічний додаток 4). Проектний горизонт –  $K_2st$ .

Таким чином на площі проектується буріння трьох пошукових незалежних свердловин та однієї залежної розвідувальної загальним метражем 6500 метрів.

### **3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння**

Буріння пошукових і розвідувальних свердловин на Гошівсько-Володимирівській площі пов'язане зі складними геологічними умовами.

За типову свердловину приймаємо свердловину 4-Гошівсько-Володимирівська (графічний додаток 5).

Ця незалежна пошукова свердловина найповніше розкриє розріз продуктивних та інших відкладів, які запроектовано розкрити і дослідити нею.

Важливою передумовою успішної проводки будь-якої свердловини (особливо пошукової) є ефективність від заходів попередження, в першу чергу, і усунення можливих ускладнень і аварій у процесі буріння. Можливими ускладненнями під час буріння свердловин можуть бути – поглинання бурового розчину (четвертинні відклади, відклади менілітової, вигодської та ямненської світ), осипання та обвалювання стінок свердловин (відклади менілітової, бистрицької та манявської світ),

жолобоутворення. Пластовий тиск у розрізі свердловин дорівнюватиме гідростатичному. Геотермічний градієнт на свердловинах сусіднього Долинського родовища становить близько 2,5 °С.

При вибиранні конструкції свердловин враховуються загалом геологічні умови району досліджень і накопичений досвід практичного буріння свердловин, які розташовані поблизу (№№ 68, 76, 69-Вигода-Витвиця, №№ 1, 6-Геринські).

Для забезпечення якісного кріплення обсадні колони забезпечуються всіма необхідними елементами технологічної забезпеченості. Проміжна колона забезпечується башмачним патрубком, зворотнім клапаном і кільцем “стоп”.

Для цементування у відкритому стовбурі свердловин колона комплектується пружними центраторами. Основна експлуатаційна колона додатково комплектується башмачним патрубком та зворотними клапанами (двома). Безпосередньо у проміжній колоні основна експлуатаційна центрується жорсткими центраторами. У відкритому ж стовбурі свердловини – пружними типу ЦЦ (на кожну трубу по 2 шт.).

### **3.6 Вибір об’єктів для випробування та дослідження**

Необхідною важливою умовою для отримання промислового притоку нафти є застосування розчинів, які не погіршують колекторські властивості продуктивних горизонтів. З іншого боку не потрібно допустити викиду промивної рідини. Конкретними оптимальними умовами потрібно вважати буріння свердловин на рівновазі тисків: пласт – стовп рідини або з незначним перевищенням тиску стовпа рідини. З метою вивчення якісної і кількісної характеристики насичення продуктивних горизонтів передбачається у процесі буріння свердловин їх випробування. Також проектується випробування після спуску експлуатаційної колони.

У процесі буріння безпосереднє випробування проводиться після ГДС і вивчення керну. Кількість об'єктів, а також інтервали випробування уточнюються у процесі буріння та після спуску основної експлуатаційної колони. Для отримання об'єктивнішої та якісної інформації пропонується проводити випробування тільки разом з промислово-геофізичними дослідженнями, тобто каротаж-випробування-каротаж (КВК).

Більшість об'єктів, перспективність яких встановлюватиметься за даними ГДС або при проходці будуть прояви нафти чи газу, також інтервали глибин з підвищеним газовмістом по газокаротажу або до них приурочені поклади нафти і газу по сусідніх родовищах, пропонується випробувати пластовипробувачем уже на трубах. Випробування випробувачем на бурових трубах слід проводити у нафтогазоперспективному розрізі уже погоризонтно з тим розрахунком, щоб було не більше 50 метрів на один випробовуваний об'єкт [10]. Випробування вважатимемо завершеним, якщо одержано таку інформацію:

- приплив пластового флюїду;
- встановлено середній дебіт і коефіцієнт продуктивності;
- визначено фільтраційні параметри пласта;
- заміряно пластовий тиск і температура.

При одержанні припливу глинистого розчину, необхідно провести повторне випробування, застосовуючи максимально допустиму депресію на пласт, після чого продовжити час очікування для одержання припливу.

Вибір проектних об'єктів випробування в експлуатаційній колоні слід здійснювати після закінчення буріння свердловини на базі аналізу отриманої геологічної інформації, матеріалів ГДС, а також фактичних результатів випробування пластів саме у процесі буріння. В обсаджений свердловині необхідно випробовувати пласти, які позитивно оцінені ГДС, а також при випробуванні яких у саме процесі буріння отримано припливи нафти або газу, та ті об'єкти, фактичне випробування яких не було проведено через різні геологічні причини чи ускладнення.

Об'єм проектних об'єктів випробування у типовій свердловині 4-Гошівсько-Володимирівська (графічний додаток 5) на трубах наведені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Об'єкти випробування у типовій проектній свердловині 4-Гошівсько-Володимирівська

Номер свердловини	Вік	Інтервал випробування на трубах, м	Інтервал випробування в колоні, м	Вибіркова товщина перфорації, м
4-ГВ	P <sub>1jm</sub>	960-1060	960-1060	50
		1460-1560	1460-1560	40

В експлуатаційній колоні випробовуються пласти, що позитивно оцінені за матеріалам ГДС, а також пласти, при випробуванні яких у процесі буріння отримані позитивні результати.

Перфорацію колони напроти нафтогазоносних пластів передбачається проводити кумулятивним перфоратором ПКОТ-89, ПКС-89 чи ПКС-105 відповідно по 24 отвори на 1 пог. метр (графічний додаток 5). Викликання припливу пластового флюїду потрібно здійснювати через зменшення тиску на пласт заміною глинистого розчину як варіант на воду. Якщо отримано припливи пластових флюїдів, то потрібно відібрати проби на аналізи, а у випадку отримання промислового припливу вуглеводнів – провести у свердловині повний комплекс гідродинамічних досліджень. Якщо у пластах які були оцінені як перспективні припливу не отримано, у такому випадку необхідно провести ще одну перфорацію (гідроабразивну або торпедування). Крім цього у проектах на будівництво свердловин потрібно передбачити роботи з інтенсифікації припливів пластових флюїдів, зокрема кислотної обробки пластів, гідророзриву пласта, методи створення кількарязових депресій на продуктивні пласт і т.д. [10].

Крім вищеназваних типів та об'ємів досліджень проектується провести додаткові роботи, потреба у яких може виникнути безпосередньо у процесі ведення пошуково-розвідувальних робіт, зважаючи на досвід при

бурінні свердловини 1-Гошів. Потрібно буде використовувати станцію геолого-технічних досліджень з метою для отримання найякіснішої поточної інформації про газонасиченість розрізу у свердловині, загальні літолого-фаціальні особливості та детальну характеристику продуктивних чи перспективних пластів.

### **3.7 Вибір інтервалів відбору керну і шламу**

Для успішного вирішення геологічних завдань, які ставляться перед проектними свердловинами і найповнішого вивчення розкритих ними відкладів щодо нафтогазоносності, проектується оптимальний комплекс геологічних і геофізичних досліджень, а також вихідні геологічні дані для проводки і буріння типової проектної свердловини на Гошівсько-Володимирівську складку (графічний додаток 5).

Важливим завданням буріння пошукової свердловини є відбір керового матеріалу, по якому вивчають стратиграфічний розріз, літологічну будову, фауністичну характеристику, потужності окремих стратиграфічних комплексів. Загалом керн потрібен для виявлення прямих доказів нафтогазоносності порід, виділення ймовірних продуктивних горизонтів, а також для вивчення колекторських властивостей пластів.

На площах, які розташовані у вивчених районах, відбір керну в першій свердловині проектується в перспективній частині розрізу об'ємом 10-12 % від глибини свердловини, а у наступних – відбір керну зменшується до 6-8 %. На Гошівсько-Володимирівській площі буріння з свердловин відбором керну проводитиметься в перспективних палеоценових відкладах. Окремі інтервали для відбору керну проектуються у межах стратиграфічних границь. Так, у свердловині 2-Гошівсько-Володимирівська, яку ми прийняли за типову, по геолого-технічних розрахунках, проектується відібрати 160 м (10 %) керну. Інтервали відбору керну для нашої проектної типової свердловини у при

бурінні уточнюватимуться геологічною службою залежно від розкритого розрізу у свердловині. Винос керну повинен становити не менше 60 % від проходки долотом. Для уточнення стратиграфічних границь і літологічного складу продуктивних горизонтів, крім відбору керну проектується відбір порід боковим ґрунтоносом з розрахунку два зразки на 1 м загальної товщини продуктивного горизонту. Відбір шламу у свердловинах проектується по стовбуру свердловини через кожні 10 м проходки, а у продуктивній частині розрізу – уже через 5 м, в інтервалах нафтогазопроявів – уже через 2-3 метри проходки (табл. 3.3). Це буде додатковим фактичним матеріалом по відношенню до керну. Керн та зразки з ґрунтоносів (за потреби) повинні бути запакованими і за необхідності парафінованими. Відібрані зразки шламу упаковуються, позначаються етикетками. Аналізи зразків керну планується проводити у лабораторіях НДПІ [1].

Таблиця 3.3 – Проектний відбір керну і шламу у свердловині 4-Гошівсько-Володимирівська

Індекс стратиграфічного підрозділу	Параметри відбору керну		Інтервал, м		Метраж відбору керну, м	Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Частота відбору шламу, м	Індекс стратиграфічного підрозділу	Глибина від-бору ґрунту	Тип бокового ґрунтоносу	Кількість зразків порід
	мінімальний діаметр, мм	максимальна проходка за рейс, м	Від (верх)	До (низ)			Від (верх)	До (низ)					
№1jm	80		970	975	15	По всьому розрізу		10	Відбір проб боковим ґрунтоносом не передбачається				
			995	1005	10	У продуктивній частині розрізу		5					
			1020	1025	15								
			1040	1045	15								
№2jm	80		1400	1405	15	При нафтогазопроявах		2-3					
			1420	1425	10								
			1450	1455	15								
			1470	1475	10								
			1500	1505	10								
			1525	1530	10								
			1645	1650	10								
					135 м								

### 3.8 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

Геофізичні дослідження у свердловинах (ГДС) проводяться задля рішення ряду геологічних (кореляція розрізів, визначення літологічних характеристик порід, виділення у розрізі порід-колекторів і оцінка характеру їх насичення, встановлення глибин залягання геофізичних реперів та параметрів нафтогазоносних пластів для підрахунку ресурсів чи запасів нафти і газу), а також технологічних (контроль за технічним станом ствола свердловини, виділення дефектів обсадних колон, встановлення якості цементування і т.д.) завдань [10].

Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах виконуються відповідно галузевого стандарту України 2000 р.

Залежно від завдань, які вирішуються ГДС, виокремлюються загальні, детальні, а також спеціальні дослідження:

- загальні виконуються основним комплексом ГДС по всьому стволу свердловини;
- детальні виконуються розширеним комплексом ГДС (основним і додатковим) в перспективних на нафту і газ інтервалах;
- спеціальні дослідження виконуються в окремих пластах або цільових інтервалах за спеціальними технологіями.

Комплекс обов'язкових геолого-промислових досліджень [10] у свердловинах визначається геолого-технічним нарядом на буріння свердловини, затвердженим відповідно до проекту розвідувального буріння та проекту дослідно-промислової розробки родовища, залежно від поставлених завдань і геолого-технічних умов її буріння. Зокрема у цей комплекс включаються роботи: геофізичні дослідження, які включають електричний, радіоактивний, акустичний і газовий каротаж, а також вимірювання температури по стволу свердловини; крім того, виконуються дослідження, необхідні для підвищення якості буріння свердловини, - інклінометрія, кавернометрія, контроль за якістю глинистого розчину,

перевірка якості цементування, проведення геолого-технологічних досліджень в процесі буріння свердловин тощо.

Обов'язковим проектним комплексом передбачено проведення досліджень всього розрізу (масштаб 1:500) і у перспективних інтервалах (масштаб 1:200). Для Гошівсько-Володимирівської площі (графічний додаток 5) перспективний інтервал починається з покрівлі бистрицьких відкладів.

А. Дослідження всього розрізу в відкритому стовбурі свердловини (масштаб 1:500) включають:

1. Стандартний каротаж
2. Акустичний каротаж (АК)
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК)
4. Нахилометрія (НМ)
5. Боковий каротаж (БК)
6. Термометрія
7. Сейсмокаротаж (ВСП).

Також для вивчення технічного стану проектної свердловини по всьому стволі у масштабі 1:500 виконуватимуться профілометрія та інклінометрія. В обсаджених стволах свердловин для контролю за цементажем виконується акустична цементометрія. Для контролю стану обсадних колон – локатор муфт.

Б. Детальні дослідження у нафтогазоперспективних інтервалах та у продуктивних горизонтах (масштаб 1:200) включатимуть:

1. Геолого-технологічні дослідження (ГТД)
2. Акустичний каротаж (АК)
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК)
4. Боковий мікрокаротаж (БМК)
5. Мікрокаротаж (МК)
6. Бокове каротажне зондування (БКЗ)
7. Боковий каротаж (БК)

8. Індукційний каротаж (ІК)

9. Резистивіметрію

10. Випробування пластів за допомогою випробувачів на бурових трубах (ВПТ) і випробовування приладами на каротажному кабелі (ПК)

11. Відбір зразків порід боковим ґрунтоносом.

Для контролю стану технічної колони після проведення цементажу необхідно, окрім АКЦ, виконати заміри свердловинним трубним профілеміром (ПТС) та провести дефектоскопію (ДСІ). Також ці заміри необхідно проводити через 50 операцій спуско-підйому. Прив'язка глибин інтервалів перфорації в експлуатаційній колоні здійснюватиметься за допомогою РК, а якість розкриття колони – магнітним локатором.

ГДС в інтервалах залягання нафтогазоносних порід у пошукових і розвідувальних свердловин проводяться у найкоротший термін після їх розкриття (загалом обов'язково не пізніше 5 діб). Інтервали розкриття не повинні бути понад 200 м. Перекриття інтервалів випробування при проведенні досліджень мають становити не менше 50 метрів.

Для одержання якісного промислово-геофізичного матеріалу реєстрацію АК потрібно проводити з швидкістю, що не перевищує 100 м/годину, а для радіоактивних методів (ГК, ГГК, НГК) швидкість запису повинна бути менша за 500 м/годину.

ГДС по інтервалах для свердловини 4-Гошівсько-Володимирівська наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Комплекс геофізичних досліджень свердловини  
4-Гошівсько-Володимирівська

Види досліджень	Масштаб	Інтервал, м	
		від	до
1	2	3	4
1. Ст.каротаж, профіле- метрія, кавернометрія	1:500	0	610
		550	800
		750	900
		850	1000
		950	1100
		1050	1200
		1150	1300
		1250	1400
		1350	1500
		1450	1650
2. БКЗ, БК, МК, МБК, ІК, кавернометрія в інтервалі стандартного каротажу з глибини 850м	1:200		
3. ГК, НГК	1:500	0	610
		500	1250
		1150	1650
4. ГК, НГК, ГГК, НТ-Т, МНК, АК з глибини 850м в інтервалах ГК і НГК	1:200		
5. ІННК до і після спу- ску колони в перспек- тивній частині розрізу	1:200	850	1650
6. Пластовий нахиломір		850	1650
7. Геотермічний граді- єнт - 3 заміри (1-ий - через 10 діб стояння свердловини, 2-ий і 3-ій - через 16 годин кожний)		0	1650
8. Газовий каротаж (з глибини 850м через 100м проходки відбір проб)	1:500	0	1650
9. ОЦК і АКЦ		0	1650
10. ОПН - 90 проб		850	1650
11. Заміри ГК і ЛМ інтервалів перфорації (до і після)			

### 3.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень

Проектний комплекс подано у вигляді таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Проектні лабораторні дослідження

№ з/п	Назва досліджень	Одиниці виміру	Кількість
1	Визначення фізичних властивостей порід	взірці	300
2	Літолого-петрографічні дослідження	взірці	100
3	Макро- і мікропалеонтологічні дослідження	взірці	100
4	Визначення газонасичення порід	взірці	50
5	Споро-пильцевий аналіз	взірці	50
6	Геохімічні дослідження	проби	50

Відправлення вірців і проб на незалежний зовнішній контроль здійснюватиметься в об'ємі відповідно до діючих нормативних документів.

## 4 ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ РОБІТ

Проблема пошуків нафти і газу в Карпатському регіоні полягає в постановці пошукового буріння на великі глибини. У даному регіоні відкриті ряд родовищ, поклади яких зосереджені в другому ярусі Битківської Глибинної та Південнобитківської складок. Значно збільшився метраж буріння, що ускладнило роботи і призвело до зростання собівартості геологорозвідувальних робіт та їх окупності по капіталовкладеннях. Особливо актуальним є зростання ефективності геологорозвідувальних робіт, що призведе до здешевлення робіт по пошуках та розвідці, тобто до зниження собівартості, а відповідно до зростання прибутків підприємства, а також швидшого обігу капіталовкладень. Це все позитивно вплине на діяльність підприємства, дасть змогу реалізувати роботи по освоєнню нових площ.

На площі, яка досліджується, особливої уваги починає заслуговувати випробування продуктивних горизонтів на малих глибинах. Важливу роль відіграє підвищення точності інтерпретації сейсмогеологічних матеріалів на основі результатів дорозвідки та використання сучасної техніки та технології. Все це дає змогу досягти економії за рахунок зменшення метражу пошукового буріння і швидкої окупності кошторисної вартості свердловини.

Основними вихідними даними для встановлення економічної доцільності проектних робіт є кошторис на типову свердловину 65-ПД, оскільки на проектній площі не проводилися конкретно бурові роботи, а загалом геологічні умови проводки свердловин аналогічні для Південнодолинської та Гошівсько-Володимирівської площ; фактичні величини ресурсів нафти, які підраховані об'ємним методом (категорія С<sub>3</sub>) наведені на додатках 4, 5, 6 у розділі 3 даної роботи.

Перспективність Гошівсько-Володимирівської площі підтверджують результати сейсмічних робіт, геолого-геофізичний матеріал буріння свердловин на сусідніх площах і родовищах та результати випробування можливо перспективних горизонтів в свердловинах, що знаходяться в безпосередній близькості до досліджуваної ділянки.

Серед пошуково-розвідувальних робіт на площі досліджень запроєктовано закладання 3-х пошукових свердловин (по одній в кожному перспективному блоці складки) та однієї розвідувальної свердловини. Для повного розкриття проектного розрізу і ймовірно продуктивних пластів глибини свердловин передбачені наступні: 2-Гошівсько-Володимирівська – 1600 м, 3-Гошівсько-Володимирівська – 1700 м, 4-Гошівсько-Володимирівська – 1650 м, 5-Гошівсько-Володимирівська – 1550 м. Загальний проектний метраж становить 6500 м.

Отже, враховуючи все вищесказане розрахуємо основні геолого-економічні показники робіт (табл. 4.1).

Узагальнюючи результати проведених розрахунків економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт на даній площі необхідно відзначити наступне: при прогнозованому річному видобутку нафти з ямненських відкладів величиною близько 35,6 тис.т при діючих цінах на нафтовому ринку України, капіталовкладення на роботи з пошуків та розвідки на Гошівсько-Володимирівській площі при бурінні чотирьох свердловин, становитиме близько трьох років, що є значним позитивним показником для обігу капіталовкладень, крім того, рентабельність проектних робіт становитиме 58,86 %, а індекс прибутковості – 0,824. З цього маємо, що з економічної точки зору запроєктовані роботи на Гошівсько-Володимирівській площі повинні мати значну ефективність і бути швидкоокупними та доцільними.

Таблиця 4.1 – Основні геолого-економічні показники проектних робіт на Гошівсько-Володимирівській площі

№ з/п	Показники	Одиниці виміру	Проектний варіант
1	Кількість свердловин	шт.	4
2	Розвідувальний проектний метраж по всіх свердловинах	м	6500
3	Кошторисна вартість будівництва типової свердловини	грн.	90705450
4	Кошторисна вартість 1 м проходки	грн.	54973
5	Кошторисна вартість всього обсягу робіт	грн.	357324500
6	Сумарна величина підрахованих на площі ресурсів за категорією С <sub>3</sub>	млн.т	2.315
7	Кількість пробурених на площі свердловин	шт.	0
8	Метраж по пробурених свердловинах	м	0
9	Кошторисна вартість виконаних раніше робіт	грн.	0
10	Загальна кількість пробурених і проектних свердловин	шт.	4
11	Загальний метраж з врахуванням пробурених свердловин	м	6500
12	Повна кошторисна вартість робіт на площі з врахуванням раніше виконаних робіт	грн.	357324500
13	Вартість одиниці прирощених ресурсів	грн.	154.35
14	Приріст ресурсів: - на 1 м проходки	т	356.2
15	- на 1 свердловину	тис.т	578.8
16	- на 1 тис. грн.	т	6.5
17	Тривалість циклу пошуково-розвідувальних робіт	років	4.3
18	Кількість одночасно працюючих станків	од.	1,1,2

Отже, доцільність ведення проектних пошукових робіт на Гошівсько-Володимирівській площі є досить високою, витрати на буріння і облаштування окупляться в достатньо короткий термін.

## ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі наведені всі потрібні розрахунки та обґрунтування геологічної моделі для проектування пошукового та розвідувального буріння на нафтогазоперспективній Гошівсько-Володимирівській площі, причому ймовірні нафтові поклади залягають на невеликих глибинах (до 2000 м).

Основною задачею проектних робіт є пошуки нафтогазових покладів у ямненських відкладах, а також розкриття розрізу палеогенових і крейдових відкладів, встановлення характеру нафтогазоносності перспективних відкладів, отримання інформації про геолого-геофізичні характеристики палеогенових відкладів у розрізі площі для уточнення результатів геофізичних досліджень та робіт, підтвердження промислової нафтогазоносності, у першу чергу, палеоценових (ямненських) відкладів. Враховуючи те, що у межах досліджуваної площі знаходиться антиклінальна Гошівсько-Володимирівська складка, що розбита тектонічними порушеннями на три блоки, наявні піщані породи-колектори, а також існують сприятливі умови для акумуляції та збереження покладів нафти і газу, існують факти підтвердженої нафтогазоносності подібних порід-колекторів на сусідніх площах, то Гошівсько-Володимирівську площу можна вважати високоперспективною.

Для опощування площі досліджень проектується буріння окремо в кожному з трьох блоків по одній незалежній пошуковій свердловині. Для оцінки проектується буріння залежної розвідувальної свердловини 5-Гошівсько-Володимирівська глибиною 1550 м. Тому, проектується буріння чотирьох свердловин загальним метражем 6500 м.

Також у роботі обґрунтовується економічну доцільність проектних робіт. Зокрема, приріст видобувних ресурсів нафти, при коефіцієнті

нафтовилучення 0,12, у межах проектної площі становить 2,315 млн.т. Також приріст ресурсів нафти загалом на 1 м проходки становить 356,2 т, приріст ресурсів нафти на 1000 грн. витрат становить 6,5 т.

Базуючись на проведеному аналізі Гошівсько-Володимирівську площу можна вважати першочерговим об'єктом для нафтогазопошукових робіт, оскільки проведення цих робіт є ще й доцільним також і з економічної точки зору.

## ПЕРЕЛІК ПЕРШОДЖЕРЕЛ

1. Проект на проведення пошукових робіт Гошівсько-Володимирівської площі.
2. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
3. Історія геологічного розвитку Українських Карпат / О.С. Вялов, С.П. Гавура, В.В. Даниш та ін. – Київ: Наук. думка, 1981. – 180 с.
4. Tolwinski K. Kopalnie ropy i gazow ziemnych w Polsce. – Т.2. – Karpacki inst. Geol. – Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1929. – 256 s.
5. Структурно-тектонічна карта Західних областей України. Масштаб 1:200000 / Гол. ред. М.Д. Бударкевич, Є.С. Дворянин. – 1991.
6. Мончак Л.С. Основи геології нафти і газу: підручник для ВНЗ / Мончак Лев, Омельченко Валерій. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 255 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойко, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.
8. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.
9. Нафтогазопромислова геологія та підрахунок запасів нафти і газу. – М.: Надра, 1981. – 453 с.
10. Правила розробки нафтових і газових родовищ – <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0692-17#n13>.