

**БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**

БР.НЗГ–00.00.000 ПЗ

Група НЗГ – 21-1

**Цикаляк Яна**

2025



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри ГРН

\_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

**З А В Д А Н Н Я  
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ**

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

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

Студенту \_\_\_\_\_ Цикаляк Яні Василівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи Створення геологічної моделі  
нафтогазоперспективного об'єкта та проект пошуково-розвідувальних робіт  
Янівській 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 та промислові матеріали району досліджень
- опублікована література по району досліджень і темі бакалаврської роботи;
- власні спостереження та дослідження під час виробничої роботи і навчання

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

1. Загальні відомості про район досліджень. 1.1. Географо-економічний нарис. 1.2. Стратиграфо-літологічна характеристика. 1.3. Тектонічна характеристика. 1.4. Нафтогазоносність. 1.5. Гідрогеологічна характеристика. 2. Особливості проведення пошуково-розвідувальних робіт; 2.1. Прогнозування нафтогазоносності; 2.2. Кількісна оцінка ресурсів газу; 2.3. Мета і завдання проектних робіт; 2.4. Обґрунтування розташування проектних свердловин та їхніх глибин; 2.5. Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння; 2.6. Вибір об'єктів випробування та дослідження; 2.7. Вибір інтервалів відбору керну і шламу; 2.8. Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині; 2.9. Проектний комплекс лабораторних досліджень; 2.10. Заходи з охорони надр; 3 Економічна частина; Підсумки; Список використаної літератури

**5. Перелік графічних додатків:**

Структурна карта.

Профільний геологічний розріз.

Геологічна частина ГТН

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

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

8. Календарний план

№	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1	<i>Одержання завдання та розробка плану виконання роботи</i>	22.02.2025	Виконано
2	<i>Підготовка базових геолого-геофізичних матеріалів</i>	до 15.03. 2025	Виконано
3	<i>Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта</i>	до 17.05. 2025	Виконано
4	<i>Обґрунтування та план проведення пошуково-розвідувального буріння</i>	до 02.06.2025	Виконано
5	<i>Підготовка графічних додатків</i>	до 10.06.2025	Виконано
6	<i>Розроблення висновків і рекомендацій</i>	до 12 .06.2025	Виконано
7	<i>Захист роботи на засіданні ЕК</i>	до .06.2025	Виконано

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

*Цикаляк Я.В.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

*Артим І.В.*

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

У бакалаврській роботі подані загальні відомості про Янівську площу, розглянуті геологічна будова, літологія, стратиграфія.

У роботі висвітлені такі питання: перспективність проведення пошуково-розвідувальних робіт та підготовленості Янівської площі до пошуково-розвідувальних робіт. Були зроблені підрахунок ресурсів по категорії С<sub>3</sub> з використанням програми, розроблено комплекс проектних робіт на типову свердловину.

Сторінок – 67, таблиць – 10, комп'ютерних роздруківок – 3, малюнків 8 , графічних додатків 4.

## ANNOTATION

In a diploma project information of commons is given about Yanvinsku area, a geological structure, litology, is considered. Such questions are lighted up in a project: perspective of conducting of works of searching-reconnaisances and preparedness of Yanvinsku of area is to works of searching-reconnaisances. Were done count of resources for the categories of  $C_3$  with the use of program, technological and economic indexes of investment efficiency in works of searching-reconnaisances.

Pages –67, tables –10, unsealing image of a computer –3, pictures – 8, graphic additions – 4.

## ЗМІСТ

Вступ.....	7
1. Геологічна будова та нафтогазоносність району.....	10
1.1. Географо-економічні умови.....	10
1.2.Геолого-геофізична вивченість.....	12
1.3. Літолого – стратиграфічний розріз.....	14
1.4. Тектоніка.....	18
1.5. Історія геологічного розвитку.....	20
1.6. Нафтогазоносність.....	24
1.7. Водоносність.....	26
2. Особливості проведення пошуково-розвідувальних робіт.....	28
2.1.Прогнозування нафтогазоносності.....	28
2.2. Кількісна оцінка ресурсів газу .....	30
2.3. Мета і завдання проектних робіт.....	36
2.4. Обґрунтування розташування проектних свердловин та їхніх глибин.....	37
2.5. Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння.....	38
2.6. Вибір об'єктів випробування та дослідження.....	39
2.7. Вибір інтервалів відбору керну і шламу.....	41
2.8. Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині.....	43
2.9. Проектний комплекс лабораторних досліджень.....	50
2.10. Заходи з охорони надр.....	51
3 Економічна частина.....	54
Підсумки.....	65
Список використаної літератури.....	67

## ВСТУП

**Актуальність.** Забезпечення енергонезалежності нашої держави можливе лише за умови нарощування власного видобутку нафти і газу. Практична реалізація таких стратегічних планів потребує проведення комплексу робіт спрямованих на виявлення нових нафтогазоперспективних об'єктів та збільшення обсягів пошуково-розвідувальних робіт на них, що у кінцевому результаті призведе до відкриття нових родовищ нафти і газу. Перспективи Янівської площі пов'язуються із ямненськими, вигодськими, менілітовими відкладами палеогену. Уточнення будови Янівської площі, вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, виявлення покладів ВВ та підтвердження оцінених перспективних ресурсів нафти у відкладах палеогену буде виконано за рахунок буріння однієї пошукової і двох розвідувальних свердловини.

**Метою бакалаврської роботи** є проведення оцінки перспектив нафтоносності Янівської площі та обґрунтування буріння пошукових та розвідувальних свердловини у її межах.

**Завдання досліджень.** Для досягнення поставленої мети у процесі роботи відповідно до обраної теми необхідно вирішити такі завдання:

- охарактеризувати географо-економічні умови території досліджень;
- навести геолого-геофізичну вивченість площі;
- привести опис літолого-стратиграфічного розрізу Янівської площі;
- описати структурно-тектонічну будову площі проектних робіт;
- охарактеризувати нафтогазоносність району досліджень;
- навести характеристику гідрогеологічної обстановки;
- виконати прогнозування нафтогазоносності Янівської площі за комплексом критерійних ознак;
- обґрунтувати підрахункові параметри та виконати кількісну оцінку перспективних ресурсів нафти;
- визначити мету та завдання проектних робіт на площі;
- обґрунтувати місцезонавання проектних свердловин та їхніх глибин;
- обґрунтувати вибір типової свердловини та охарактеризувати геологічні умови її буріння;

- обґрунтувати у типовій свердловині вибір об'єктів для випробування та дослідження;
- обґрунтувати вибір інтервалів відбору керна та шламу;
- обґрунтувати вибір комплексу геофізичних досліджень у свердловині;
- обґрунтувати проектний комплекс лабораторних досліджень у свердловині;
- навести заходи з охорони надр при реалізації комплексу проектних робіт на площі.

**Об'єкт досліджень** – перспективи нафтогазоносності Янівської площі.

**Предмет досліджень** – відклади палеогену та характер їх нафтогазоносності.

**Методи досліджень** – аналіз та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів, результатів лабораторних досліджень зразків гірських порід та пластових флюїдів, встановлення зв'язків і закономірностей зміні колекторських властивостей, прогнозування нафтогазоносності.

**Практичне значення.** Результатом проведення пошуково-розвідувальних робіт, які передбачаються проектом, є уточнення будови Янівської площі, вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, виявлення покладів вуглеводнів та підтвердження оцінених перспективних ресурсів нафти у відкладах палеогену.

Основою для виконання даної роботи послужили фондові геолого-геофізичні матеріали та дані буріння, випробування та дослідження свердловин, що зібрані по району досліджень.

# 1. БАЗОВА ЧАСТИНА. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ТА ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ

## 1.1 ГЕОГРАФО – ЕКОНОМІЧНІ УМОВИ

Янівська площа в адміністративному відношенні розташована в Старосамбірському районі Львівської області. Район відноситься до розряду сільськогосподарських. Основним заняттям населення є землеробство і тваринництво (рис. 1.1) [1].

Населені пункти розташовані один від одного на відстані 3-5 км. Найбільші з них - Блажів, Воля-Блажівська, Кобло Старе, Воля-Коблянська, Звір, Бережниця, Воля та ін. Вони сполучені ґрунтовими або шосейними дорогами. Найближча залізнична станція Старий Самбір розташована в 10 км на північний-захід від площі проєктованих робіт, а однойменний нафтовий промисел - в 6 км [1].

Північно-східна частина площі займає, в основному, оранки і луки. В південній частині розповсюджені великі лісові масиви зі змішаним типом рослинності [1].

Клімат м'який, з середньорічною температурою  $+6^{\circ}$ ,  $+7^{\circ}\text{C}$ . За рік випадає 600-900 мм осадків.

Більшість дощів буває весною, на початку літа і осінню. В зимовий період бувають короткочасні та значні снігопади, які тимчасово можуть "паралізувати" роботу транспорту.

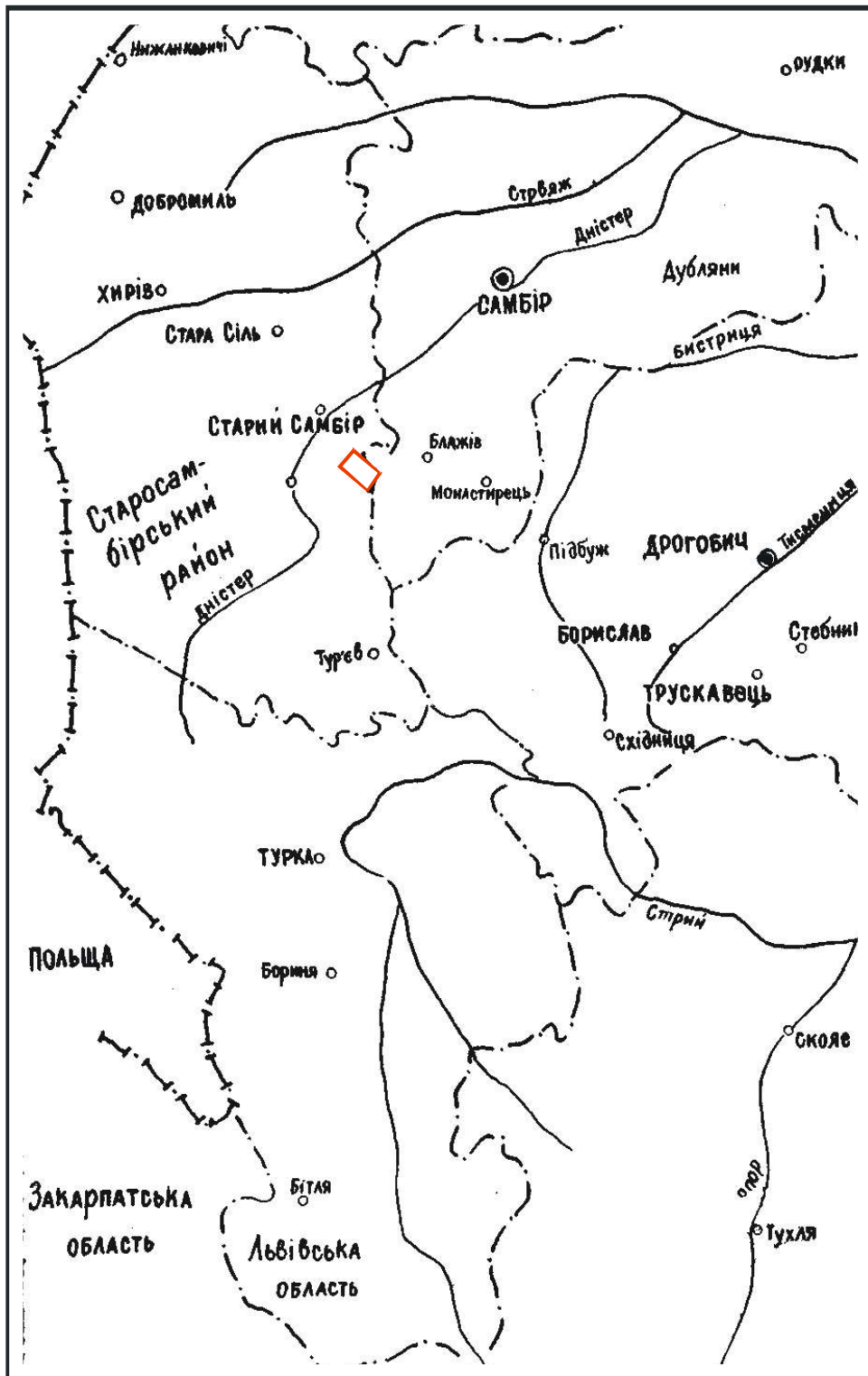
З корисних копалин в районі відомі кам'яні солі, будівельні матеріали і нафта. Для постачання бурових технічною водою будуть використовуватися меліоративні канали, потоки, ріки.

Перевищення вершин над долинами становлять 100-250 м, а абсолютні відмітки місцевості досягають  $(+)$ 500- $(+)$ 550 м.

Опалювальний сезон продовжується з жовтня по квітень.

У цілому район доступний для проведення намічених робіт [1].

Оглядова карта  
масштаб 1:50 000



◊ Площа робіт

Рисунок 1

Оглядова схема району робіт

## 1.2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ

Геологічні дослідження району Янівської структури та суміжних територій почали проводитись в кінці минулого століття. Вони пов'язувались з пошуками кам'яної солі та витоків нафти на денну поверхню. В Орівській скибі, південніше складки Воля-Блажівська, розташована складка Звір, де із стрийських і ямненських пісковиків в кінці минулого століття проводився видобуток нафти [2].

На початку ХХ століття в районі с. Звір проводились бурові роботи різними іноземними фірмами. Тут було пробурено 5 свердловин, але лише в одній з них був розкритий незначний за розмірами нафтоносний горизонт, який приурочений до пісковиків верхньої крейди [2].

У сорокові роки минулого століття Г. Тейсейре проводив геологічну зйомку в результаті якої була складена геологічна карта масштабу 1:75000, де детально описана стратиграфія і тектоніка Передкарпатського Прогину та Скибової зони Карпат між Старим Самбором і селом Урож. Описані виходи нафти та вивчені можливості відкриття нових нафтових і газових родовищ. Автор прийшов до висновку, що підняття порід в Береговій скибі відповідають підняттям глибинних складок. Він виділив Монастирецьке, Воля-Блажівське та Старосамбірське підняття, рахуючи їх сприятливими для постановки пошуково-розвідувальних робіт [2].

У вивченні геологічної будови району проектних робіт геологічну зйомку проводили М.Р. Ладиженський, В.В. Глушко, І.П. Мочалін, та інші.

В 1948-1950 роках В.В. Глушко, картуючи площі Стара Сіль, Добромиль, Борислав-Самбір, уточнив геологічну будову, стратиграфічний розріз цих площ а також виділив Стрільбицьку, Смільницьку та Бочина-Старосільську антиклінальні складки [2].

У 1959 році на площі проєктованих робіт проводив геологічну зйомку І.П. Мочалін, в результаті узагальнення польових досліджень, даних картувального та глибокого буріння, а також матеріалів попередніх досліджень автором були складені геологічна карта та профіль в масштабі 1:25000. В Скибовій зоні Карпат виділяються Орівська та Берегова скиби. В Береговій скибі простежена Воля-

Блажівська складка, а в Бориславсько-Покутській зоні виділені - Блажівська та Монастирецька глибинні складки, які перспективні на пошуки покладів нафти і газу [2].

У 1986 році ТП ЗУГРЕ №65/85 (Б.І. Івахів і ін.) в результаті узагальнення і переінтерпретації сейсмічних досліджень МСГТ, по умовному сейсмічному горизонту в покрівлі еоценових відкладів, в межах Монастирецького блоку була виявлена та підготовлена до глибокого буріння Волянська структура. Слід відзначити, що пробурена в межах цього блоку свердловина 11-Монастирець була відокремлена поздовжнім порушенням від власне Волянської складки, в присклепінній частині якої рекомендувалась свердловина №1 [2].

У 1987 році площа введена в пошукове буріння за геологічним проектом Ю.М. Години та Б.Г. Хитайленка. На структурі пробурена свердловина І-Волянська глибиною 4356м, яка розкрила еоценові відклади на 200м нижче ніж пропонувалось сейсморозвідкою і була ліквідована з геологічних причин.

За матеріалами нових сейсмічних досліджень (с/п 57/93, В.А. Барсук і ін.) була підготовлена до глибокого буріння Янівська структура, за матеріалами якої пробурені тут свердловини 11-Монастирець і І-Волянська опинились на погруженому південно-західному крилі, а присклепінна її частина розташована значно північніше, де рекомендується буріння нової свердловини [2].

Значний вклад в пізнання геологічної будови території проектних робіт внесли науково-дослідні розробки співробітників УкрНДГРІ (В.С. Бурова, М.Я. Вуля, ІД Я.І. Добровольського, П.Ю. Лозиняка, І.П. Сафарова, В.О. Шакіна та інших), тематичні розробки з обробки та узагальнення матеріалів глибокого буріння і геофізичних досліджень геологів ТП ДП "Західукргеологія" (Ю.М. Години, С.В. Коліди, В.О. Котика, Д.М.Ф, Удича, А.В. Шакіна та ін.), а також сейсмо-геофізичні дослідження працівників ЗУГРЕ (П.М. Бодлака, В.А. Борсука, М.Д. Бударкевича, М.Ю. Войціцького, Б. І. Івахіва, Х.Б. Заяць, В.І. Кулінича та інші) [2].

### **1.3 ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНИЙ РОЗРІЗ**

У геологічній будові Янівської структури приймають участь верхньокрейдяні, палеогенові та неогенові відклади [1, 2].

#### **Верхня крейда – К<sub>2</sub>**

Відклади верхньої крейди на площі складені стрийською світою.

#### **Стрийська світа (К<sub>2st</sub>)**

Стрийська світа складена товщею тонкоритмічного флішового чергування пісковиків, алевролітів та аргілітів і малопотужними пропластками мергелів, вапняків і конгломератів.

Пісковики і алевроліти сірі, зеленувато-сірі до темносірих, різнозернисті, кварцові, сильновапнисті, слюдисті, досить міцні з тріщинами виповненими кальцитом. Потужність пропластків - від декількох міліметрів до 0,5 м.

Аргіліти сірі, зеленувато-сірі до темно-сірих, часто алевритисті, невапнисті або слабовапнисті, кремністі, щільні, часто з рештками детриту. Потужність пропластів від 2-мм до 10-15 см.

На діаграмах стандартного електрокаратажу відклади стрийської світи характеризуються сильно диференційованою кривою "ПС" та монотонним чергуванням високих і низьких опадів, які коливаються в межах 5-50 Ом·м.

Потужність світи в Янівській складці складає 350-400 м, а розкрита потужність свердловинами 2-Монастирецька і 1-Волянська 80 м і 81 м відповідно.

#### **Палеогенова система (Р)**

Відклади палеогенової системи є головним об'єктом пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ в Бориславсько-Покутській зоні. Вони узгоджено перекривають крейдяні утворення і представлені трьома відділами: палеоценовим, еоценовим і олігоценовим.

#### **Палеоцен. Ямненська світа (Р<sub>1jm</sub>)**

В підшві світи залягає строкатий яремчанський горизонт, який представлений аргілітами сіро-зеленими, вишнево-червоними, невапнистими, слюдистими, з пропластками алевролітів і пісковиків. Його потужність значно

змінюється по площі від 0 до 25 м. Стратиграфічна границя між верхньокрейдяними і палеоценовими відкладами умовно приймається по підосві масивних пісковиків ямненської світи.

Вверх по розрізу світи представлена масивними і грубослоїстими пісковиками дрібно - і різнозернистими, які іноді переходять в гравеліти. Пісковики сірого і світло-сірого кольору, кварцеві. поліміктові з прожилками кальциту, середньої міцності, слабозцементовані. Потужність пластів пісковиків 10-30 м, іноді досягає 50-80 м.

Пісковики ямненської світи добре відбиваються на всіх видах каротажу і служать відповідним репером при стратиграфічних розбивках. На кривих електрокаротажу вони характеризуються високими опорами.

Потужність ямненської світи в Янівській складці складає до 100 м.

### **Еоцен (P<sub>2</sub>)**

Еоценові відклади узгоджено залягають на породах ямненської світи. Вони широко розповсюджені і вивчені в багатьох розрізах Бориславсько-Покутської зони. Представлений еоцен на площі трьома світами: манявською, вигодською та бистрицькою.

### **Манявська світа (P<sub>2</sub>mn)**

В підосві манявської світи повсюдно присутній строкатий горизонт, який складається із ритмічного чергування аргілітів зеленого, коричневатого-вишневого кольору та пісковиків зеленувато-сірих, дрібнозернистих, щільних, невапнистих. Потужність горизонту 5-15 м.

Вище розріз світи представлений ритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики і алевроліти сірі, рідше зеленувато-сірі, дрібнозернисті, невапнисті, щільні, кварцеві. Аргіліти зелені і зеленувато-сірі, невапнисті, щільні. У верхній частині зустрічаються пропластки вапняків блідо-зелених. На електрокаротажних діаграмах відклади манявської світи характеризуються малодиференційованою кривою "ПС" і низькими значеннями питомих опорів. Потужність світи міняється від 150 до 200 м.

### **Вигодська світа (P<sub>2</sub>vg)**

Відклади вигодської світи представлені чергуванням алевролітів, пісковиків і арглітів.

Алевроліти сірі, зеленкувато-сірі, слюдисті, вапнисті, щільні з прожилками кальциту.

Пісковики сірі, дрібно - і середньозернисті, кварцеві, вапнисті, середньої міцності і щільності. Потужність пластів пісковиків складає 5-10 м. Аргіліти темносірі, зеленкувато-сірі, піщанисті, слюдисті, вапнисті, щільні. На діаграмах стандартного електрокаротажу породи вигодської світи характеризуються диференційованими кривими "ПС" і питомими опорами 5-20 Ом·м. Потужність світи 100-130 м.

### **Бистрицька світа (P<sub>2</sub>bs)**

Вона представлена в основному аргілітами з поодинокими пропластками алевролітів і пісковиків.

Аргіліти сірі, темно-сірі, зеленкувато-сірі піщанисті, сильно вапнисті.

Алевроліти і пісковики сірі темно-сірі, дрібнозернисті, вапнисті. Потужність пропластків 5-10 до 15-20см. По всьому розрізу бистрицької світи спостерігаються подинки пропластки мергелів, які в покрівлі світи утворюють пачку потужністю 2-5 м. На діаграмах стандартного каротажу бистрицькі утворення характеризуються низькими значеннями питомих опорів (від 3-5 до 10 Ом·м) і недиференційованою кривою ПС. Потужність світи 100-160 м.

### **Олігоцен. Менілітова світа (P<sub>3</sub>ml)**

Менілітова світа на площі робіт в своїй верхній частині значно розмита. В її підшві залягає, так званий, роговиковий горизонт, який служить надійним репером при кореляції розрізів. Він представлений перешаруванням чорних арглітів з пропластками темносірих, кремнистих вапняків та коричневих кременів. Потужність горизонту 5-10 м. Вище розріз світи представлений чергуванням арглітів, алевролітів і пісковиків.

Аргіліти темно-коричневі до чорних невапнисті, слюдисті.

Пісковики та алевроліти сірі та темносірі, часто з коричневатим відтінком, кварцеві, дрібнозернисті, невапнисті, щільні слюдисті.

На діаграмах електрокаротажу менілітові відклади характеризуються питомими опорами від 5 до 100 Ом·м і диференційованою кривою ПС.

Потужність відкладів менілітової світи складає 200-250 м.

### **Неогенова система (N<sub>1</sub>)**

Неогенова система в районі проєктованих робіт представлена комплексом моласових міоценових порід поляницької та воротищенської світ.

#### **Поляницька світа (N<sub>1pl</sub>)**

Відклади поляницької світи неузгоджено залягають на розмитій поверхні менілітових утворень. Вони представлені аргілітами з невеликими пропластками алевролітів, пісковиків і гравелітів.

Аргіліти сірі та темносірі, слюдисті, вапнисті, щільні,

Алевроліти і пісковики сірі та темносірі, слюдисті, вапнисті, з прожилками кальциту. Гравеліти сірі і темно-сірі, складені окатаними уламками темносірих аргілітів і пісковиків.

На кривих електрокаротажу відклади поляницької світи характеризуються низькими значеннями питомих опорів 5-20 Ом·м. Потужність поляницької світи коливається в межах 300-600 м, а на площі робіт - біля 400 м.

#### **Воротищенська світа (N<sub>1vr</sub>)**

Породи воротищенської світи узгоджено залягають на відкладах поляницької світи. Вона складена сірими та темносірими вапнистими глинами і аргілітами з невеликими пропластками алевролітів, пісковиків, рідше конгломератів. Характерною особливістю світи є її загіпсованість і засолоненість.

Глини і аргіліти сірі та темносірі, сильно вапнисті, слюдисті, щільні, часто засолонені.

Алевроліти та пісковики сірі і темносірі, кварцеві, вапнисті, різнозернисті, слюдисті, щільні, їх потужність коливається від декількох сантиметрів до 2-3 м.

Конгломерати сірі, складені уламками аргілітів, пісковиків і вапняків.

Відклади воротищенської світи характеризуються низькими питомими опорами і слабодиференційованою кривою ПС; при наявності солей значення

питомих опорів різко збільшується, а на кривій ПС з'являються від'ємні аномалії. Потужність відкладів світи коливається в широких межах від 500 до 2500 м, а на площі робіт вона становить біля 2200 м.

### **Антропоген (Q)**

Відклади цього віку мають широке розповсюдження. Літологічно вони представлені суглинками жовтого та зеленкувато-жовтого кольору, щільними, в'язкими, галечниками, глинами та ґрунтовим прошарком.

Потужність антропогенових відкладів до 20 м [9].

## **1.4 ТЕКТОНІКА**

Янівська структура розташована в зоні зчленування Скибової зони Карпат і Передкарпатського прогину. Скибова зона насунута в північно-східному напрямку і частково перекриває складки Бориславсько-Покутської зони, які в свою чергу насунуті на моласи Самбірської зони прогину [1, 2].

Скибова зона - це безкореневий покрив, переміщений в північно-східному напрямку. Амплітуда насуву складає 10-15 км. Характерна особливість зони - це широкий розвиток структур-скиб (крупних лусок), які являють собою витягнуті антиклінальні складки розірвані та переміщені в північно-східному напрямку і насунуті одна на одну. В районі робіт виділяються Берегова та Орівська скиба [1, 2].

Площа проектних робіт розташована в межах Берегової скиби і Бориславсько-Покутської зони [1, 2].

Берегова скиба складена породами крейди та палеоцену. Тут виділяються Воля-Блажівська та Воля-Коблянська складки. Перша з них представляє собою витягнуту антикліналь, в присклепінній частині якої виходять породи крейди і палеоцену. Воля-Коблянська - це вузька антикліналь, в склепінній частині якої виходять породи палеоцену (ямненська світа), а на крилах палеоцену ці антикліналі розділяє вузька синкліналь, виповнена олігоценовими відкладами (менілітова світа) [1, 2].

**Бориславсько-Покутська зона** - це складнобудований антиклінорій. На всьому протязі він розчленований великою кількістю поперечних порушень типу скидо-зсувів на окремі тектонічні блоки [1, 2].

В межах Бориславсько-Покутської зони чітко простежуються три яруси антиклінальних складок, які виділяються по структурно-тектонічних особливостях.

На північному-заході ширина Бориславсько-Покутської зони найменша, а площина насуву Скибової зони найбільш крута, що вказує на поступове її виклинювання в північно-східному напрямку.

За матеріалами сейсмозвідки Янівська площа розташована в Монастирецькому блоці, який на північному заході межує з Блажівським блоком і відокремлюється від нього поперечним порушенням, яке простежується в районі свердловини 41, 40, 42-Блажів. На південному сході Монастирецький блок відокремлюється від Лопушанського також поперечним порушенням, яке проходить в 50м на південний схід від свердловини 11-Монастирецька. Його амплітуда складає 300-400 м [1, 2].

Перший ярус складок тут представлений Монастирецькою складкою, розкритий свердловинами 40, 41-Блажівська та 1-Волянська.

Другий ярус складок представлений Янівською та Черхавською структурами.

За матеріалами сейсмозвідки (В.А. Барсук, 1995р.) перша з них віднесена до другого ярусу складок і являє собою досить широку асиметричну антикліналь карпатського простягання. Вона ускладнена двома поперечними скидами. Присклепінна частина структури по покрівлі еоценових відкладів оконтурюється ізогіпсою -2400 м. Південно-західне її крило доволі протяжне і відносно полого, а північно-східне - коротке, різане насувом і насунуте на палеогенові відклади Черхавської складки. Значна частина її південно-східного крила перекрита насувом Монастирецької складки першого ярусу [1, 2].

Розміри Янівської структури складають 3,5x2,5 км, а висота 1000 м.

Площа і розміри Янівської структури по покрівлі палеоценових відкладів дещо зменшуються. Її розміри складають 3,4x1,2 км, а площа 4,0 км<sup>2</sup>. Висота

складки становить 400 м. Присклепінна частина її оконтурюється ізогіпсою - 3000 м, а крило занурюється в південно-східному напрямку, до свердловини 11-Монастирець. Остання та св. 1-Волянська опинились на погруженому південно-західному крилі Янівської структури [2].

## **1.5 ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ**

Історія геологічного розвитку Скибової зони є частиною загальної історії розвитку Карпат. Вона починається з того періоду часу, коли внаслідок прояву однієї із основних фаз альпійського тектонічного циклу, який мав місце на границі палеогену і неогену, відбулось підняття внутрішніх зон Карпатської флішової геосинкліналі і занурення її крайової частини. Це є період зародження передгірського прогину Карпат, а саме його внутрішньої зони [1, 2].

У геологічній історії Карпат виділяється декілька великих етапів, які розшифровуються з різною ступеню повноти і вірогідності [1, 2].

Так деякі геологи виділяють в історії геологічного розвитку Скибової зони Карпат і Передкарпатського прогину такі чотири основних етапи: ранньопалеозойський, юрський, крейдяно-палеогеновий і міоценовий. Кожний із наведених етапів характеризується своєрідністю палеогеографічних умов і певними фазами тектогенезу [1, 2].

Існуючі в даний час факти дозволяють вважати, що на місці Карпат у рифеї, нижньому і середньому палеозої розміщувалась геосинклінальна область, час замикання і перетворення якої в складчасту область поки що може бути встановлено тільки наближено. Важливе значення для вирішення цього питання має вік геосинклінальних складчастих споруд Добруджі і Свентокшиських гір, занурення з півдня і півночі під міоценові осади Передкарпатського прогину, а вік цих споруд, як відмічалось вище, ранньогерцинський. Продовження Келецько-Сандомирської системи ранньогерцинських складок під Карпатами може зумовлювати при спостереженнях по лінії Перемишль—Сколе-Ворохта чіткі смуга відносних максимумів сили тяжіння; північно-східніше фіксується ще одна смуга подібних аномалій сили тяжіння, яка дозволяє думати про наявність під центральною частиною Скибової зони і Передкарпатського прогину другого

антиклінального підняття. Дані буріння і склад гальки міоценових конгломератів підтверджується, що в складі фундаменту на значній частині Карпат приймають участь рифейські, нижньопалеозойські і середньопалеозойські відклади, які були зім'яті в складну систему складок не пізніше кінця нижнього карбону, а може і раніше. На протязі верхньопалеозойського періоду часу вся територія Східних Карпат і облямовуючих їх прогинів була припіднята [1, 2].

Історія геологічного розвитку Карпат в другому, нижньомезозойському етапі, що включає тріас і юру, виявлена в загальних рисах. На протязі цього часу неодноразові прогинання, які змінювались підняттями, проходили на південно-західній окраїні сформованій складчастій системи герцинід, в результаті чого тут відклались досить малої товщини осади відповідного віку. Утворення осадів проходило в крайовій частині Панонської геосинкліналі. Границя розповсюдження відкладів тріасу і юри співпадає з північно-східною границею системи глибинних розломів зони бескидів, існування яких, таким чином, в цьому періоді фіксується досить чітко [1, 2].

Проміжок часу від початку крейди до кінця палеогену представляє собою один із важливих етапів в історії геологічного розвитку Карпат. З цього етапу починається формування флішового трогу, що охоплює майже всю територію складчастих Карпат. Крайня південно-західна частина складчастих Карпат на початку даного етапу також опускалась, але тут відкладався не фліш, а мало-потужні вапняки, тобто продовжувалось осадкоутворення пізньоюрського типу. Режим дрібних пульсуючих тектонічних рухів, які проходили, в ранню крейду на фоні загального опускання області, часом переривався підняттями, завдяки чому в розрізах спостерігають перерви. Найбільш великі підняття спостерігаються на утвореній складчастості, що охоплює південну внутрішню частину складчастої області Карпат, яка за віком відповідає нижньому альбу [1, 2].

Нові загальні опускання супроводжувались значною трансгресією, починаючи з верхньої половині альба і приводять на протязі верхньої крейди і палеогену до накопичення флішових товщ великої товщини в усьому Східно-Карпатському геосинклінальному прогині. В пізній крейді цей прогин на

північному сході відмежовується від платформи смугою піднять, що давали теригенний матеріал головним чином в флішовий прогин, а також і на платформу. На південному заході границя флішового прогину, ймовірно, визначається глибинним розломом, завдяки якому в зоні бескидів відкладались осади, різко відмінні по фаціях і товщинах. На протязі пізньої крейди і палеогену інтенсивне осадконакопичення переривалось лише місцями і на короткий час внаслідок локальних піднять, головним чином в області Магурської анклінальної зони [1, 2].

Заповнення осадами флішового прогину мало місце на протязі всього етапу, де розглядається чітко виражений міogeосинклінальний характер, що відбувалось за рахунок розмиву як обмежених піднять, так і кордільєр, періодично виникаючих всередині самої геосинкліналі [1, 2].

На границі палеогену і неогену (після нижньоворотищенського часу) проходить дуже важливий етап в геологічній історії розвитку Карпат. В цей час здійснюється процес загального підняття Карпат і утворення Передкарпатського прогину. Відносно єдина флішова поверхня, яка існувала перед початком формування прогину розділяє грубо на дві нерівні частини. Одна із них (велика) Карпатська - піднялась на декілька кілометрів, друга - сучасна передгірська - опустилась на сотні метрів. Такий різкий рух в протилежних напрямках супроводжувався утворенням великого глибинного розриву, що служив в подальшому границею між Скибовими Карпатами і Передкарпатським прогином. У процесі загального підняття в області Карпат і опускання в внутрішній зоні Передкарпатського прогину і проходило складкоутворення. Складки що виникли носили в основному лінійний характер і розміщувались, узгоджено законам розвитку складок в геосинклінальних областях паралельно до ізоліній товщин порід, піддалися складчастості [1, 2].

Тектонічна активність зони, яку розглядаємо за доби олігоцену, відповідала, мабуть, останнім виявам піренейської фази тектогенезу.

На початку поляницької доби відбуваються висхідні рухи у крайовій частині Східноєвропейської платформи. Про це свідчить велика кількість у поляницькій світі конгломератів, уламковий склад яких формується переважно

сіро-зеленими метаморфічними сланцями і яскраво-сірими вапняками платформного походження [1, 2].

На початку воротищенської доби величезна територія Карпат зазнала загального підняття. Морем була вкрита тільки зона Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Вздовж Крайової частини Карпат постають регіональні розломи. Починається формування насуву Скибової зони Карпат на Передкарпаття. Основний розвиток насувних дислокацій відбувається, проте, пізніше, бо на багатьох площах насуви флішових утворень перекривають не тільки воротищенські відклади, але й пізніші утворення [1, 2].

На початку слобідської доби виявляється давньоштирійська фаза тектогенезу. Карпати ще більше піднімаються. Зазнала, мабуть, різкого піднімання і складчаста споруда, яка простягається вздовж південно-західного краю Східноєвропейської платформи, за рахунок руйнування якої у південно-західній частині Передкарпатського прогину відкладається товща слобідських конгломератів, потужність яких у районі Слободи-Рунгурської перевищує 3000 метрів [1, 2].

На початку нижньотортонської доби, через виявлення новоштирійської фази складчастості відбувається підняття відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Цей процес супроводжується початком зародження майже усіх антиклінальних структур, які є тепер у крейдяному і палеогеновому фліші і у міоцені [1, 2].

До кінця нижнього тортону проходить деяке обміління басейну. В цей час нагромаджуються осади малопотужного ервілієвого горизонту, вираженого вапняками і пісковиками.

На початку верхнього тортону знову почалось прогинання і відновлення крупної трансгресії. Найбільш інтенсивне занурення мало місце на ділянках Болоховської і Отинської древніх поперечних депресій [1, 2].

В кінці нижньосарматського часу починають проявлятися тектонічні рухи заключної фази альпійського тектогенічного циклу (2-ї карпатської фази складчастості). Складчастими процесами охоплюється весь комплекс порід флішу і молас. Формуються всі основні тектонічні елементи сучасної

Карпатської області: скибова структура флішових Карпат, насув Скибової зони Карпат на передгірський Передкарпатський прогин (Береговий насув), насув порід Внутрішньої зони прогину на Зовнішню (Стебницький насув) і інші структурні елементи [1, 2].

При підйманні, яке тривало, відбувається розмивання склепінь складчастих структур і відслонення їх ядер. Розмиваються і моласові утворення, у Передкарпатському прогині. Процес формування сучасного складу і типів покладів вуглеводнів, наприклад, у Бориславсько-Покутській підзоні (де зосереджена більшість нафтових покладів), згідно з висновками дослідження І. Висоцького, розпочався з сармату і триває досі. Максимально процес формування нафтогазових покладів, згідно з І. Висоцьким, треба пов'язувати з добою пізнього пліоцену, коли розпочалося формування структурних форм, з якими пов'язані родовища. Зазначені висновки І. Висоцького цілком відповідають виведеним залежностям коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивностей антиклінальних структур [1, 2].

У межах Скибової зони Карпат і на прилеглих площах геосинклінального схилу Передкарпатського прогину, де відбувалося інтенсивне утворення складок і стиснення природних резервуарів, виникли підвищені пластові тиски, причому їх збереженню сприяють тектонічні рухи, які тривають у цій зоні [2].

## **1.6 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ**

Янівська площа розташована в північно-західній частині Бориславсько-Покутської зони - основному нафтовидобувному регіоні Західної України. Основними пошуковими об'єктами вважаються відклади палеогену [1, 2].

В межах зони, де сконцентровані основні нафтові та газоконденсатні родовища Карпатської нафтогазоносною провінції, продуктивні горизонти пов'язуються з відкладами палеоцену (ямненська світа), еоцену (вигодська світа) та олігоцену (менілітова світа) [1, 2].

На Янівській структурі основним перспективним горизонтом слід вважати ямненські пісковики, які були високопродуктивними на Бориславському та

Старосамбірському нафтових родовищах, де дебіти досягали 100 і більше тонн на добу [1, 2].

У суміжному блоці в 1991 році було відкрите Блажівське нафтове родовище, де головним продуктивним горизонтом були пісковики ямненської світи. Так, в свердловині 3-Блажів-Монастирець при випробуванні III об'єкту в північно-східному блоці (3370-3348 м) одержали промисловий приплив нафти дебітом 3,2 м<sup>3</sup> в добу. При випробуванні об'єкту в інтервалі 3100-3140 м (південно-східний блок) отримано промисловий приплив нафти дебітом 5,0 м<sup>3</sup>/добу [1, 2].

На родовищі пробурено ще дві свердловини (3 і 1-Блажівська), з яких отримано промислові припливи нафти. При випробуванні I об'єкту в свердловині 3-Блажівська (3270-3294 м) отримано 3,2 м<sup>3</sup>/добу нафти. З II об'єкту (3258-3204 м) разом з першим приплив нафти склав 5,5 м<sup>3</sup>/добу на 3 мм штуцері [1, 2].

Свердловина 1-Блажівська, розкривши тільки верхню частину ямненської світи, при випробуванні об'єкту в інтервалі 3160-3145 м, дала промисловий приплив нафти з дебітом 1,8 м<sup>3</sup> в добу на 3 мм штуцері [1, 2].

Колекторами нафти у відкладах ямненської світи є масивні пісковики та гравеліти з тонкими пропластками аргілітів. Ямненський піщаний горизонт добре витриманий по площі і служить кореляційним репером. Потужність його складає 80-90 м, пористість по лабораторним даним коливається в межах 10-15%, а карбонатність від 2 до 7% [1, 2].

Покришкою для ямненського покладу служить товща глинистих порід манявської світи еоцену, потужність якої 150-200 м. В нижній частині поклад підстеляє переважно глиниста товща ямненської світи (яремчанський горизонт) із слабопроникними породами стрийської світи верхньої крейди.

Еоценовий поклад приурочений до відкладів вигодської світи, яка зложена переважно алевролітами і аргілітами, з невеликими пропластками пісковиків [1, 2].

Початкові дебіти нафти на Старосамбірському та Страшевицькому родовищах складають від 4,0 до 10,0 т/добу. Сумарна ефективна товщина складає 5-10 м, пористість міняється від 7 до 10,5%. Вигодський поклад перекривається

потужною товщею глинистих порід бистрицької світи еоцену, менілітової світи олігоцену та товщею неогенових молас, які є регіональною покришкою вуглеводнів Бориславсько-Покутської зони [1, 2].

В районі Янівської площі даних про промислову нафтогазоносність відкладів менілітової світи немає, але вони містять значні поклади нафти в Бориславському нафтопромисловому районі. На північний захід від Бориславського родовища потужність менілітових відкладів значно скорочується, а їх колекторські властивості погіршуються. Тому розраховувати на відкриття в них промислових покладів на Янівській площі мало ймовірно, але виключати їх з перспективних - немає підстав, бо в свердловині 1-Волянська в розрізі олігоцену присутні пласти пісковиків, які в оптимальних умовах можуть бути нафтонасиченими [1, 2].

Отже, на підставі вищесказаного необхідно констатувати, що основним об'єктом, проектованого пошукового буріння на Янівській площі, слід вважати пісковики ямненської світи палеоцену. Можливі також поклади у відкладах вигодської світи еоцену і менілітової світи олігоцену [1].

## **1.7 ВОДОНОСНІСТЬ**

В районі Янівської структури маємо обмежені матеріали про підземні води. Тут тільки в свердловині 11-Монастирецька при випробуванні палеоценових відкладів отримано незначний приплив пластової води [1, 2].

Тому для характеристики гідрогеологічних умов території використаємо дані по свердловинах суміжних площ. У відкладах Берегової скиби пластові води крейди та палеогену вивчені в свердловинах 4, 5, 6, 18-Воля-Блажівська на глибинах 320-1433 м. колекторські властивості розкритих відкладів дуже мінливі, а тому припливи пластової води коливаються від 0,35-0,54 м<sup>3</sup>/добу в свердловинах 4 і 6-Воля-Блажівська до 44,6 м<sup>3</sup>/добу в свердловині 5-Воля-Блажівська. Різноманітний і хімічний склад. До глибини 500 м зустрінуті слабомінералізовані води гідрокарбонатно натрієвого, хлоридно-калієвого типу з мінералізацією 83 г/л (свердловина 5-Воля-Блажівська, 370-320 м, палеоцен). З глибиною мінералізація вод і ступінь їх метаморфізації зростають і на глибинах

1350-1320 м, 1402-1433 м (стрийська світа) в свердловині 5-Воля-Блажівська їх мінералізація 143-149 г/л; відношення  $Na/Cl$  — 0.67-0.72;  $Cl/Br$  — 180-250;  $SO_4/Cl \cdot 100$  – 0.14-0.6/ Води мають значний вміст бромю - до 520 мг/л та йоду - 19-25 мг/л [1, 2].

Пластові води відкладів палеоцену глибинних складок Бориславсько-Покутської зони вивчені в свердловині 11-Монастирецька та 49-Блажівська. Вони хлоркальцієвого типу, майже росולי з мінералізацією 157-174 г/л. Коефіцієнт метаморфізації  $We/Cl$  – 0.75-0.83. Води мають високий вміст бромю (780-1074 мг/л). Водовміщачими породами є масивні пісковики з рідкими пропластками алевролітів. Пластовий тиск, заміряний в свердловині 49-Блажівська, дещо перевищує гідростатичний. В цій свердловині спостерігався перелив води дебітом 1,5-1,6 м<sup>3</sup>/добу з інтервалів. 4095-4012м і 3998-4008 м (табл. 3.1). Все це вказує на гідрогеологічну закритість надр і наявності геохімічних обставин сприятливих для збереження покладів нафти та газу [1, 2].

Підземні води еоценових відкладів випробувані тільки в свердловині 49-Блажівська у межах суміжного Блажівського блоку, з інтервалу 3720-3805 м отримано приплив води 2,88 м<sup>3</sup>/добу при переливі. За хімічним складом ці води подібні до вод палеогенових відкладів, але з меншим вмістом бромю 253,84 мг/л (табл. 3.1) [1, 2].

Гідрогеологічні умови відкладів менілітової світи на території проектних робіт не вчені, тому що в їх розрізі відсутні промислові колектори.

Водоносність неогенових відкладів (поляницька та воротищенська світи) також не вивчені. У Воля-Блажівській складці води хлориднонатрієвого складу. Для них характерне підвищене значення хлор-бромних коефіцієнтів, які досягають 2050 м, що відносить їх до вод вилуговування. В них присутні мікроелементи, такі як бром, йод, амоній, бор. Вміст бромю та йоду значно перевищує кондиційні значення ( $J > 10$  мг/л,  $Br > 200$  мг/л), але використання їх в промислових цілях затрудне через низькі дебіти води. Більш значний інтерес можуть мати води палеоценових відкладів Янівської структури, в розрізі якої є складі високопористі пісковики [1, 2].

## 2. ПРОЕКТНА ЧАСТИНА. ОБГРУНТУВАННЯ ТА МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

### 2.1 ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

Янівська структура розташована в Бориславсько-Покутській зоні - основному нафтовидобувному районі Західної України. Біля неї відкриті родовища з покладами нафти в менілітових, еоценових і палеоценових утвореннях, що дає підставу очікувати наявність в цьому діапазоні продуктивних пластів і на описуваній площі [1, 2].

У Бориславо-Покутській зоні видобуток нафти ведеться біля 250 років. За вивченістю район відноситься до категорії "старих", де начебто всі родовища, особливо у I ярусі складок, відкриті. Тим не менше, тут в останні роки виявленні поклади на Блажівській і Страшевицькій структурах. Оптимістична оцінка району наведена і в підрахунку прогнозних ресурсів і, зокрема, в національній програмі розвитку нафтогазової галузі до 2005 р [1, 2].

Янівське підняття підготовлене до глибокого буріння сейсмозвідкою (МСГТ) в 1995 р. по відбиваючому горизонту в покрівлі палеоцену (с/п 5793 Західно-Української геофізичної розвідувальної експедиції). Як пошуковий об'єкт структура прийнята ДГП "Західукргеологія" [1, 2].

Експертною групою УкрДГРІ дана оцінка якості підготовки структури з оцінкою перспективних ресурсів нафти по ямненській світі в об'ємі 1,293 млн.т. При цьому відмічена недостатня ступінь вивченості склепінної частини об'єкту. По багатофакторному аналізу пріоритетності останній віднесено до рангу першочергових.

Геофізиками рекомендовано буріння однієї свердловини глибиною 4000 м.

За геофізичними даними, викладеними в "Паспорті на Янівську структуру...", відмічено, що в її межах відпрацьовано 3,3 пог. км профілів за щільністю 2,1 км на кв. км площі. Об'єкт належить до 1-ого ярусу складок і характеризується як напівантикліналь насувного типу, обмежена поперечними порушеннями. Структура має протяжне південно-західне крило, протилежне зрізане насувом. Периклінальні частини обмежуються поперечними порушеннями. Розміри Янівської складки сягають значень 3,4x1,2 км, її площа в межах ізогіпси -3400м складає 4,0 кв. км, амплітуда 400 м. Залягання продуктивних пісковиків палеоцену, потужністю 100 м, зафіксоване в інтервалі 3400-3800 м [1, 2].

З точки зору достовірності побудов викликає насторогу значне збільшення товщини еоцену в принасувній частині складки, що призвело до того, що в палеоценовому розрізі насув виявився безамплітудним. До цього розріз по профілю 43-57-93 в цьому плані не відповідає карті по горизонту P<sub>2</sub>-J [1, 2].

Незважаючи на ці похибки, в основу обґрунтування наявності і особливостей будови пошукового об'єкту покладені геофізичні дані з деякими доповненнями і уточненнями.

На Янівській площі останнім перспективним горизонтом є ямненські пісковики, які продуктивні на Бориславському, Старосамбірському і інших родовищах. Дебіти свердловин сягали 100 і більше тон нафти за добу [1, 2].

Колектори цього віку - це масивні пісковики та гравеліти з тонкими пропластками аргілітів. Як ямненська світа в цілому, так і наявні в ній породи-колектори, витримані по площі без суттєвих змін їх товщин і ємнісно-фільтраційних властивостей. Товщина колекторів інколи сягає половини світи, тобто до 45-50 м. Пористість пісковиків коливається в середньому в межах 10-15% при карбонатності 2-7% [1, 2].

Покришкою ямненського покладу служить товща глинистих порід манявської світи еоцену товщиною 150-200 м.

У розрізі Янівської структури, як на Старосамбірському так і Страшевицькому родовищах, очікуються поклади нафти і в вигодській світі еоцену. Вона складена переважно алевролітами з малопотужними пропластками пісковиків. Дебіти нафти з цих відкладів - 4-10т./добу. Ефективна товщина колекторів невелика, в межах 5-10 м при пористості 7-11%. Покришкою покладу служать глинисті породи потужної бистрицької світи еоцену, а при її відсутності – менілітових відкладів олігоцену [1, 2].

З останніми, до речі, в Бориславському нафтопромисловому районі пов'язані значні поклади. Але в напрямку від Бориславського родовища до Янівської площі, потужність менілітів зменшується з одночасним погіршенням властивостей колекторів. Тим не менше, в розрізі свердловини І-Волянська, пробуреної в свій час в межах Янівської площі, наявні обводнені пласти пісковиків, які в гіпсометрично оптимальних умовах можуть бути нафтонасиченими [1, 2].

З врахуванням фактичних даних замірів пластових тисків у свердловинах пробурених на Янівській та сусідніх площах, встановлено, що вони близькі до умовно гідростатичних в розрізі воротищенської і поляницької світи (до глибини 2600-2650 м).

Пластові тиски в Янівській складці вищі умовно гідростатистичних і їх середній градієнт складає 1,27 [1, 2].

У розрізі на Янівській площі прогноуються склепінні, пластові, промислові скупчення нафти, причому, у зв'язку з нахилом площини насуву, площа продуктивності від палеоцену до олігоцену буде збільшуватися в північно-східному напрямку.

Добавимо, що наявність двох поперечних скидо-зсувів на перикліналях і насуву в склепінній північно-східній частині пасток відносить їх до типу склепінних, тектонічно екранованих [2].

## 2.2 КІЛЬКІСНА ОЦІНКА РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ

Наявні геолого-геофізичні дані по площі в цілому дають надію на можливість відкриття покладів вуглеводнів в ямненських, еоценових, скоріше вигодських відкладах, і менілітовій світі (береться до уваги в тому числі її підроговиковий пісковик.) [1, 2].

За даними комплексами в проєкті проведена оцінку перспективних ресурсів нафти категорії С<sub>3</sub>. Оцінка ресурсів проводилась об'ємним методом за формулою:

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

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

$F$  – площа нафтоносності, км<sup>2</sup>;

$h$  – середня ефективна нафтонасичена товщина, м;

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

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

$\theta$  – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти при її дегазації;

$\rho_{\text{н}}$  – густина нафти, кг/м<sup>3</sup>;

$\eta_{\text{н}}$  – середнє значення коефіцієнту нафтовіддачі, част. од [3].

За основу підрахунку прийнята структурна карта покрівлі бистрицьких відкладів. Площа нафтоносності визначалась з врахуванням висотного положення ВНК. Для усіх трьох покладів абсолютна відмітка контуру нафтоносності складає -3050 м. За вкопировкою з підрахункового плану масштабу 1:25 000 площа нафтоносності становить 5296 тис.м<sup>2</sup>. Інші підрахункові параметри приймались за результатами промислово-геофізичних досліджень, лабораторних досліджень керну і проб нафти в свердловинах пробурених в межах сусідніх родовищ. Оцінка перспективних ресурсів об'ємним методом проводилась з застосуванням програми (<https://petrolres.nung.edu.ua/>) [5].

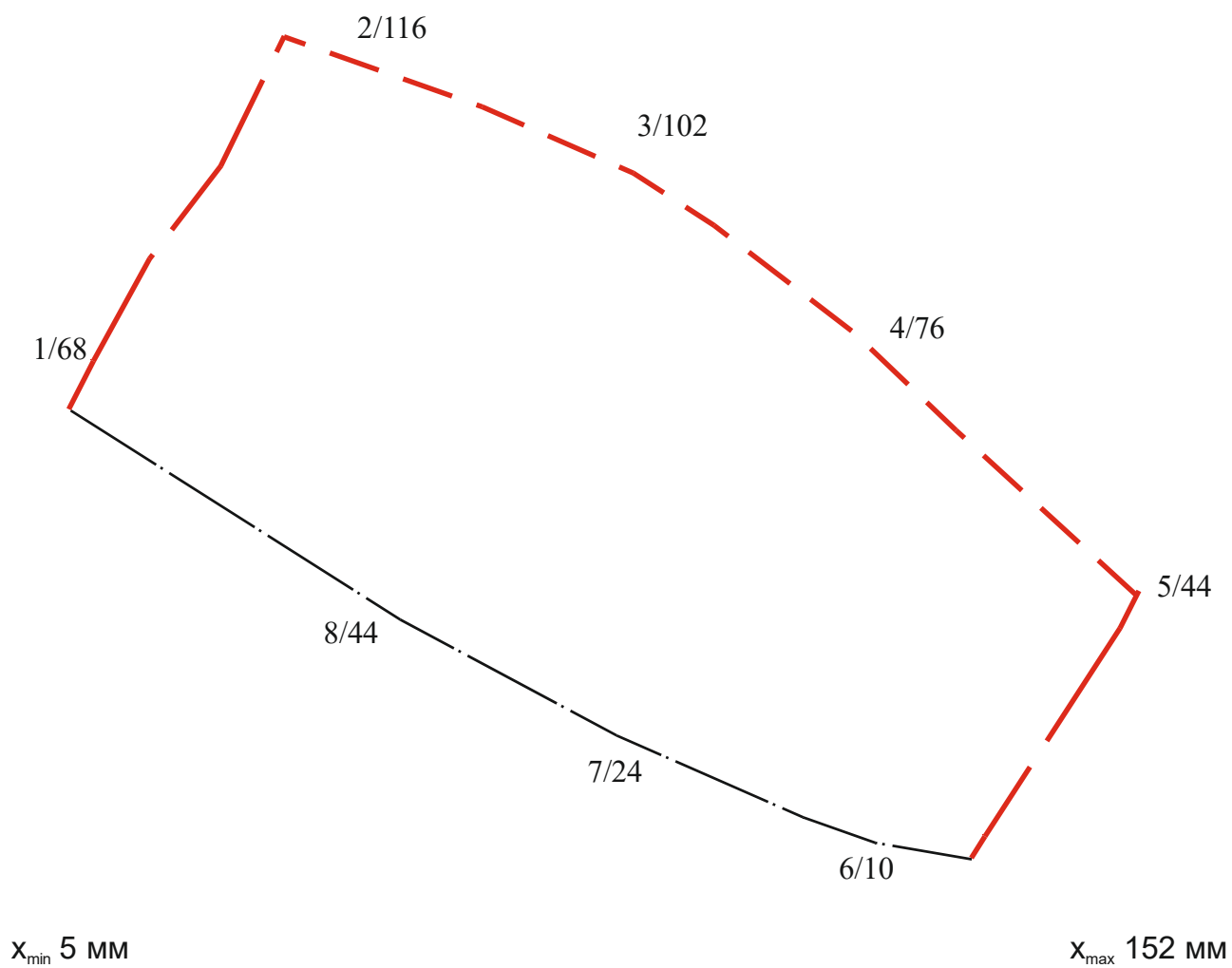
Результати розрахунків приведені на додатках А, Б, В та в узагальнюючій таблиці 2.2.

Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С<sub>3</sub> Янівської площі становлять: початкові балансові – 10502 тис.т, видобувні – 2130 тис.т.

Таблиця 2.2 – Оцінка перспективних ресурсів категорії С<sub>3</sub>

Індекс прод. горизонту	Площа нафтоносності, тис.м <sup>2</sup>	Нафтонасичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина, кг/м <sup>3</sup>	Ресурси, тис.т	
			відкритої пористості	нафтонасичення	перахунковий	нафтовіддачі		геологічні	видобувні
P <sub>3ml</sub>	5196	10,0	0,09	0,58	0,75	0,1	890	1815	182
P <sub>2vg</sub>		11,0	0,1	0,59	0,79	0,12	830	2221	267
P <sub>1jm</sub>		25,0	0,1	0,65	0,9	0,26	850	6466	1681
Всього								10502	2130

**Викопіровка з підрахункового плану  
масштаб 1: 25 000**



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: Цикаляк Яна

Родовище / площа: Янівська

Поклад / горизонт / пласт: менілітова світа

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: 5

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 152

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

68	116	102	76	44	10	24	44											
----	-----	-----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 10

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,09

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,58

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,33

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 890

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,1

### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 5421 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 1815 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 182 тис. т

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: Цикаляк Яна

Родовище / площа: Янівська

Поклад / горизонт / пласт: вигодська світа

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: 5

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 152

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

68	116	102	76	44	10	24	44												
----	-----	-----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 11

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,1

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,59

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,26

Густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>: 830

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,12

### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 5421 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 2221 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії C<sub>3</sub> - 267 тис. т

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: Цикаляк Яна

Родовище / площа: Янівська

Поклад / горизонт / пласт: ямненська світа

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: 5

Кількість точок контуру: 8

Абсциса правої точки, мм: 152

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

68	116	102	76	44	10	24	44											
----	-----	-----	----	----	----	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 25

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,1

Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,65

Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,11

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

Коефіцієнт вилучення нафти: 0,26

### Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 5421 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 6466 тис. т

Початкові добувні перспективні ресурси нафти категорії С<sub>3</sub> - 1681 тис. т

## 2.3 МЕТА І ЗАВДАННЯ ПРОЕКТНИХ РОБІТ

У Бориславо-Покутській зоні розвідано багато нафтових родовищ, розроблені і випробувані методичні прийоми їх освоєння. Належність Янівської структури до цієї зони окреслює і використання набутого досвіду при пошуках та розвідці прогнозованих покладів нафти. За величиною ресурсів базисним об'єктом пошуків є ямненські пісковики. При визначенні оптимальних місцеположень свердловин враховані також інфраструктура (дороги, ЛЕП, водопостачання) та природні умови (гірський рельєф, гідрографічна мережа, інше).

Проектом передбачається рішення наступних завдань:

- пошуки покладів нафти в піщаних і піщано-алевритових пачках палеогену. Основний продуктивний горизонт прогнозується в ямненській світі, яка і є базисним об'єктом пошуків. Очікуються промислові скупчення нафти у вигодських і менілітових утвореннях;
- одержання геолого-геофізичних і промислових даних для оцінки запасів та ресурсів і обґрунтування переводу їх в категорію C<sub>1</sub>-до 70%.

Завдання пошукових робіт:

- вивчення літолого-фаціальних особливостей розрізу палеогену з метою виділення і просліджування порід-колекторів по площі і розрізу, характеристика їх флюїдонасичення, фільтраційних та ємнісних властивостей;
- деталізація геологічної будови структури (тектоніка, стратиграфія) в межах палеогенового комплексу, в т.ч. наявності, положення і амплітуд розломних дислокацій;
- лабораторні та промислові дослідження колекторів і пластових флюїдів з метою визначення їх параметрів та гідродинамічних особливостей покладу;
- проведення геолого-економічної оцінки промислового значення об'єкту, доцільності його дорозвідки і вводу в розробку [3].

## 2.4 ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗТАШУВАННЯ ПРОЕКТНИХ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХ ГЛИБИН

Особливості будови Янівської структури, в першу чергу прогнозованого базисного об'єкту, площі і висоти покладу визначають кількість і оптимальне місцеположення свердловин. При цьому повинні враховуватися умови рельєфу, гідрографічна мережа, наявність доріг, що в даних конкретних умовах має особливе значення [3]. Враховані при цьому умови і результати буріння св. 11-Блажів-Монастирецька і св.1-Волянська, розташованих в межах описуваного

об'єкту. Невелика площа очікуваної продуктивності, наявність на опущеному крилі св. 2- Блажів-Монастирецька. з урахуванням необхідності досягнення рентабельності робіт визначають потребу буріння однієї пошукової і двох розвідувальних свердловин.

Пошукову свердловину № 1-Янівська рекомендується пробурити в найбільш оптимальних умовах - в склепінній частині Янівської пастки на відстані 1300 м на південний схід від свердловини № 42-Блажівська. Глибина свердловини - 3500 м, абсолютна відмітка - мінус 2300 м., проектний горизонт – стрийська світа. Свердловина буриться з метою підтвердження перспектив нафтоносності палеогенових покладів.

Свердловина №2-Янівська – розвідувальна. Її рекомендується розташувати на південному крилі структури на відстані 1250 м. на південний захід від свердловини № 1-Янівська. Глибина свердловини – 3900 м., проектний горизонт – стрийська світа. В завдання свердловини входить: уточнення положення контуру нафтоносності, визначення форми і розмірів покладів, вивчення колекторських властивостей порід.

Свердловина №3-Янівська – розвідувальна. Свердловину проектується пробурити на західній перикліналі на відстані 1925 м. на південний схід від свердловини №1-Янівська. Глибина свердловини – 3900 м., проектний горизонт – стрийська світа. В завдання свердловини входить: вивчення геологічної будови площі, уточнення стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення ємнісно-фільтраційних властивостей флюїдів [3].

## **2.5 ВИБІР ТИПОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ І ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЇЇ БУРІННЯ**

За типову свердловину вибираємо свердловину №1-Янівська, яка закладається в присклепінній частині структури на відстані 1300 м на південний схід від свердловини № 42-Блажівська.

Буріння пошукової свердловини на Янівській площі буде здійснюватися в різних геолого-технічних умовах, які визначаються літологічними особливостями розрізу, твердістю та абразивністю порід і термобаричними умовами надр.

Геологічний розріз цієї свердловини представлений в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Геологічний розріз типової свердловини

Стратиграфія	Ін-л розкриття	Ускладнення в процесі буріння	Категорії міцн. порід	Очікувані пластові тиски
Антропоген	0-20	Викривлення стовбура свердловини, жолобо- і каверноутворення, прохоплювання бурової колони	II-кат.	$P_{пл}=P_{г\text{ідр}}$
Воротищенська світа	20-2200		IV-кат.	
Поляницька світа	2200-2610			
Менілітова світа	2610-2725	Осипи стінок свердловини, звуження стовбура свердловини, протоплювання бурильної колони, нафтопрояви з глибини 2700 м при $P_{пл}=P_{г\text{ідр}}$	V-кат.	$P_{пл}=1,27P_{г\text{ідр}}$
Еоцен	2725-3350			
Ямненська світа	3350-3450		VI-кат.	
Стрийська світа	3450-3500			

## 2.6 ВИБІР ОБ'ЄКТІВ ДЛЯ ВИПРОБУВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ

На Янівській площі нафтогазопрояви очікуються з глибини 2700 м із відкладів менілітової світи олігоцену, еоцену і ямненської світи палеоцену.

Відклади, з якими пов'язуються відкриття нафтових покладів, в процесі буріння випробовуються пластовипробувачем на бурільних трубах (ВПТ).

Випробування пластів у відкритому стволі в процесі буріння буде проводитися згідно з умовами і технічними правилами, які передбачені інструкцією з випробування свердловин трубними пластовипробувачами пластів. В таблиці 2.6.1 приведено запроектований обсяг ВПТ у свердловині № 1-Янівська.

Таблиця 2.6.1 - Запроектований обсяг ВПТ у свердловині №1

№ п/п	Інтервал випробування, м	Геологічний вік	Діаметр пакера, мм	Депресія, МПа
1	2650-2700	менілітова світа	170	15
2	3110-3160	вигодська світа	170	15
3	3350-3400	ямненська світа	170	15
4	3400-3450	ямненська світа	170	15

Інтервали випробування через експлуатаційну колону будуть визначатись на підставі даних обробки промислово-геофізичних досліджень, геологічних матеріалів, результатів випробування ВПТ в процесі буріння, а також аналізу геологічних спостережень за свердловиною при її проводці [5].

В першочерговій свердловині №1 попередньо до випробування в експлуатаційній колоні намічається 2 (два) об'єкти у відкладах ямненської світи палеоцену.

Розкриття пластів через колону буде проводитись з допомогою кумулятивної перфорації ПКС-80 по 18 отворів на 1 п.м. Така щільність отворів є найбільш оптимальною для даного типу розрізу.

Виклик припливу проводити заміною промивальної рідини на технічну воду, рівня шляхом аерації через насосно-компресорні трубки, які спускаються до верхніх дірок інтервалу перфорації [5].

Спосіб виклику припливу проводити у відповідності з "Правилами безпеки в нафтогазовидобувній промисловості, України (2003 р)", "Єдиними правилами безпеки при проведенні прострілочно-вибухових робіт" (1974 р.), "Правила пожежної безпеки" (1980 р.) [5].

При одержанні низьких дебітів в процесі випробування проводити інтенсифікацію припливу соляно-кислотою обробкою пласта, а також інших методів вторинного впливу на пласт, за попередньо складеним і погодженим із ДП "Західукргеологія" планом [5].

При одержанні припливів нафти або газу проводити заміри дебітів на різних (від 3 до 5) режимах, заміряти пластові тиски температуру, визначити гідро- і п'єзопровідність пласта, відібрати глибинні проби на аналізи, проводити заміри термодобітометрії для виділення працюючих інтервалів [5].

При одержанні припливу води проводити комплекс гідрогеологічних досліджень: визначити дебіти, заміряти пластовий тиск і температуру, відібрати проби на хіманаліз [5].

При переході до випробування вищезалігаючого об'єкту встановлюється ізоляційний міст із розрахунку повного перекриття інтервалу перфорації і не менше 20 м нижче і вище випробуваного об'єкту [5].

На кожен свердловину складається індивідуальний план випробування з конкретно виділеними об'єктами. Результати випробування і дослідження кожного об'єкта оформляються відповідними актами [6].

В таблиці 2.6.2 приведено запроектований обсяг випробування через експлуатаційну колону в свердловині №1.

Таблиця 2.6.2 - Запроектований обсяг випробування через експлуатаційну колону в свердловині №1

№ п/п	Інтервали об'єктів випробування, м	Геологічний вік	Метод розкриття, к-ть отворів на 1п.м.	Густина промив. рідини, кг/м <sup>3</sup>	Метод виклику припливу к-ть режимів	Методи інтенсифікації припливу	Ін-л установки цементн. моста
1	3450-3420	ямненська світа	Кумулят. перфор. ПСК-80 по 18 отв. на 1	1360	заміна на тех. воду, аерація 3-5	соляно-кислот-на обробка	3460-3410
2	3400-3350	ямненська світа	п. м.	-II-			3410-3340
3	3160-3110	вигодська світа		-II-			3170-3100
4	2725-2675	менілітова світа		-II-			2735-2665

## 2.7 ВИБІР ІНТЕРВАЛІВ ВІДБОРУ КЕРНА І ШЛАМУ

На Янівській площі основні перспективи нафтогазоносності пов'язуються з ямненськими пісковиками палеоцену, менілітовими відкладами олігоцену і еоцену.

Тому буріння з відбором керна буде проводитись в цих відкладах.

Інтервали відбору керна встановлювались в залежності від ступеня вивчення розрізу,

Інтервали відбору керна встановлювались в залежності від ступеня розрізу, у відповідності з "Методичними вказівками по проведенню робіт на стадіях пошуків і розвідки родовищ нафти і газу" (1982 р.) і "Методичними вказівками по оптимізації умов відбору керна в кількості врахованих взірців" (1983 р.).

Відбір керна буде проводитись поінтервально для виявлення наявності порід-колекторів і їх насичення.

Інтервали відбору пов'язані з найбільш піщанистими частинами розрізу.

В свердловині № 1-Янівська об'єм відбору керна складає 8 % від глибини (280 м).

Передбачений об'єм буріння з відбором керна дасть можливість одержати кількість взірців, необхідних для реалізації плану наукової обробки матеріалів.

Витягати керн із колонкової труби потрібно в присутності представника геологічної служби відразу після підняття бурового інструменту, застосовуючи сучасні методи відбивки.

Керн складати в заздалегідь підготовлений ящик, на якому позначити "верх-низ" і стрілками вказати напрямок укладання керна. При цьому необхідно оформити етикетки із написами "верх" і "низ" [3].

Прив'язку керна проводити по контрольному заміру бурильного інструменту.

Кінцева глибина відбору керна уточнюється за даними ГДС, а також шляхом співставлення літолого-петрографічних характеристик винесених порід із зірцями порід, піднятих керновідбірником на кабелі.

Відбирати шлам проектується до глибини 2200 м через 10 м проходки, нижче - через 5 м. Одержаний шлам дасть можливість оперативно охарактеризувати літологію розкритого розрізу. В таблиці 2.7 приведено запроєктований об'єм відбору керна по свердловині №1-Янівська [3].

Таблиця 2.7 - Запроєктований об'єм відбору керна по свердловині №1

Інтервали буріння з відбором керна, м	Товщина, м	Геологічний вік
2180-2190	10	воротищенська світа
2210-2220	10	поляницька світа
2590-2600	10	поляницька світа
2620-2630	10	менілітова світа
2665-2690	25	менілітова світа
2710-2720	10	менілітова світа
2730-2740	10	бистрицька світа
2880-2890	10	бистрицька світа
2910-2930	20	вигодська світа
3010-3050	40	вигодська світа
3145-3170	25	вигодська світа
3180-3190	10	манявська світа
3330-3340	10	манявська світа
3360-3370	10	ямненська світа
3380-3420	40	ямненська світа
3430-3450	20	ямненська світа
3490-3500	10	верхня крейда

## 2.8 ВИБІР КОМПЛЕКСУ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В СВЕРДЛОВИНІ

Завданням пошукових робіт є :

- деталізація геологічної будови структури в межах палеогенового комплексу утворень;

- вивчення літолого-фаціальних особливостей розрізу палеогену з метою виділення порід-колекторів і простеження їх на площі і в розрізі, характеристика фільтраційних та ємнісних властивостей порід-колекторів.

- промислові та лабораторні дослідження порід та флюїдів.

Виходячи з проектного розрізу, його складності і перспективності, проектом передбачається виконання комплексу геофізичних досліджень для вирішення основних геологічних задач (кореляція розрізів, визначення літологічного складу порід, виділення в розрізі колекторів і оцінка характеру їх насичення, уточнення глибин залягання геофізичних реперів) і технологічних (контроль за технічним станом стовбура свердловини, якості цементування та інше) завдань [7].

Обов'язковим комплексом передбачено проведення досліджень по всьому розрізу (масштаб 1 : 500) і в перспективному інтервалі (масштаб 1 : 200).

Дослідження всього розрізу у відкритому стовбурі свердловини (масштаб 1 : 500) включають:

1. Стандартний каротаж;
2. Акустичний каротаж (АК);
3. Радіоактивний каротаж (ГК, ГГК, НГК);
4. Кавернометрія.

Крім цього для вивчення технічного стану свердловини вздовж усього стовбуру в масштабі 1 : 500 виконуються профілеметрія та інклінометрія [7].

Детальні дослідження в перспективних інтервалах і в продуктивних горизонтах (масштаб 1 : 200) включають:

1. Геолого-технологічні дослідження;
2. Радіоактивний каротаж (ГК, НГК);
3. Боковий каротаж (БК);
4. Бокове каротажне зондування (БКЗ);
5. Боковий мікрокаротаж (БМК);
6. Мікрокаротаж (МК);
7. Індукційний каротаж (ІК);
8. Термометрія.

Для контролю за технічним станом колони після цементажу необхідно виконати крім АКЦ заміри за допомогою свердловинного трубного профілеміра, дефектоскопію, заміри яких необхідно проводити через кожні 50 спуско-підйомів. Прив'язка інтервалів перфорації експлуатаційної колони здійснюється за допомогою радіоактивного каротажу, а якість розкриття – магнітним локатором.

Геофізичні дослідження в інтервалах залягання нафтогазоносних комплексів пошукових і розвідувальних свердловин проводяться в мінімальний термін їх розкриття ( не пізніше 5 діб), при цьому інтервали розкриття і досліджень не повинні перевищувати 200 м [7].

З метою одержання якісного геофізичного матеріалу реєстрацію діаграм АК необхідно проводити з швидкістю не більше 100 м/год., а радіоактивних методів (ГК, ГГК, НГК) зі швидкістю до 500 м/год.

Приведемо коротку характеристику основних методів каротажу.

Бокове каротаже зондування (БКЗ) застосовується для вивчення теригенних відкладів із порівняно невисокими опорами. Даний метод полягає у вимірюванні позірною опорю пластів набором однотипних зондів різної довжини у розрізі незакріплених свердловин, яка заповнена промивальною рідиною [7].

Результати досліджень використовуються для виявлення пластів із проникненням фільтрату промивальної рідини, визначення питомого електричного опорю незміненої частини пластів і зони проникнення, уточнення опорю промивальної рідини [7].

Боковий каротаж (БК) застосовується для вивчення карбонатних розрізів у свердловинах, що буряться промивальними рідинами з підвищеною мінералізацією, бо в цих умовах на позірний опір під час проведення замірів звичайним зондом великий вплив має свердловина [7].

Геофізичні дослідження проводяться у незакріплених свердловинах, заповнених електропровідною промивальною рідиною з питомим опором  $< 0,1 - 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . На результати БК меншою мірою, порівняно з іншими дослідженнями, впливають геолого-технологічні умови [7].

Широке застосування мають трьохелектродні зонди БК. В карбонатних розрізах також використовуються семи- і дев'ятиелектродні зонди з автоматичним фокусуванням струму. За результатами досліджень цими зондами проводиться детальне розчленування геологічних розрізів, визначення літології, виділення пластів-колекторів та уточнення їхньої будови, визначення параметрів зони проникнення фільтрату промивальної рідини, дійсного питомого опорю і характеру насичення пластів [7].

Метод бокового мікрокаротажу (БМК). Вимірювання виконуються в незакріплених свердловинах, заповнених електропровідною рідиною з питомим електричним опором  $< 0,1 - 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Покази БМК менше спотворені впливом глинистої кірки і шаром промивальної рідини ніж при вимірюванні електричного опорю звичайними мікрозондами [7].

Результати досліджень методом БМК використовуються для точного визначення границь і товщин пластів, виділення прошарків малої товщини, вивчення літології розрізів і виділення колекторів. У комплексі з іншими геофізичними методами він дає змогу оцінити пористість, глинистість і нафтогазонасиченість порід-колекторів [7].

Мікрокаротаж (МК) полягає у детальному дослідженні позірною опорю присвердловинної частини розрізу незакріпленої свердловини, заповненої слабомінералізованою промивальною рідиною зондами дуже малої товщини.

Результати цього методу використовуються для детального розчленування розрізів свердловин з виділенням тонких прошарків, визначення їхньої товщини, уточнення літології розрізів, виявлення пластів-колекторів, оцінка ефективної товщини продуктивних горизонтів, визначення пористості і тріщинуватості порід-колекторів [7].

Індукційний каротаж (ІК). Індукційним методом вивчають питому електропровідність гірських порід. На відміну від інших методів він застосовується для дослідження свердловин, пробурених на звичайних прісних розчинах або на нафтовій основі [7].

Індукційний каротаж застосовується для дослідження вторинного електромагнітного поля середовища, електрорушійна сила якого прямопропорційна електропровідності гірських порід. Розрізняють низькочастотний і високочастотний каротаж. Найширшого застосування набули низькочастотний індукційний каротаж з використанням повздовжнього датчика [7].

За допомогою вищеназваних геофізичних досліджень проводиться детальне розчленування розрізу свердловин, виділення водо- і нафтогазоносних пластів, уточнення положення контактів вода-нафта, визначення питомого опору порід [7].

Термометрія. Даний метод базується на вивченні та зіставленні природних і штучних теплових полів у незакріплених і закріплених свердловинах. За допомогою цього методу встановлюються верхня границя цементного кільця за колоною, наявність та якість цементу в затрубному просторі, вирішуються літолого-тектонічні задачі [7].

Методи розсіяного гамма-випромінювання (ГК). Дані методи базуються на вимірюванні інтенсивності штучного гамма-випромінювання, розсіяного породотвірними елементами у процесі їхнього опромінення потоками гамма-квантів.

Суть гамма-нейтронного методу полягає у вимірюванні теплових нейтронів, які виникають при ядерному фотоефекті взаємодії жорсткого гамма-випромінювання з ядрами елементів. За допомогою даного методу в нафтових свердловинах можна відбивати водонафтові контакти незалежно від мінералізації пластових вод [7].

Метод нейтронного поля (НГК).

Під час застосування нейтронних методів гірська порода опромінюється швидкими нейтронами, які випромінюються стаціонарними або імпульсними джерелами нейтронів. Реєструватись можуть нейтрони, розсіяні ядрами атомів гірських порід, або гамма-випромінювання радіаційного захоплення нейтронів або гамма-випромінювання [7].

Нейтронні методи застосовують для літологічного розчленування розрізів, виділення колекторів, оцінки пористості порід, виділення водонафтового контакту, вивчення характеру насичення пластів, уточнення перфорації колони.

Акустичний метод контролю якості цементування колон (АКЦ). Контроль цементування затрубного простору за допомогою акустичного методу базується на вимірюванні амплітуди захопленої поздовжньої хвилі та часу пробігу поздовжніх коливань [7].

За допомогою цього методу встановлюються висота піднімання цементу, його наявність за колоною, виявляються канали, тріщини і каверни у цементному камені, визначається степінь зчеплення цементу з колоною і породами, досліджується процес формування цементного каменю у часі.

Інклінометрія (визначення викривлення свердловин). Викривлення свердловин визначають для контролю за збереженням заданого напрямку свердловини у просторі та отримання даних, необхідних для геологічних побудов [7].

Визначення викривлення зводиться до вимірювання кутів відхилення від вертикалі і магнітних азимутів по всьому стовбурі свердловини. Для цього застосовують спеціальні прилади – інклінометри. При цьому визначається кут і магнітний азимут викривлення стовбура незакріплених і закріплених колонами свердловин з метою забезпечення заданого положення вибою. Викривлення свердловини вимірюють у точках через однакові інтервали: 25 метрів у звичайних свердловинах, 10 метрів – у похилоскерованих [7].

Під час побудови інклінограми допускається, що в межах кожного інтервалу значення замірів кутів викривлення та азимутів залишаються постійними, а тому істинне положення вибою свердловини не є дуже точним. Цей факт необхідно критично враховувати під час геологічних побудов, особливо, коли свердловина в зоні тектонічних порушень [8].

Характеристика основних методів каротажу та геофізичні дослідження по інтервалах приведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8.-Геофізичні дослідження свердловини [7]

№ п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервали досліджень, м
1	2	3	4
1	<b>Стандартний каротаж, кавернометрія, профілеметрія</b> для розчленування розрізу і визначення діаметру свердловин (виявлення жолобів і каверн).	1:500	0-80,80-500 450-1000,950-1400 1350-1800,750-2250 2200-2600 2550-2900 2850-3200 3150-3350 3300-3500
2	<b>Інклінометрія</b> в інтервалах стандартного каротажу з точками заміру че-рез 100 м – для визначення кута і ази-мута викривлення стовбура свердловини.		До глибини 2250 м, нижче в інтервалах ст. каротажу
3	<b>БКЗ (6 з.) і ПС</b> - для вимірювання уявного опору порід вздовж стовбура свердловини, визначення при-родніх потенціалів, які самостійно виникають у свердловині. <b>ІК</b> – для розчленування розрізу піщано-глинистих порід і визначення електропровідності порід. <b>ГК</b> – для вимірювання природнього випромінення порід, обумовленого вміщаючи ми в них радіоактивними мінералами. <b>НГК</b> – для вимірювання інтенсивності $\gamma$ – випромінення, яке виникає в породах при облученні їх потоком швидких нейтронів. <b>термометрія</b> – для визначення зміни температури з глибиною, відбивки місця припливу пластових рідин в свердловину.	1:200	З глибини 2250 м, в інтервалах ст. каротажу
4	<b>АК-</b> для уточнення геологічного роз-різу свердловини, визначення колек-торських властивостей порід, інтерпретації результатів сейсмо-розвідувальних робіт перед спуском проміжної колони. <b>БК-</b> для уточнення геологічного розрізу свердловини, визначення колекторських властивостей порід, інтерпретації результатів сейсмо-розвідувальних робіт перед спуском експлуатаційної колони.	1:500	80-2250 2200-3500
5	<b>ГК</b> - для вимірювання природнього випромінення порід, обумовленого вмі-щаючими в них радіоактивними міне-ралами перед спуском обсадної колони. <b>НГК</b> – для вимірювання інтенсивності $\gamma$ – випромінення, яке виникає в породах при облученні їх потоком швидких нейтронів перед спуском експлуатаційної колони.	1:500	0-2250 2200-3500
6	<b>АК-</b> для уточнення геологічного розрізу свердловини, визначення колекторських властивостей порід, інтерпретації результатів сейсмо-розвідувальних робіт.		Із глибини 2250 м в

	<b>БК</b> – для визначення потужності і насиченості тонких пропластків, детального розчленування розрізу свердловини. <b>МБК</b> -для детального визначення потужності перспективних про-пластків. <b>МДС</b> -для детального визначення діаметру свердловини.	1:200	інтервалах ст. каротажу
7	<b>Геотермічний градієнт</b> – для визначення природнього теплового поля і зміни температури з глибиною.	1:500	0-3500
8	<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 інтервалах продуктивних горизонтів
9	<b>АКЦ, ГГК, термометрія</b> - для визначення якості цементажу обсадних колон і висоти підйому цементу.	1:500	0-2250 0-3500
10	<b>Випробування у процесі буріння за допомогою ВПТ</b> – для визначення насиченості продуктивного пласта.		3350-3400 3110-3160 3400-3450 2860-2910
11	<b>ГК, ЛПО</b> - для прив'язки і контролю інтервалів перфорації.	1:200	3350-3450
12	<b>Нахилометрія</b> – для визначення елементів залягання пластів.		З глибини 2250 м в інтервалах стандартного каротажу
13	<b>Тимчасові виміри ІННК після спускання експлуатаційної колони і перед перфорацією об'єктів</b> – для підтвердження наявності продуктивних пластів.	1:200	—

Найбільш оптимальним комплексом ГДС для вирішення основних задач слід вважати такий:

- деталізація геологічної будови структури в межах палеогенового комплексу утворень: Ст.каротаж, кавернометрія, профілометрія інклінометрія, нахилометрія.

- вивчення літолого-фаціальних особливостей розрізу палеогену з метою виділення порід-колекторів і простеження їх на площі і в розрізі, характеристика фільтраційних та ємнісних властивостей порід-колекторів: ПС, БК, ГК, НГК, АК, ІК, термометрія, ВПТ, ННГК.

- промислові та лабораторні дослідження порід та флюїдів: геохімічні методи [3].

## 2.9 ПРОЕКТНИЙ КОМПЛЕКС ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

У відповідності з геологічними завданнями, особливостями розрізу, обсягом інформації описуваних об'єктів - здійснюються лабораторні дослідження керна, шламу, та пластових флюїдів, необхідних для вивчення розрізів свердловин і аргументації параметрів для підрахунку запасів нафти [3].

Необхідність лабораторних даних при інтерпретації матеріалів ГДС передбачає високу оперативність лабораторних досліджень, обробку керна на протязі двох-трьох днів.

Відомості про лабораторні дослідження керна, шламу та пластових флюїдів наведені таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Відомості про лабораторні дослідження керна, шламу та пластових флюїдів

№п/п	Види досліджень, аналізів	Кількість зразків, проб
1	Мікропалеонтологічний	20
2	Петрографічний	30
3	Гранулометричний	25
4	Вивчення фізичних параметрів	50
5	Люмінесцентно-бітумінологічний	15
6	Палеонтологічний	10
7	Аналіз бітумів	10
8	Аналіз нафти	10
9	Елементарний аналіз газу	20
10	Елементарний аналіз води	5

Відібрані зразки порід, проби нафти, газу та води будуть досліджуватись в лабораторії об'єднання "Західукргеологія", а контрольні аналізи - в ЛВУкрДГРІ [8].

## 2.10 ЗАХОДИ З ОХОРОНИ НАДР

Охорона надр і навколишнього середовища представляє собою комплекс вимог і науково-технічних заходів у процесі пошуків покладів нафти та газу з врахуванням конкретних умов.

З метою реалізації і вимог чинного законодавства з охорони надр та навколишнього середовища при будівництві проєктованих свердловин слід передбачити в проєктно-кошторисній документації та здійснювати при проведенні робіт такі заходи [5]:

1. Розміщувати бурові не ближче, як на 300 м від житлових будинків, 500 м від громадських споруд, 100 від будівель та споруд промислових та 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 за 1,8 га. Орні землі та лісові угіддя використовувати тільки у виняткових випадках.

4. Перед будівництвом бурової зняти верхній родючий шар на всій відведеній площі до глибини не менш, ніж 20 см і складати його у визначеному місці. З метою охорони знятого шару від видування і 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: площадка вирівнюється бульдозером, звільнюється від металобрухту, бетонних конструкцій та інших предметів. На вирівняну і очищену поверхню наноситься родючий шар землі.

Рекультивована земля передається по акту її власнику.

6. Земельні амбари на бурових, які розташовані в пухких ґрунтах, обкладати залізобетонними плитами з герметизацією стиків.

7. Передбачати систему дренажу у вигляді відвідних каналів навколо бурплощадки, чи спеціального обвалування для відведення стічних вод.

8. Для уникнення забрудненості території бурової та прилягаючої ділянки нафтопродуктами споруджувати спеціальні пастки, а при їх накопиченні нафтопродукти спалювати.

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

10. В колективах бурбригад проводити роз'яснювальну роботу по строгому дотриманню законодавчих актів про землю, воду і надра, а також по виконанню наказів і вимог про охорону природи.

11. При пошуково-розвідувальному бурінні передбачити наступні заходи з охорони надр:

- до початку буріння мати геолого-технічний наряд;
- в процесі проводки свердловини необхідно здійснювати заходи для уникнення відкритого фонтанування, грифоутворень, обвалів ствола свердловини:

- ізолювати один від одного газові і водоносні інтервали в свердловинах, забезпечити герметичність колон і високу якість їх цементування;

- якщо при бурінні будуть відмічені інтервали з ознаками газоносності (за даними каротажу, за керном, у глинистому розчині), ці інтервали підлягають ретельному вивченню на предмет отримання промислових припливів газу;

- інтервали розрізу, що містять газ, слід взяти на облік і при проходженні їх іншими свердловинами необхідно дотримуватися заходів з охорони надр (зокрема, запобігти значному проникненню глинистого розчину в пласт і можливості викидів);

- після закінчення буріння і перфорації експлуатаційної колони слід негайно приступити до освоєння свердловини, щоб запобігти значному зниженню

проникливості у привибійну зону в зв'язку з тривалим впливом на неї промивальної рідини;

- випробування газоносних об'єктів здійснювати знизу догори, після закінчення випробування чергового об'єкту ізольовувати його за допомогою цементного моста з наступною перевіркою герметичності зниженням рівня рідини і опресовкою;

- якщо в свердловині встановлені газоносні горизонти, а вона не закінчена бурінням за технічними причинами, провести ізоляційні роботи.

Після проведення ліквідаційних робіт чи передачі свердловини в експлуатацію і демонтажу обладнання проводиться комплекс робіт з рекультивації земельної ділянки, а саме:

1. Земельні амбари і траншеї засипаються, і місця їх знаходження вирівнюються.

2. Бетонні фундаменти і площадки розбиваються і вивозяться у відвали.

3. Гравій з площадки навколо бурової зрізується і вивозиться на існуючі дороги для ремонту.

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

Після проведення технічної рекультивації земельну ділянку повертається постійному користувачу в стані, придатному для проведення біологічної рекультивації [1].

### 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Головними економічними показниками, які характеризують наслідки реалізації проектів пошукових робіт, є показники фінансової ефективності. Найбільш вагомим з показників є чиста теперішня вартість проекту (накопичений дисконтований грошовий потік), під якою розуміється різниця між сумою грошового чистого прибутку, амортизаційних відрахувань та необхідними капітальними вкладеннями за визначений термін. Даний показник розраховується з врахуванням фактору часу, для цього використовується обґрунтована величина дисконту. Також важливу роль відіграють такі показники, як кількість товарної продукції, величина капітальних вкладень, термін їх окупності, чистий прибуток, рентабельність продукції, податки та відрахування до бюджету.

Проектом передбачено буріння на Янівській площі однієї пошукової і двох розвідувальних свердловин. При здійсненні економічних розрахунків бралась до уваги вартість тільки однієї (першої) пошукової свердловини.

При здійсненні розрахунків всі економічні показники приведені до одного року, незважаючи на довгостроковість вказаного проекту. Першим роком прийнято рік початку видобутку продукції та реалізації, тобто рік отримання валового доходу. У даному випадку рік введення свердловин у експлуатацію – 2025 р.

Умовами всіх варіантів здійснення пошукових робіт на Янівській площі передбачається, що свердловина дає промисловий приплив продукції, тому її вартість відносять до капітальних вкладень, амортизаційних відрахувань, які розраховують згідно ст. 9.5 Закону України "Про оподаткування прибутку підприємств". Для розрахунку капітальних вкладень у нафтопромислове облаштування, обладнання для нафтовидобутку і інші вкладження використані нормативи, наведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1.-Нормативи капітальних вкладень в будівництво нових свердловин

Напрямки витрат	Величини
1. Фактична вартість 1 м проходки, грн./м.	4350
2. Бурове обладнання, % від вартості буріння.	30
3. Обладнання нафтовидобутку:	
- приріст, тис. грн./ нову видобувну свердловину.	150
- поновлення, тис. грн./ діючу свердловину в рік.	9
4. Транспорт та інше обладнання, тис. грн./ св.	1270
5. Нафтопромислове облаштування (збір і транспорт, ел. постачання, автодороги) тис. грн./ св.	630
6. Охорона навколишнього середовища, % від витрат на облаштування та обладнання.	10
7. Інфраструктура, тис. грн./ св.	110

У таблиці 3.2. наведені нормативи вартості ремонтів.

Таблиця 3.2. -Нормативи вартості ремонтів (тис. грн.)

Вид ремонту	Вартість
1. Поточний ремонт	14,5
2. Капітальний ремонт видобувної свердловини.	111,3
3. Капітальний ремонт нагнітальної свердловини.	70,9
4. Достріл продуктивних пластів.	144,4
5. Переведення видобувної свердловини у нагнітальний фонд.	12,1

Експлуатаційні витрати складаються з поточних витрат, витрат на проведення різного виду ремонтів, відрахувань за геологорозвідувальні роботи, плати за надра та амортизаційних відрахувань. Нормативи експлуатаційних витрат на видобуток нафти та розчиненого газу наведені в таблиці 3.3. Розрахунок здійснено на видобуток нафти та розчиненого газу. Розрахунок поточних витрат на видобування нафти та розчиненого газу здійснюється за калькуляційними статтями з використанням витрат на 1 т товарної нафти, на 1000 м<sup>3</sup> товарного розчиненого газу та на одну свердловину експлуатаційного фонду нафтових свердловин.

Розрахунок витрат на геологорозвідувальні роботи проводився згідно з Постановою Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку встановлення нормативів збору за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок Державного бюджету, та його справлення. Розрахунок амортизації основних засобів проводиться відповідно до статті 8 Закону України «Про

оподаткування прибутку підприємств» із змінами, внесеними Законами України №607/97-ВР від 04.11.17р.

Таблиця 3.3. - Нормативи експлуатаційних витрат

Калькуляційні статті на нафту	Величина
1. Витрати на енергію по видобутку нафти, грн. на 1т	30,42
2. Витрати по штучній дії на пласт, грн. на 1т	16,87
3. ФОП, тис.грн на 1 свердловину (вид.+наг.)	6,88
4. Нарахування на зарплату, 37% від п.3	2,61
5. Витрати по збору і транспортуванню нафти і газу, грн. на 1т	10,58
6. Витрати по технологічній підготовці нафти, грн. на 1т	10,85
7. Витрати на утримання і експлуатацію обладнання, тис.грн на 1 свердловину (вмд.)	10,45
8. Цехові розходи, тис. грн. на 1 свердловину (вид+ наг).	3,76
9. Загальновиробничі витрати, тис.грн на 1 свердловину (вид.+наг.)	10,37
10 Відрахування за ГРР, грн. на 1т	20,5
11 Плата за надра, грн. на 1т	13,0
Калькуляційні статті на розчинений газ	
1. Витрати по штучній дії на пласт, грн. на 1000 м <sup>3</sup>	12,54
2. ФОП, тис.грн на 1 свердловину	4,88
3. Нарахування на зарплату, 37% від п.2	1,85
4. Витрати по збору і транспортуванню газу, грн. на 1000 м <sup>3</sup>	30,06
5. Витрати на утримання і експлуатацію обладнання, тис.грн на 1 свердловину (вид.)	6,53
6. Цехові розходи, тис. грн. на 1 свердловину (вид+ наг).	1,95
7. Загальновиробничі витрати, тис.грн на 1 свердловину (вид.+наг.)	6,79
8. Відрахування за ГРР, % від збору ГРР за нафту	20
9. Плата за надра, грн. на 1000 м <sup>3</sup>	2,0

Розрахунки експлуатаційних витрат на видобуток вуглеводнів виконано на товарну кількість нафти та розчиненого газу (коефіцієнт переведу валової продукції в товарну кількість складає по нафті 0,9799, розчиненого газу 0,9295).

У таблицях 3.4 - 3.7 подано розрахунки поточних витрат на видобуток нафти і розчиненого газу, амортизаційні відрахування та основні техніко-економічні показники розробки палеогенових покладів Янівської площі.

Як видно з таблиць вартість буріння свердловини становить 15,225 млн.грн., обладнання для нафтовидобутку - 150 тис.грн., бурове обладнання - 4,568 млн.грн., нафтопромислове облаштування 0,63 млн.грн. Капітальні вкладення на свердловину 1- Янівська за період 2025-2043 рр. складуть 22,472 млн.грн. (з розрахунку 9 тис.грн. щорічно).

Як свідчать дані, видобуток вуглеводнів з палеогенового покладу за період 2025-2043 рр. складе 1213,3 тис.т нафти, 303,3 млн.м<sup>3</sup> розчиненого газу.

Величина експлуатаційних витрат на видобуток вуглеводнів за 2025-2043 рр. досягне розміру 589,318 млн.грн.

Середня собівартість 1т нафти – 418,08 грн., 1000м<sup>3</sup> розчиненого газу – 273,23 грн. Рентабельність продукції протягом всього періоду зростає від 21 до 78 %. Чистий прибуток з роками починає спадати з 36,7 до 5,5 млн. грн.

Грошовий потік зберігається додатнім, зменшуючись від 14,8 до 5,7 млн.грн. Дисконтний потік готівки за весь період розробки становить 265,748 млн.грн., податки на відрахування до бюджету – 1695,234 млн.грн.

Аналізуючи вищенаведене можна сказати те, що собівартість нафти і газу на даній площі під час усього періоду розробки залишається більш-менш стабільною і не перевищує допустимих норм. Свердловина окупиться уже у перший рік експлуатації, оскільки присутні великі видобутку.

Таблиця 3.4 – Розрахунок поточних витрат на видобуток нафти

Роки	Поточні витрати на нафту									
	На енергію по видобутку, тис.грн.на 1т.	По шпунцій дії на пласт, тис.грн на 1т.	ФОП, тис.грн. на 1 св.	Нарахування на зарплату, тис.грн.	По збору і трансп. Н і Г, тис.грн.	По технол. підготовці, тис. грн.	На утримання і екпл. обладн., тис грн. на 1 св.	Цехові розходи, тис. грн. на 1 св.	Загальновиробничі, тис.грн.на 1 св.	Всього, тис.грн.
2025	3121,70	1731,20	6,88	2,61	1085,72	1113,43	10,45	3,76	10,37	36139,22
2026	3091,28	1714,33	6,88	2,61	1075,14	1102,58	10,45	3,76	10,37	35788,74
2027	3060,86	1697,46	6,88	2,61	1064,56	1091,73	10,45	3,76	10,37	35438,27
2028	3030,44	1680,59	6,88	2,61	1053,98	1080,88	10,45	3,76	10,37	35087,80
2029	3000,02	1663,72	6,88	2,61	1043,40	1070,03	10,45	3,76	10,37	34737,33
2030	2913,63	1615,81	6,88	2,61	1013,35	1039,21	10,45	3,76	10,37	33741,99
2031	2852,79	1582,07	6,88	2,61	992,19	1017,51	10,45	3,76	10,37	33041,04
2032	2791,95	1548,33	6,88	2,61	971,03	995,81	10,45	3,76	10,37	32340,10
2033	2731,11	1514,59	6,88	2,61	949,87	974,11	10,45	3,76	10,37	31639,16
2034	2670,27	1480,85	6,88	2,61	928,71	952,41	10,45	3,76	10,37	30938,21
2035	1540,47	854,30	6,88	2,61	535,77	549,44	10,45	3,76	10,37	17921,68
2036	1312,32	727,77	6,88	2,61	456,42	468,07	10,45	3,76	10,37	15293,14
2037	1084,17	601,25	6,88	2,61	377,07	386,69	10,45	3,76	10,37	12664,60
2038	856,02	474,72	6,88	2,61	297,72	305,32	10,45	3,76	10,37	10036,06
2039	627,87	348,20	6,88	2,61	218,37	223,94	10,45	3,76	10,37	7407,52
2040	616,77	342,04	6,88	2,61	214,51	219,98	10,45	3,76	10,37	7279,60
2041	586,35	325,17	6,88	2,61	203,93	209,13	10,45	3,76	10,37	6929,13
2042	525,51	291,43	6,88	2,61	182,77	187,43	10,45	3,76	10,37	6228,18
2043	495,09	274,56	6,88	2,61	172,19	176,58	10,45	3,76	10,37	5877,71

Таблиця 3.5 – Розрахунок поточних витрат на видобуток розчиненого газу

Роки	Поточні витрати на газ							
	По штучній дії на пласт, тис.грн.	ФОП, тис грн на 1 св.	Нарахування на зарплату, тис.грн.	По збору і транспорт. Н і Г., тис.грн.	На утримання і експл. обла-дн. тис.грн. На 1 св.	Цехові розходи, тис.грн. на 1 св.	Загальновиробничі витрати, тис.грн. на 1 св.	Всього, тис. грн.
2025	319,27	4,88	1,85	765,33	6,53	1,95	6,79	5643,66
2026	316,76	4,88	1,85	759,32	6,53	1,95	6,79	5600,21
2027	314,25	4,88	1,85	753,30	6,53	1,95	6,79	5556,76
2028	311,74	4,88	1,85	747,29	6,53	1,95	6,79	5513,31
2029	309,24	4,88	1,85	741,28	6,53	1,95	6,79	5469,85
2030	295,94	4,88	1,85	709,42	6,53	1,95	6,79	5239,56
2031	293,44	4,88	1,85	703,40	6,53	1,95	6,79	5196,11
2032	290,93	4,88	1,85	697,39	6,53	1,95	6,79	5152,65
2033	288,42	4,88	1,85	691,38	6,53	1,95	6,79	5109,20
2034	285,91	4,88	1,85	685,37	6,53	1,95	6,79	5065,75
2035	160,51	4,88	1,85	384,77	6,53	1,95	6,79	2893,15
2036	135,43	4,88	1,85	324,65	6,53	1,95	6,79	2458,63
2037	110,35	4,88	1,85	264,53	6,53	1,95	6,79	2024,11
2038	85,27	4,88	1,85	204,41	6,53	1,95	6,79	1589,59
2039	60,19	4,88	1,85	144,29	6,53	1,95	6,79	1155,07
2040	58,94	4,88	1,85	141,28	6,53	1,95	6,79	1133,34
2041	57,68	4,88	1,85	138,28	6,53	1,95	6,79	1111,62
2042	55,18	4,88	1,85	132,26	6,53	1,95	6,79	1068,17
2043	53,92	4,88	1,85	129,26	6,53	1,95	6,79	1046,44

Таблиця 3.6 – Розрахунок амортизаційних відрахувань свердловин та основних засобів

Роки	АМОРТИЗАЦІЯ						СУМА, ТИС.ГРН.
	I СВ-НА		I група основних засобів		III група основних засобів		
	Початкова вартість, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис.грн.	Залишкова вартість, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис.грн.	Залишкова вартість, тис.грн.	Амортизаційні відрахування, тис.грн.	
2025			740,00	37,00	1420,00	213,00	250,00
2026	15225	1522,5	703,00	35,15	1243,00	186,45	1744,10
2027	15225	2740,5	667,85	33,39	1236,55	185,48	2959,38
2028	15225	2131,5	634,46	31,72	1087,07	163,06	2326,28
2029	15225	1827	602,73	30,14	1104,01	165,60	2022,74
2030	15225	1370,25	572,60	28,63	974,41	146,16	1545,04
2031	15225	1065,75	543,97	27,20	1008,25	151,24	1244,19
2032	15225	1065,75	516,77	25,84	893,01	133,95	1225,54
2033	15225	1065,75	490,93	24,55	939,06	140,86	1231,16
2034	15225	1065,75	466,38	23,32	834,20	125,13	1214,20
2035	15225	913,5	443,07	22,15	889,07	133,36	1069,01
2036	15225	456,75	420,91	21,05	791,71	118,76	596,55
2037			399,87	19,99	852,95	127,94	147,94
2038			379,87	18,99	761,01	114,15	133,15
2039			360,88	18,04	826,86	124,03	142,07
2040			1116,97	55,85	905,48	135,82	191,67
2041			864,29	43,21	714,49	107,17	150,38
2042			821,08	41,05	643,32	96,50	137,55
2043			780,03	39,00	726,82	109,02	148,02



Продовження таблиці 3.7

Роки	Експл. витрати на видобуток нафти						Експл. витрати на видобуток газу						Собівартість газу, грн/1000м <sup>3</sup> .
	Поточні, тис.грн.	Відрахування за ГРР, тис.грн.	Плата за надра, тис.грн.	Амортизація для нафти, тис.грн.	Всього, тис.грн.	Собівартість нафти, грн/т.	Поточні, тис.грн.	Відрахування за ГРР, тис.грн.	Плата за надра, тис.грн.	Амортизація для газу, тис.грн.	Всього, тис.грн.		
2025	36139,22	4081,20	1334,06	200,30	41754,78	406,89	5643,66	816,24	50,92	49,70	6560,52	257,68	
2026	35788,74	4041,43	1321,06	1396,87	42548,11	418,70	5600,21	808,29	50,52	347,23	6806,24	269,45	
2027	35438,27	4001,66	1308,06	2369,29	43117,28	428,52	5556,76	800,33	50,12	590,09	6997,29	279,22	
2028	35087,80	3961,89	1295,06	1861,70	42206,45	423,67	5513,31	792,38	49,72	464,58	6819,99	274,34	
2029	34737,33	3922,12	1282,06	1618,12	41559,63	421,41	5469,85	784,42	49,32	404,61	6708,21	272,03	
2030	33741,99	3809,17	1245,14	1239,60	40035,90	418,00	5239,56	761,83	47,20	305,44	6354,03	269,24	
2031	33041,04	3729,63	1219,14	995,73	38985,54	415,71	5196,11	745,93	46,80	248,45	6237,29	266,55	
2032	32340,10	3650,09	1193,14	978,26	38161,59	415,79	5152,65	730,02	46,40	247,28	6176,35	266,22	
2033	31639,16	3570,55	1167,14	980,08	37356,92	416,09	5109,20	714,11	46,00	251,08	6120,39	266,10	
2034	30938,21	3491,01	1141,14	963,85	36534,21	416,20	5065,75	698,20	45,60	250,35	6059,90	265,79	
2035	17921,68	2013,95	658,32	853,32	21447,28	423,52	2893,15	402,79	25,60	215,69	3537,23	276,35	
2036	15293,14	1715,68	560,82	477,11	18046,75	418,33	2458,63	343,14	21,60	119,44	2942,81	272,48	
2037	12664,60	1417,40	463,32	118,64	14663,97	411,45	2024,11	283,48	17,60	29,29	2354,49	267,56	
2038	10036,06	1119,13	365,82	107,23	11628,24	413,23	1589,59	223,83	13,60	25,91	1852,93	272,49	
2039	7407,52	820,85	268,32	115,27	8611,96	417,25	1155,07	164,17	9,60	26,81	1355,65	282,43	
2040	7279,60	806,34	263,58	155,60	8505,11	419,49	1133,34	161,27	9,40	36,07	1340,08	285,12	
2041	6929,13	766,57	250,58	121,41	8067,68	418,56	1111,62	153,31	9,20	28,97	1303,11	283,28	
2042	6228,18	687,03	224,58	109,63	7249,41	419,65	1068,17	137,41	8,80	27,92	1242,29	282,34	
2043	5877,71	647,26	211,58	117,09	6853,63	421,11	1046,44	129,45	8,60	30,94	1215,43	282,66	
<b>За 5 р.</b>	<b>177191,36</b>	<b>20008,29</b>	<b>6540,30</b>	<b>7446,29</b>	<b>211186,24</b>	<b>419,84</b>	<b>27783,79</b>	<b>4001,66</b>	<b>250,60</b>	<b>1856,20</b>	<b>33892,25</b>	<b>270,54</b>	
<b>За 10 р.</b>	<b>338891,86</b>	<b>38258,74</b>	<b>12506,00</b>	<b>12603,81</b>	<b>402260,41</b>	<b>418,10</b>	<b>53547,06</b>	<b>7651,75</b>	<b>482,60</b>	<b>3158,80</b>	<b>64840,22</b>	<b>268,66</b>	
<b>За 15 р.</b>	<b>402214,87</b>	<b>45345,75</b>	<b>14822,60</b>	<b>14275,38</b>	<b>476658,60</b>	<b>417,65</b>	<b>63667,61</b>	<b>9069,15</b>	<b>570,60</b>	<b>3575,95</b>	<b>76883,32</b>	<b>270,53</b>	
<b>За весь період</b>	<b>428529,49</b>	<b>48252,94</b>	<b>15772,90</b>	<b>14779,11</b>	<b>507334,44</b>	<b>418,08</b>	<b>68027,18</b>	<b>9650,59</b>	<b>606,60</b>	<b>3699,85</b>	<b>81984,23</b>	<b>273,23</b>	

Продовження таблиці 3.7

Роки	Всього еспл. витраг, тис. грн.	Сукупні витраги, тис. грн.	Реалізація продукції, тис. г рн.	ПДВ, тис. грн.	Рента, тис. грн.	Реалізація продукції без ПДВ і ренти, тис. грн.	Балансовий прибуток, тис. грн.	Подажок на прибуток, тис. грн.	Чистий прибуток, тис. грн.	Рентабельність, %	Джерела фінансування кап. вкладень, тис. грн.
2025	48315,30	70267,80	222529,64	37088,27	88105,32	97336,05	49020,75	12255,19	36765,56	76,10	37015,56
2026	49354,35	47619,25	220382,62	36730,44	87246,76	96405,42	47051,07	11762,77	35288,31	71,50	37032,41
2027	50114,57	47164,20	218235,60	36372,60	86388,20	95474,79	45360,22	11340,06	34020,17	67,88	36979,54
2028	49026,43	46709,15	216088,58	36014,76	85529,65	94544,17	45517,73	11379,43	34138,30	69,63	36464,58
2029	48267,84	46254,10	213941,56	35656,93	84671,09	93613,54	45345,70	11336,43	34009,28	70,46	36032,01
2030	46389,93	44889,89	207624,50	34604,08	82232,78	90787,64	44397,71	11099,43	33298,28	71,78	34843,32
2031	45222,83	43987,65	203419,69	33903,28	80515,66	89000,75	43777,92	10944,48	32833,44	72,60	34077,62
2032	44337,94	43121,40	199214,88	33202,48	78798,54	87213,86	42875,91	10718,98	32156,93	72,53	33382,47
2033	43477,31	42255,16	195010,07	32501,68	77081,43	85426,96	41949,65	10487,41	31462,24	72,36	32693,39
2034	42594,11	41388,91	190805,25	31800,88	75364,31	83640,07	41045,96	10261,49	30784,47	72,27	31998,67
2035	24984,51	23960,50	109917,33	18319,56	43477,43	48120,35	23135,84	5783,96	17351,88	69,45	18420,90
2036	20989,56	20402,01	93591,59	15598,60	37038,23	40954,76	19965,20	4991,30	14973,90	71,34	15570,45
2037	17018,45	16879,52	77265,84	12877,64	30599,04	33789,16	16770,71	4192,68	12578,03	73,91	12725,97
2038	13481,17	13357,03	60940,10	10156,68	24159,85	26623,57	13142,40	3285,60	9856,80	73,12	9989,94
2039	9967,61	9834,54	44614,35	7435,73	17720,66	19457,97	9490,36	2372,59	7117,77	71,41	7259,84
2040	9845,19	9698,52	43818,64	7303,11	17407,28	19108,25	9263,06	2315,77	6947,30	70,57	7138,97
2041	9370,78	9229,40	41716,24	6952,71	16548,72	18214,81	8844,03	2211,01	6633,02	70,78	6783,40
2042	8491,71	8363,16	37511,43	6251,90	14831,61	16427,92	7936,21	1984,05	5952,15	70,09	6089,71
2043	8069,06	7930,03	35409,02	5901,50	13973,05	15534,47	7465,41	1866,35	5599,06	69,39	5747,08
<b>За 5 р.</b>	<b>245078,49</b>	<b>258014,50</b>	<b>1091178,00</b>	<b>181863,00</b>	<b>431941,02</b>	<b>477373,97</b>	<b>232295,48</b>	<b>58073,87</b>	<b>174221,61</b>	<b>355,57</b>	<b>183524,11</b>
<b>За 10 р.</b>	<b>467100,62</b>	<b>473657,51</b>	<b>2087252,39</b>	<b>347875,40</b>	<b>825933,74</b>	<b>913443,25</b>	<b>446342,62</b>	<b>111585,66</b>	<b>334756,97</b>	<b>717,12</b>	<b>350519,58</b>
<b>За 15 р.</b>	<b>553541,92</b>	<b>558091,09</b>	<b>2473581,61</b>	<b>412263,60</b>	<b>978928,95</b>	<b>1082389,05</b>	<b>528847,13</b>	<b>132211,78</b>	<b>396635,35</b>	<b>1076,34</b>	<b>414486,68</b>
<b>За весь період</b>	<b>589318,66</b>	<b>593312,20</b>	<b>2632036,94</b>	<b>438672,82</b>	<b>1041689,61</b>	<b>1151674,50</b>	<b>562355,84</b>	<b>140588,96</b>	<b>421766,88</b>	<b>1357,18</b>	<b>440245,84</b>

Продовження таблиці 3.7

Роки	Рентабельність, %	Грошовий потік, тис. грн.	Накопичений грошовий потік, тис. грн.	Роки експлуатації	Дисконтний множник	Дисконтний грошовий потік, тис. грн.	Накопичений дисконтний грошовий потік, тис. грн.	Податки на ввіз до бюджету, тис. грн.
2025	21,08	14813,06	14813,06			14813,06	14813,06	143731,20
2026	77,75	37023,41	51836,47	1	1,000	37023,41	51836,47	141961,26
2027	78,39	36970,54	88807,01	2	0,909	33609,58	85446,05	140261,03
2028	78,05	36455,58	125262,59	3	0,826	30128,58	115574,63	139022,89
2029	77,88	36023,01	161285,61	4	0,751	27064,62	142639,26	137702,36
2030	77,52	34798,32	196083,93	5	0,683	23767,72	166406,98	133799,63
2031	77,45	34068,62	230152,55	6	0,621	21153,93	187560,91	131104,92
2032	77,39	33373,47	263526,02	7	0,564	18838,46	206399,37	128339,65
2033	77,35	32684,39	296210,42	8	0,513	16772,26	223171,63	125568,32
2034	77,29	31989,67	328200,08	9	0,467	14923,42	238095,04	122802,63
2035	76,69	18375,90	346575,98	10	0,424	7793,17	245888,22	70681,61
2036	76,27	15561,45	362137,43	11	0,386	5999,61	251887,83	60269,37
2037	75,34	12716,97	374854,40	12	0,350	4457,22	256345,05	49851,16
2038	74,72	9980,94	384835,34	13	0,319	3180,24	259525,29	39324,51
2039	73,73	7250,84	392086,18	14	0,290	2100,31	261625,60	28791,92
2040	73,14	7093,97	399180,15	15	0,263	1868,06	263493,66	28266,74
2041	73,40	6774,40	405954,55	20	0,164	1107,67	264601,33	26892,09
2042	72,71	6080,71	412035,26	25	0,102	617,35	265218,68	24125,37
2043	72,36	5738,08	417773,34	26	0,092	529,60	265748,28	22737,79
<b>За 5 р.</b>	<b>333,15</b>	<b>161285,61</b>				<b>142639,26</b>		<b>702678,74</b>
<b>За 10 р.</b>	<b>720,15</b>	<b>328200,08</b>				<b>238095,04</b>		<b>1344293,88</b>
<b>За 15 р.</b>	<b>1096,91</b>	<b>392086,18</b>				<b>261625,60</b>		<b>1593212,44</b>
<b>За весь період</b>	<b>1388,52</b>	<b>417773,34</b>				<b>265748,28</b>		<b>1695234,42</b>

## ПІДСУМКИ

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

Всі роботи, які будуть проводитися на Янівській площі, і наведені в 2 розділах, а саме: 1. Базова частина. Загальні відомості та геологічна будова району. 2. Проектна частина. Обґрунтування та методика проведення пошуково – розвідувальних робіт.

У першому розділі наводиться коротка характеристика знаходження Янівської площі в адміністративному відношенні та клімат району. Також наводяться геолого – геофізичні дослідження, які проводилися на даній території дослідження.

У наступному підрозділі наводиться проектний літолого – стратиграфічний розріз, який береться за основу із сусідніх родовищ, а саме: Блажівського, Старосамбірського. В наступному підрозділі наведена тектонічна будова Янівської площі. Наступний підрозділ включає в себе історію геологічного розвитку. І в останніх двох підрозділах наведена нафтоносність і водоносність, які також взяті по аналогії із сусідніми родовищами.

У наступному розділі наводиться прогнозування нафтоносності на даній площі, а саме нафтоносні поклади які прогножуються відкрити знаходяться у ямненських, вигодських і менілітових відкладах. В наступному підрозділі проводиться кількісна оцінка ресурсів нафти з використанням ЕОМ, за даними підрахунками ресурси нафти становлять 2,13 млн. т.

В наступному підрозділі обґрунтовується розташування однієї пошукової і двох розвідувальних свердловин на площі дослідження. Далі наводиться геологічна будова типової свердловини № 1. В підрозділі вибору об'єктів для випробування і дослідження наведені інтервали, в яких будуть випробовуватись продуктивні горизонти під час буріння (ВПТ) і після нього (перфорація). Вибір інтервалів відбору керну і шламу наводиться в наступному підрозділі: відбір шламу проводиться через кожні 5м, а відбір керну становить 280 м або 8 % від загальної глибини свердловини. В наступному підрозділі наведений комплекс геофізичних досліджень, який буде проводитися в даній типовій свердловині. І в останньому підрозділі наводиться комплекс лабораторних робіт.

Аналізуючи геолого-економічні показники можемо сказати те, що собівартість нафти і газу на даній площі під час усього періоду розробки залишається більш-менш стабільною і не перевищує допустимих норм.

Свердловина окупиться уже у перший рік експлуатації, оскільки присутні великі видобутку.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Базові матеріали Самбірської ЕГБ.
2. Фондові геолого-геофізичні та промислово-геологічні матеріали по району досліджень.
3. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В. та ін. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. – Київ: Наукова думка, 2004. -
4. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
5. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. – “Вік”, Коломия. – 1999. – 504 с.
6. Мислюк М.А. та ін. Буріння свердловин. Довідник у 5 томах. Том 1. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
7. Федорів В.В. методика і технологія проведення ГДС та інтерпретація результатів. Конспект лекцій, ч.1 – Івано-Франківськ: ІНТУНГ, 2003. – 113 с.
8. Витвицький Я.С. Економіка нафтогазорозвідувальних робіт / Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Місто НВ, 2004. – 324с.
9. Дослідження ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів та процесів трансформації керогену Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину \ ІГГГК НАН України., 2023 р.