

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*(103)НЗ ГНГ. ПЗ*

*Група НЗГ-21-1*  
***Степан Боднар***

*2025*

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

УДК 553.98

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта  
та проєкт пошуково-розвідувальних робіт на Степанівській площі

(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — бакалавр  
Спеціальність — (103) Науки про Землю  
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу, геофізика,  
геоінформатика, інженерна геологія  
та гідрогеологія

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

### БР 103 НЗГ

(позначення)

Студент  
гр. НЗГ–21-1 \_\_\_\_\_ Боднар С. О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

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

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

### Допускається до захисту

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

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

2025 р.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

**Спеціальність** — (103) Науки про Землю  
**Освітньо-професійна програма** – Геологія нафти і газу, геофізика,  
геоінформатика, інженерна геологія та  
гідрогеологія

**Студент** \_\_\_\_\_ **Боднар Степан Олегович**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

**1. Тема проєкту (роботи)** **Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного  
об'єкта та проєкт пошуково-розвідувальних робіт на**

**Степанівській площі**

Затверджена наказом ректора університету від “ 16 ” квітня 2025 р. № 255/7

**2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи)** 10 червня 2025 року

**3. Вихідні дані до проєкту (роботи)**

1. Фондові геолого-геофізичні ПАТ “Укрнафта”

2. Опублікована література по району досліджень.

3. Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практик.

**4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)**

Вступ. 1. Базова частина. Загальні відомості та геологічна будова району. 2. Проєктна частина. Обґрунтування та методика проведення пошуково-розвідувальних робіт.

3. Технічна частина. 4. Економічна частина. Підсумки. Перелік використаних джерел.

**5. Перелік графічних додатків**

1. Зведений літолого-стратиграфічний розріз.

2. Структурна карта.

3. Сейсмогеологічні розрізи по лініях I-I, II-II.

4. Геолого-технічний наряд на типову свердловину.

**6. Консультанти з проєкту (роботи), із зазначенням розділів проєкту, що стосуються їх**

<b>Розділ</b>	<b>Консультант</b>	<b>Завдання видав (підпис консультанта)</b>	<b>Завдання прийняв (підпис студента)</b>
<i>Нормоконтроль</i>	<i>ас. Уграк Л. В.</i>		

**7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

<b>Пор. №</b>	<b>Назва етапів бакалаврської роботи</b>	<b>Термін виконання етапів проєкту (роботи)</b>	<b>П р и м і т к а</b>
<i>1.</i>	<i>Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.</i>	<i>10.11.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>2.</i>	<i>Підготовка базової частини. Загальні відомості та геологічна будова району.</i>	<i>01.12.2024</i>	<i>Виконано</i>
<i>3.</i>	<i>Обґрунтування та методика прове- дення проєктних робіт</i>	<i>01.02.20235</i>	<i>Виконано</i>
<i>4.</i>	<i>Розробка технічної частини.</i>	<i>15.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>5.</i>	<i>Розробка економічної частини.</i>	<i>01.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>6.</i>	<i>Оформлення тексту і графічних додатків.</i>	<i>15.052025</i>	<i>Виконано</i>
<i>7.</i>	<i>Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат.</i>	<i>13.06.2025</i>	
	<i>Захист бакалаврської роботи.</i>		

**8. Дата видачі завдання:** 10 листопада 2024 р.

**Завдання видав керівник**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**доц. Михайлів І. Р.**

(посада, прізвище та ініціали)

**Завдання прийняв студент**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Боднар С. О.**

(прізвище та ініціали)

## Анотація

Бакалаврська робота містить: сторінок , таблиць , рисунків , текстових додатків , графічних додатків 4.

Приведені сучасні уявлення про геологічну будову і перспективи нафтогазоносності Степанівської площі, розташованої в межах північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Обґрунтовано необхідність, методику і об'єми пошуково-розвідувальних робіт, виявлено першочергові об'єкти пошуку пасток, пов'язаних з відкладами горизонтів НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13 сарматського ярусу неогену та відкладами верхньої крейди. Проведена оцінка перспективних ресурсів нафти і газу.

Проектується буріння однієї незалежної пошукової свердловини глибиною 1950 м і чотирьох розвідувальних свердловин загальним метражем 5850 м. Обґрунтовується їх конструкція, умови буріння, комплекс дослідницьких робіт, а також техніко-технологічні та економічні питання.

**Ключові слова:** нафта, газ, ресурси, перспективи нафтогазоносності, прогнозування, пошук, оцінка.

## Annotation

The bachelor's thesis contains: pages , tables , figures , text additions , graphical additions 4.

Modern views on geological structure and prospects of oil and gas holding capacity of Galivska area, located within the northwestern part of the Bilche-Volytsia zone of Precapethian foredeep, are given. Necessity, methods and volumes of search and prospecting works are proved, the first turn objects of trap's search, connected with with deposits of horizons ND-1-2, ND-5, ND-9, ND-10, VD-11, VD-12, VD-13 of the Sarmatian stage of the Neogene and Upper Cretaceous deposits, are considered. Oil and gaz perspective resources valuation makes up.

The drilling of one independent search well with a depth of 1,950 m and four exploration wells with a total area of 5,850 m is being projected. Their construction, condition of drilling, complex of research works, technical and technological points, economical points and technique secure points are being proved.

**Keywords:** oil, gas, resources, oil and gas prospects, forecasting, search, estimation.

## **ЗМІСТ**

**ВСТУП** .....

### **1 БАЗОВА ЧАСТИНА. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ**

**ТА ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ** .....

1.1 Географо-економічні умови .....

1.2 Геолого-геофізична вивченість .....

1.3 Літолого-стратиграфічний розріз .....

1.4 Тектоніка .....

1.5 Нафтогазоносність .....

1.6 Водоносність .....

### **2 ПРОЕКТНА ЧАСТИНА. ОБҐРУНТУВАННЯ ТА**

**ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-**

**РОЗВІДУВАЛЬНОГО БУРІННЯ** .....

2.1 Прогнозування нафтогазоносності .....

2.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу .....

2.3 Мета та завдання проектних робіт .....

2.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин  
та їхніх глибин .....

2.5 Вибір типової свердловини та геологічні умови  
її буріння .....

2.6 Вибір об'єктів для випробування та дослідження .....

2.7 Вибір інтервалів відбору керна та шламу .....

2.8 Геофізичні дослідження у свердловині .....

2.9 Проектний комплекс лабораторних досліджень .....

2.10 Заходи з охорони надр .....

**3 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА** .....

3.1 Обґрунтування конструкції свердловини . . . . .	
3.1.1 Вибір видів обсадних колон та труб для них . . . . .	
3.1.2 Обґрунтування інтервалів тампонування обсадних колон . . . . .	
3.1.3 Вибір діаметрів обсадних колон і доліт. . . . .	
3.2 Вибір типів промивальних рідин та обґрунтування їх параметрів . . . . .	
3.3 Вибір способу буріння свердловини. . . . .	

#### **4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ОЦІНКА РІВНЯ**

##### **ЕКОНОМІЧНОЇ РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ**

##### **ПОШУКОВИХ РОБІТ . . . . .**

4.1 Методика розрахунку окупності пошукової свердловини. . . . .	
4.2 Розрахунок окупності кошторисної вартості буріння свердловин на Степанівській площі. . . . .	

##### **ВИСНОВКИ . . . . .**

##### **ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ . . . . .**

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Нафта і газ відіграють провідну роль у паливно-енергетичному комплексі України та країн світу. Вони є основою для модернізації промисловості, подальшого розвитку науково-технічного прогресу, економіки та добробуту населення. З кожним роком частка нафти і газу в загальному балансі первинної енергії залишається високою. Однак, більшість нафтових і газових родовищ, що розробляється вступили в період спадаючого видобутку і завершальному етапі розробки. В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні важливою задачею є зменшення падіння поточного видобутку нафти і газу, наступною її стабілізацією та збільшенням. Цього можна досягнути шляхом пошуків та розвідки нових родовищ нафти та газу.

Україна – одна з найстаріших у світі нафтогазовидобувних країн. У плані розвитку народного господарства України велике значення надається розвідці і відкрито нових родовищ нафти і газу на порівняно невеликих глибинах. У цьому плані велике значення має в регіонах Західної України Більче-Волицька зона Передкарпатського прогину.

**Метою бакалаврської роботи** є обґрунтування перспектив нафтогазоносності Рогізенського блоку та обґрунтування доцільності буріння пошукових і розвідувальних свердловини у межах Степанівської площі Львівської області.

**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 району досліджень;
- привести літологічний опис усіх стратиграфічних підрозділів Владиславівської площі;
- описати особливості структурно-тектонічної будову площі проєктних робіт;
- проаналізувати нафтогазоносність району досліджень;
- навести характеристику гідрогеологічної обстановки;
- спрогнозувати перспективи нафтогазоносності площі за комплексом критерійних ознак;
- визначити мету та завдання проєктних робіт на площі;
- обґрунтувати місцеположення проєктних 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 проєктний комплекс лабораторних досліджень у свердловині;

- навести заходи з охорони надр при реалізації комплексу проектних робіт на площі.

**Об'єкт досліджень** – Степанівська площа Львівської області.

**Предмет досліджень** – відклади горизонтів НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13 сарматського ярусу неогену та відклади верхньої крейди.

**Методи досліджень** – аналіз та систематизація матеріалів геолого-геофізичних досліджень, результатів лабораторних досліджень пластових флюїдів та відібраних зразків гірських порід, встановлення залежностей змін колекторських властивостей гірських порід, прогнозування нафтогазоносності надр.

**Практичне значення.** Результатом проведення пошуково-розвідувальних робіт є підтвердження величини оцінених перспективних ресурсів нафти і газу та підготовка відкритого родовища до розробки.

При написанні бакалаврської роботи використані 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

Степанівська площа розташована в Мостиському та Яворівському районах Львівської області (рис. 1.1).

Недалеко від площі (5-10 км) розташовані населені пункти: села Рогозно, Бунів, Віжомля, Твіржа, Берегове, міста Мостиська, Судова Вишня, Яворів.

Більшість населених пунктів зв'язана з районними центрами та м. Львовом шосейними та ґрунтовими дорогами. Дрібні села сполучені між собою польовими дорогами, які непридатні для автотранспорту в період дощів та снігових заносів.

Найближча залізнична станція - Судова Вишня - розташована за 10 км від площі проєктованих робіт і за 55 км від м. Самбора, де розташована матеріально-технічна база.

Зв'язок бурових з нафтогазорозвідувальною експедицією буде здійснюватись по радіо, а також по телефону з найближчих до місця робіт сіл.

Пошукове буріння на площі проводиться Самбірською нафтогазорозвідувальною експедицією ДГП "Західукргеологія".

У геоморфологічному відношенні район робіт представляє собою горбисту рівнину Надвіслянської низовини з широкими долинами, незначними височинами та пологими схилами. Пониження рельєфу спостерігається в напрямку південного заходу на північний схід. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються в незначному діапазоні - від 200 до 280 м. Відносні перевищення вододільних височин над площиною рівнини складають 60-70 м.

Район робіт слабо сейсмічний.

Клімат району помірно континентальний, з середньорічною температурою  $+7 - +8^{\circ}\text{C}$ . Максимальна та мінімальна температури коливаються в досить значних межах - від  $+28^{\circ}\text{C}$  в літні місяці до  $-30^{\circ}\text{C}$  в зимовий період. Середньорічна кількість осадів складає 700-800 мм. Основна їх частина припадає на весну і осінь.

На даній території переважають напрями вітрів: в осінній та зимовий період - південно-західні та південно-східні, в літній - західні, південно-західні та північно-західні, а весною - західні та південно-західні.

Тривалість зими складає 120 днів. Опалювальний сезон продовжується 150 днів. Сніговий покрив нестійкий і характеризується невеликою - до 50-60 мм - товщиною. Значні снігопади нетривалі і рідкі. Промерзання ґрунту - від 0,3 до 0,8м.

Рівнинна частина Надвіслянської низовини представляє собою лісостеп. Лісова рослинність представлена переважно листяними деревами: дубом, грабом, липою, ясенем, вільхою. Зустрічаються хвойні дерева.

Гідрографічна сітка району представлена притоками р. Сян, річками Вишня, Любачувка і Шкло, є значна кількість потічків. Водний режим річок та потічків залежить від місцевих кліматичних та гідрографічних умов. Як правило, весною і восени ріки багатоводні, розливаються і затоплюють понижені ділянки рельєфу. Річкові води використовують для водопостачання населених пунктів та технічних потреб.

Для водопостачання свердловин на площі будуть використовуватись меліораційні канали та ріки. Джерелом питної води будуть колодязі близько розташованих сіл: Моранці, Любіни, Росси, Бунів, Поруденко, Калинівка, Наконечне.

Населення місцевості представлено українцями, поляками, росіянами. Головне заняття – сільське господарство. В районі розвинені такі галузі промисловості, як: харчова, будівельних матеріалів, деревообробна, хімічна та інші.

Бригади будуть перевозитися вахтовими машинами.

Головні корисні копалини району - газ, сірка, кам'яна сіль, торф і будматеріали.

## **1.2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ**

За період з 1947 р. по 1976 р. на площі виконані геологічна зйомка, електророзвідувальні та сейсмічні роботи [5].

Сейсмічною партією №1/51 тресту „Укрнафтогеофізика” на площі Судова Вишня роботами МВХ на глибині 2000 м була зафіксована полоса піднятого залягання гіпсо-ангідритового горизонту. Проте 5 розвідувальних свердловин з вибоями від 1775 до 2500 м, які були пробурені трестом “Укрбургаз” протягом 1951-1954 р.р. не підтвердили сейсмічних матеріалів. Виявилось, що підняття гіпсо-ангідритового горизонту відбувається з південного заходу на північний схід. При випробуванні відкладів верхньої юри в свердловинах №10 і №15 були отримані слабкі припливи густої смолистої нафти дебітом 0,2-0,6 т/добу. Нижньосарматські відклади не випробовувались, оскільки їх можлива газонасиченість недооцінювалась і в інтервалах їх залягання, як правило, не проводився повний комплекс ГДС.

В 1953-1954 р.р. в результаті досліджень МВХ на площі Судова Вишня – Яворів (с/п 35/53-54) було встановлено загальне підняття гіпсо-ангідритового горизонту в бік с. Коханівка.

В 1954 р. за результатами інтерпретації матеріалів сейсмозвідувальних робіт (Червонський М.І. та ін) було запропоновано нову модель будови Судово-Вишнянської структури по гіпсо-ангідритовому горизонту, розбиту порушеннями на чотири блоки.

Протягом 1954-57 р.р. були розвідані Рудківське газове та Коханівсько-Свідницьке нафтогазове родовища де встановлені поклади у відкладах сармату, гелвету та юри.

В 1965 році Г.П.Федорович (Стрийська ЕГДС) після переінтерпретації геолого-геофізичного матеріалу по пробурених свердловинах №№ 5, 10, 15, 20, 25-Судова Вишня зробив висновок про газонасичення відкладів нижнього сармату. Було встановлено також, що розріз нижньосарматських порід на площі містить всі основні горизонти-колектори Рудківського та Свідницького родовищ.

В 1965-66 р.р. з метою вивчення перспектив газонасиченості сармату було пробурено свердловини № 1, № 2, № 3 – Судова Вишня; одна з них (№3-СВ) підтвердила промислову газонасиченість сарматських відкладів.

Протягом 1966-67 р.р. з метою промислової оцінки структури були пробурені свердловини №№ 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13-Судова Вишня; при випробуванні деяких з них із сарматських відкладів було отримано непромислові припливи газу, пластових вод, іноді з розчиненим газом. Таким чином, газовий поклад, незважаючи на тривалий період пошуків і обсяги робіт, не був встановлений, що призвело до припинення вивчення площі.

Серед останніх геофізичних робіт особливу увагу заслуговують роботи на Бонівській, Судово-Вишнянській (Янишин Ю.І. та ін. 1978 р.) та Никловецькій (Сокальський М.Е. та ін. 1976 р.) площах, в результаті виконання яких отримано матеріал, що дав можливість деталізувати геологічну будову району.

Протягом 1973-80 р.р. здійснювалось структурно-пошукове буріння на площі Никловичі. В результаті випробування відкладів нижнього сармату отримано промислові притоки газу в свердловинах №№ 8, 10, 12 та слабкі притоки газу в свердловинах № 6 і № 11.

В свердловині №6 з відкладів верхньої юри та бадену отримано слабкі притоки газу.

За період з 1977 до 1980 р.р. проводилось пошукове буріння на юрські відклади на Бонівській площі. При випробуванні свердловин №2 і №6 отримані припливи води з верхньоюрських відкладів, дебітами до 157 м<sup>3</sup>/д, що свідчить про високі фільтраційно-ємкісні властивості карбонатного розрізу верхньої юри.

В 1977-82 р.р. пробурені свердловини 6-Кароліна, 1-Лещечна, 1-Бортятин, 1-Юр'ївська. Відклади нижнього сармату і юри за даними ГДС в цих свердловинах вважалися обводненими. В свердловині №1-Лещечна отримано слабкий приплив газу з відкладів верхньодашавської підсвіти. Інші свердловини не випробувались.

В результаті переінтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин на площі Судова Вишня, а також аналізу даних випробування свердловин та геологічної будови цієї площі та суміжних територій, проведених Щербою В.М. та ін., в 1987 р.було подано рекомендацію на довивчення Судово-Вишнянського нафтового скупчення.

В 1988 році ЗУГРЕ (тематична партія № 65/85) в результаті переінтерпретації сейсмічних матеріалів MBX та M3ГТ (сейсмічні дослідження проводились в 1978-79 р.р.) по гіпсоангідритовому горизонту була підготована до глибокого буріння Північно-Степанівська структура

В 1990 р. ЗУГРЕ разом з комплексною еколого-геологічною партією по результатах переінтерпретації сейсмічних матеріалів, а також даних ГДС (горизонти НД-9,15, гелвет, юра) по гіпсоангідритовому горизонту була підготовлена під глибоке буріння Черчицька структура, на яку було підготовлено паспорт [5].

Підтвердженням перспективності цієї структури є результати перегляду матеріалів ГДС у Прикарпатській ЕГДС по ряду пробурених свердловин. Гельветські відклади визначені як газонасні в свердловинах № 1-Юр'ївська і №2-Судова Вишня; горизонт НД-13 газонасичений в свердловинах №2-Юр'ївська, №1-Чорноконцівська, №№ 1-2-Судова Вишня; НД-12, 11, 10-горизонти в свердловинах №1-Юр'ївська, №1-Чорноконцівська, №№ 1-2-Судова Вишня. В свердловині №1-Лещечна виявлено три малопотужні пласти в горизонтах НД-10, 11, 12 оцінюються як можливо газонасичені, гелветські відклади оцінюються як нафтонасичені. Крім цього, результати буріння на Віжомлянському газовому родовищі дають підстави зробити висновок про можливу газонасиченість горизонтів НД-9 – НД-10.

Групою під керівництвом Думанського С.Г. було виділено і систематизовано матеріали геохімічних і геотермічних зйомок. Контури деяких аномалій співпадають в значній мірі з перспективними у відношенні нафтогазонасності ділянками структур. Роботами Пилипчука підтверджена складна будова описуваної площі, розбитої великою кількістю розривних порушень Карпатського та поперечного простягань.

У межах площі виділено 7 невеликих перспективних ділянок в районах свердловин 1-СВ, 2-СВ, 15-СВ, 1-ЛЩ, 25-СВ, 2-Бон, 3-Вш. Фактично кожен з блоків являється самостійним об'єктом пошуків [5].

У 1988 р. та 1991 р. було написано проекти пошуків родовищ нафти і газу відповідно на Степанівській та Черчицькій площах.

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

У геологічній будові площі проектних робіт приймають участь відклади мезозою, кайнозою і антропогену [5].

Найдавнішими відкладами, які будуть розкриті свердловинами є відклади опарської світи верхньої юри.

#### **Мезозой – MZ Верхня юра – J<sub>3</sub>**

Пошуковими свердловинами на площі планується розкриття тільки перспективної у нафтогазонасному відношенні частини верхньоюрських

відкладів на глибину до 250-300 м. Вони представлені тріщинуватими і брекчюваними крупнозернистими, глинистими, алевритистими вапняками сірого кольору з рідкими прошарками темних, майже чорних аргілітів та силіцитів, з більш частими прошарками світлих вапняків, збагачені перевідкладеним органогенним детритом.

Товщина відкладів верхньої юри на площі складає – понад 1000 м.

### **Кайнозой – KZ**

#### **Неоген – N**

На поверхні юрських відкладів залягають гельветські, баденські і сарматські відклади.

#### **Гельветський ярус – N<sub>1h</sub>**

Гельветські відклади трансресивно залягають на утвореннях юри і неузгоджено перекриваються осадами баденського ярусу; характеризуються епізодичною відсутністю.

Літологічно представлені конгломератоподібними утвореннями, що складаються з уламків вапняків, мергелів та пісковиків, зцементованих вапняково-глинистим цементом, а також глинами і аргілітами.

Пісковики грубозернисті до дрібнозернистих, кварцево-глауконітові, зеленувато-сірі з прожилками кальциту.

Глини і аргіліти зеленувато-сірі, злегка піщанисті, слюдисті, щільні.

Вапняки світло-сірі, з кремовим відтінком, брекчеподібні, крупнокристалічні.

Товщина гельветських відкладів складає 0-25 м. Вони продуктивні на Рудківському, Летянському та інших родовищах газу в прогині.

#### **Баденський ярус – N<sub>1b</sub>**

Баденський ярус на площі представлений нижнім, середнім та верхнім під'ярусами.

#### **Нижній баден – N<sub>1b1</sub>**

До нижнього бадену відносяться баранівські верстви. Вони зі стратиграфічним та кутовим неузгодженням залягають на гельветських та верхньоюрських відкладах.

Літологічно представлені переважно глинами, а також мергелями, алевролітами.

Глини сірі, зеленувато-сірі, темно-сірі, щільні, слюдисті, піщанисті.

Пісковики світло-сірі, з зеленуватим відтінком, вапняковисті, щільні.

Товщина баранівських верств складає 10-15 м і вони розглядаються як покривка для нижчезалягаючих покладів нафти і газу.

#### **Середній баден – N<sub>1b2</sub>**

До середнього бадену відноситься тираська світа (гіпсоангідритовий горизонт), що представляє собою хороший маркуючий горизонт і є

покришкою для нижчезалягаючих покладів газу. Відклади світи представлені щільними темно-сірими ангідритами з тонкими прошарками темно-сірих глин з прожилками крупнокристалічного гіпсу. Товщина світи змінюється від 0 до 15 м.

### **Верхній баден – N<sub>1b3</sub>**

Між верхнім та середнім баденом відбулася перерва в осадконагромадженні. До верхнього бадену відносяться відклади косівської світи, представлені темно-сірими з зеленуватим відтінком глинами, щільними, вапняковистими, слюдистими з прошарками алевролітів, рідше пісковиків.

Пісковики та алевроліти сірі, дрібнозернисті, слюдисті, пухкі, слабозцементовані.

Товщина косівської світи складає 20-30 м. На описуваній площі світа не містить піщано-глинистих горизонтів, з якими може бути пов'язана промислова газоносність.

### **Сарматський ярус – N<sub>1s</sub>**

#### **Нижній сармат – N<sub>1s1</sub>**

Відклади баденського ярусу неузгоджено перекриваються відкладами нижнього сармату.

В останньому виділяється дашавська світа (N<sub>1s1d</sub>), розчленована на нижньо- та верхньодашавську підсвіти, літологічно схожі між собою.

Нижньодашавська підсвіта (N<sub>1s1d1</sub>) літологічно представлена потужною товщею сірих і темно-сірих, вапняковистих, слюдистих глин з прошарками пісковиків та алевролітів товщиною від кількох сантиметрів до 1-2 і більше метрів.

Спостерігаються окремі малопотужні прошарки туфів та піритизованих глин.

Пісковики і алевроліти світло-сірі, від дрібно- до середньозернистих, слюдисті по площинах напластування, вапняковисті, тонко- і грубошаруваті, з косою та хвилястою шаруватістю.

В розрізі нижньодашавської підсвіти виділяється до 17 піщано-глинистих горизонтів. Горизонти від НД-1 по НД-12 включно характеризуються повсюдним поширенням.

Верхньодашавська підсвіта (N<sub>1s1d2</sub>) узгоджено залягає на відкладах нижньодашавської і перекривається антропогеновими породами.

Породи підсвіти представлені сірими, місцями зеленувато-сірими, вапняковистими глинами. Зустрічаються прошарки пісковиків та алевролітів.

В розрізі верхньодашавської підсвіти виділено 14 піщано-глинистих горизонтів (ВД-1 – ВД-14).

Загальна товщина дашавської світи складає 1700-1850 м. Пісковики світи служать колекторами для промислових скупчень газу.

## Антропоген – Q

Характеризується широким розповсюдженням і складений пісками, глинами, іноді гальками сірими, жовтувато-сірими, бурими, у верхній частині розрізу – суглинками та ґрунтово-рослинним шаром.

Товщина антропогенових відкладів зміщується 6,0-60,0 м.

## **1.4 ТЕКТОНІКА**

Степанівська площа розташована в північно-західній частині Косів-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Підзона представляє собою крупний блок платформи, обмежений Краковецьким, Городоцьким і Калуським розломами. Повздовжнім Судово-Вишнянським скидом підзона розділена на два тектонічні блоки: Рогізенський і Бонівський. Між собою блоки відрізняються товщиною і розмірами неогенового чохла [5].

Для Рогізенського блоку характерні відносно незначні товщини неогенового чохла, що не перевищують 1200-1600 м в місцях максимального розвитку цих утворень. Бонівський блок характеризується великою товщиною розвинених тут юрських та міоценових (до 1900 м) відкладів.

В основі блоків розвинені відклади юри, що залягають на складчастих породах кембрію. Під впливом регіонального тривалого розмиву поверхні мезозою утворився розчленований палеорельєф зі структурними виступами та ерозійними западинами.

Названі вище неогенова і юрська товщі утворюють два структурно-тектонічні поверхи. Другий з них практично невивчений, оскільки структурний план юри не узгоджується з розмитою поверхнею одноіменних відкладів. А тільки її структурний план відображається маркуючим сейсмічним горизонтом „ГА”. Нижче реальних відбиваючих сейсмічних горизонтів не зафіксовано.

В даному випадку немає необхідності зупинятися на особливостях будови мезозойського поверху, оскільки пропонованими свердловинами планується розкриття тільки його верхньої частини, уявлення про яку можна отримати по структурній карті по горизонту „ГА”.

По цих даних фіксується Степанівське валоподібне підняття, розмірами приблизно 8×10 км, ускладнене в склепінній частині Судово-Вишнянським розломом, фактично зоною порушень. Північно-західна частина структури розташована в Рогізенському блоці, протилежна – в Бонівському.

По обидві сторони від Судово-Вишнянського порушення розташовані напівантикліналі, обмежені в частинах крил структури повздовжніми порушеннями. Склепінні частини структур окунтурюються ізогіпсами -1350 і -1650 м, тобто, та з них, що розташована в Рогізенському блоці, залягає гіпсометрично на 300 м вище від тієї, що виявлена в Бонівському блоці.

В обох складках Судово-Вишнянським розломом „зрізані” прилягаючі до нього крила.

Крім поздовжніх розломів, у Бонівському блоці зафіксовані короткі і малоамплітудні поперечні порушення, які ускладнюють складку.

В цілому матеріали сейсмозвідки підтверджуються даними буріння. Однак останні дають підстави вважати поперечні порушення більш протяжними, що ймовірно простягаються від Краковецької до Городоцької зони порушень. Ймовірно також існування поперечного розлому між Віжомлянською і Степанівською структурами.

Загалом, для Більче-Волицької зони характерна велика кількість розривних порушень (і Степанівська площа не є винятком). Порушення є одним із визначальних факторів як будови різнорангових структур, так і пасток.

Сейсмічними дослідженнями встановлено дві системи розривів: поздовжні з простяганням з північного заходу на південний схід та поперечні – з південного заходу на північний схід. Зустрічаються і діагональні диз’юнктивні дислокації.

З поздовжніх порушень головними є: Краковецький, Судово-Вишнянський, Городоцький та інші, що мають значні вертикальні зміщення і прослідковуються в баден-сарматській товщі на значні віддалі. Поперечні розриви, як правило, мають меншу амплітуду вертикального зміщення і фактично є скидо-зсувами, які в міоцені часто виконують роль екранів для покладів вуглеводнів.

На Віжомлянській, Никловицькій та інших площах встановлено, що зона Судово-Вишнянського розлому має площину скиду відносно пологому – до  $60^{\circ}$ . Південно-західна частина Степанівської антиклінальної структури, що відноситься до Бонівського блоку – опущена, а північно-східна – піднята, причому амплітуда Судово-Вишнянського розлому змінюється від 450 м на північному заході до 50 м на південному сході.

В цілому баденський структурний план по покрівлі багато в чому успадкований сарматськими товщами.

Про особливості будови Степанівської структури в сарматській частині розрізу дають уявлення побудови по горизонтах НД-7 і ВД-12, а також по горизонті НД-3 на основі сейсмічних матеріалів. По цих поверхнях зберігаються принципові риси структури по відбиваючому горизонту „ГА”. Видно зменшення амплітуд всіх порушень і поступове зникнення поздовжніх порушень, крім Судово-Вишнянського. Складки еволюціонують у напрямі більш спокійних форм, склепіння розширюється за рахунок зміщення площини Судово-Вишнянського розлому в північно-східному напрямку. Більш рельєфно виглядає крило складки на південний захід від Судово-Вишнянського порушення, зрізане останнім в більш давніх відкладах. Так само чітко видно те, що поперечні розломи представляють собою скидо-зсуви, по яких проходить зміщення елементів структур. Прогнозується варіант, згідно з яким у верхній частині верхньодашавської підвіти Степанівська площа представляє собою єдину пологому

морфологічно нечітку структуру, ускладнену тільки в північно-західній частині малоамплітудним Судово-Вишнянським порушенням.

## 1.5 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

У межах Більче-Волицької зони відкриті, розвідані та експлуатуються десятки газових родовищ і два родовища нафти (Коханівське і Судово-Вишнянське).

Головними об'єктами пошукових робіт на нафту і газ в межах північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони є сарматські, баденські і гелветські відклади та верхня частина верхньоюрських карбонатних утворень [5].

Судово-Вишнянська площа є першою в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину, де встановлена нафтогазоносність верхньоюрських відкладів.

В 1953 р. при випробуванні свердловини №10 з інтервалу 1757-1754 м верхньоюрських відкладів отримано при переливі приплив розгазованої води з нафтою. В свердловині №15 з інтервалу 1787-1784 м отримано потужний приплив мінералізованої води з плівкою нафти. В цій свердловині з інтервалу 1781-1778 м було отримано приплив густої смолистої нафти з незначними ознаками газу. Дебіт нафти при пониженні рівня до покрівлі перфорованого інтервалу складав 0,6 т/добу. Характер нафтового покладу площі не було визначено у зв'язку зі складністю її геологічної будови та неоднозначністю випробування перспективних горизонтів.

Нафта має наступні фізико-хімічні характеристики (по свердловині №10-Судова Вишня): питома вага – 1014 кг/м<sup>3</sup>, смоли – 7,4 %, силікагелеві смоли – 18,6, асфальтени – 24,7 %, парафін – 0,7 %, сірка – 7,37 %, кокс по Конрадсону – 18,2%. Температура застигання 19,5<sup>0</sup>С, температура спалаху 142<sup>0</sup>С. Вміст смолисто-асфальтенових речовин у нафті перевищує 40 %, причому асфальтени складають 17,3-24,7 %; кількість асфальтенів у інших смолистих нафтах, як правило, не перевищує 4,5-5,0 %.

Фракційний склад нафти площі Судова Вишня: початок кипіння 88 %, википає до 150<sup>0</sup> – 2,6 %, до 300<sup>0</sup> – 12,6 %, залишок (понад 300<sup>0</sup>) – 84,5 %. Груповий склад вуглеводнів: метанових – 14,7 %, нафтенових – 31,62 %, ароматичних – 52,35 %.

В 1966 році на площі Судова Вишня встановлена промислова газоносність нижнього сармату. В свердловині №3 з інтервалу 914-884 м отримано приплив газу з водою. Робочий дебіт газу на діафрагмі 1,57 мм складав 2704 м<sup>3</sup>/добу. На діафрагмі 1,88 мм свердловина працювала сухим газом з дебітом 3,232 тис м<sup>3</sup>/добу; на діафрагмі 2,66 мм – надходив вологий газ і спостерігалася пульсація тиску.

В інтервалах 860-842 м і 825-810 м у цій свердловині на діафрагмі 6.323 мм отримано приплив газу з дебітом 20.115 тис.м<sup>3</sup>/добу; P<sub>ст</sub>=7,49 МПа, P<sub>пл</sub>=7,97МПа.

При дострілі інтервалу 792-717 м отримано приплив газу, дебітом 20,115 тис. м<sup>3</sup>/добу (діафрагма 6,323 мм).

Хімічний склад газу по свердловині №3-Судова Вишня:

– інтервал 914-884м: метан – 98,3%, вуглекислота – 0,20%, азот 1,389%, аргон+криптон+ксенон – 0,073%, гелій+неон – 0,08%;

– інтервали 860-842 м і 825-810 м: метан – 98,6%, вуглекислота – 0,30%, азот – 1,12 %, інертні гази не визначені;

– інтервал 520-470 м: отримано приплив мінералізованої води з розчиненим газом, метан – 90,21%, вуглекислота – 0,40%, азот – 9,39%, гомологи метану в складі газу не визначені.

В свердловинах №№ 6, 9, 11, пробурених в склепінній частині структури, отримано припливи мінералізованої води. Негативні результати випробування відкладів нижнього сармату на площі Судова Вишня можна пояснити неякісним розкриттям в процесі буріння та ізоляції об'єктів.

В свердловині № 7-Никловичі при випробуванні інтервал у 2031-2003 м за допомогою ВПТ припливу не отримано. Піднято вапняк з сильним запахом нафти з глибини 2100-2102 м. Вапняк темно-сірий, з коричневатим відтінком, доломітизований, криптокристалічний, тріщинуватий.

В свердловині №1-Лещечна з відкладів горизонтів ВД-11-12 нижнього сармату отримано слабкий приплив газу.

При випробуванні сарматських відкладів у свердловині № 1-Судова Вишня з горизонтів НД-7, 6, 5, 4, 3, 1 і ВД-14, 13 отримано промислові припливи газу, з горизонтів НД-8, 9 (верхня частина), НД-11 отримано непромислові припливи газу.

Пластові тиски в нафтовій і водяній частинах покладу сарматських відкладів відповідають гідростатичним або близькі до них.

Вважається, що Судово-Вишнянський нафтовий поклад є масивний, з єдиним ВНК, що занурюється в південно-східному напрямку.

Перспективи нафтогазоносності на Степанівській площі зв'язуються з гелветсько-мезозойськими відкладами, а також з горизонтами НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13 нижнього сармату. Поклади газу очікуються різноманітні: пластові, склепінні, тектонічно та літологічно обмежені або в різних комбінаціях.

## 1.6 ВОДОНОСНІСТЬ

На підставі проведених гідрогеологічних досліджень Більче-Волицьку зону Передкарпатського прогину відносять до правобережного Дністровського району [5].

Води, віднесені до юрських відкладів, розкриті свердловинами на сусідніх площах: Коханівка, Судова Вишня, Рудки та ін.

Найретельніше у відношенні водоносності вивчено верхній відділ юри. В межах північно-західної частини прогину верхньоюрські породи залягають в гідродинамічній зоні утрудненого водообміну. До описаних

відкладів приурочені високомінералізовані води хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 158 г/л.

Припливи води з верхньоюрських доломітизованих, криптористалічних та органогенноуламкових вапняків отримані в свердловинах №6-Никловичі та №№ 2, 6-Бонів. Дебіти води тут коливаються в значних межах: від 0,5 до 157 м<sup>3</sup>/добу (свердловина №2-Бонів).

У водах опарської та нижнівської світ спостерігається вміст броду до 262 мг/л і присутність йоду до 16,93 мг/л (свердловина №2-Бонів). У більшості випадків вміст броду зростає зі збільшенням загальної мінералізації вод, яка коливається в межах 33-110 г/л. Води хлоркальцієвого типу. У цих відкладах на площі Коханівка відкрито нафтове родовище, а на площі Рудки – газове.

В свердловині № 1-Юр'ївська при випробуванні інтервалу 1708-1631 м отримано приплив води з дебітом 118,4 м<sup>3</sup>/добу. Припливи води отримані в нижчезалягаючих горизонтах на глибинах 2235-2165 м, 2328-2253 м, 2418-2365 м з дебітами 15,5; 13,5; 64,8 м<sup>3</sup>/добу.

На площі Судова Вишня верхньоюрські відклади випробувані в свердловинах №№ 2, 10, 15 і 20, де отримано припливи пластових вод, дебіти яких іноді перевищували 40 м<sup>3</sup>/добу. За складом води відносяться до хлоркальцієвого типу. Питома вага води 1,062-1,110 кг/м<sup>3</sup>, загальна мінералізація 100,68-173,71 г/л. Головними компонентами хімічного складу вод є хлор і натрій. Вміст хлору в більшості проб перевищує 49 %-екв., натрію – 41,64-44,81 %-екв. Вміст кальцію значно перевищує вміст магнію. Сульфатний іон 0.32-0.79 %-екв., гідрокарбонати 0,04-0,48 %-екв. Відношення натрію до хлору 0,85-0,92.

Води гелльветських і нижньобаденських відкладів вивчені слабо у зв'язку з поганими колекторськими властивостями. Вони випробовувались разом з відкладами верхньої юри (св. № 6-Бонів). Води відносяться до хлоркальцієвого типу, їх мінералізація залежить від глибини залягання і змінюється в діапазоні від 29 до 130 г/л; газонасиченість до 220 см<sup>3</sup>/л.

У розрізі верхньобаденських утворень зустрічаються пласти-колектори та глинисті водоупори. Газонасиченість вод верхнього бадену висока і досягає 1208 см<sup>3</sup>/л, пружність розчинених у воді вуглеводнів змінюється від 3,2 до 10,2 МПа, відношення тиску насичення до пластового тиску складає 0,77.

Води нижньосарматських відкладів отримані з пісковиків та алевролітів нижньодашавської підсвіти. Води хлоркальцієвого типу з мінералізацією від 20 до 100 г/л. В нижній частині розрізу води слабомінералізовані гідрокарбонатно-натрієвого типу.

Дебіт вод коливається від 1 до 150 м<sup>3</sup>/добу, іноді до 250 м<sup>3</sup>/добу. Газонасиченість вод сарматського комплексу досить висока і коливається в межах від 205 до 340 см<sup>3</sup>/л. Розчинені гази мають метановий склад. Вміст метану коливається від 32 до 98 %.

На площі Судова Вишня дебіти нижньосарматських вод коливаються від 0,72 до 68,5 м<sup>3</sup>/добу. Води відносяться до хлоридно-кальцієвого, гідрокарбонатно-натрієвого, хлормагнієвого, сульфатно-натрієвого типів. Питома вага води 1,003-1,066 г/см<sup>3</sup>, загальна мінералізація 14,55-29,83 г/л. Вміст натрію 42,2-47,9 7 %-екв., хлору – 41,58 –49,03 %-екв. Йод і бром містяться в кількостях, що досягають відповідно 42,32 та 74,8 мг/л.

Води антропогенових відкладів приурочені до галечників, пісків та супісків. Роль водоупорів виконують глини та суглинки того ж віку або глинисті осади нижнього сармату. Запаси вод поповнюються за рахунок атмосферних осадків. За своїм складом вони прісні, деколи мають незначну мінералізацію. Іноді вони виходять на поверхню. Джерела також вод мають незначні дебіти.

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

### **2.1 ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ**

Основними критеріями оцінки площ, які вводяться в пошукове і розвідувальне буріння на нафту і газ, є [4]:

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

Степанівська площа, розміщена в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, на території, де встановлена регіональна газонасність неогенових відкладів, відповідає всім переліченим вище вимогам, що викликає необхідність проведення тут пошукового буріння [5].

Головними об'єктами пошукових робіт на нафту і газ в межах північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони є сарматські, баденські і гельветські відклади та верхня частина верхньоюрських карбонатних утворень.

Сусідня площа (Судово-Вишнянська) є першою в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину, де встановлена нафтогазонасність верхньоюрських відкладів.

Вивчення геологічної будови площі проводилось регіональними і детальними геофізичними роботами, внаслідок чого була вивчена будова Степанівської структури розмірами 8 x 10 км.

Колекторська ємність нижньосарматських відкладів пов'язана з піщано-глинистими горизонтами НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13. Вміст піску горизонтів НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13 змінюється в межах 10-14%, пористість 1,2 - 34,5%, проникність - 1283 мД, карбонатність 6,5-15%.

Літологічна характеристика продуктивних горизонтів нижнього сармату (горизонти НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13) однотипна. Це пачки порід, які представляють собою перешарування пісковиків, алевролітів і глин. Колекторами в них зазвичай є пропластки пісковиків. Всі горизонти характеризуються літологічною мінливістю.

Поклади газу очікуються різноманітні: пластові, склепінні, тектонічно та літологічно обмежені або в різних комбінаціях зі сприятливими гідрогеологічними умовами, що свідчить про можливість формування і збереження тут скупчень вуглеводнів.

Поклад нафти очікується масивний з єдиним ВНК, що занурюється в південно-східному напрямку.

Отже, доцільність проведення на Степанівській площі пошукового буріння обґрунтовується наступними чинниками:

1. Наявністю і мірою підготовки сейсморозвідкою пастки склепінного типу.
2. Розміщенням площі у структурно-тектонічних умовах, подібних до умов Угерського, Південно-Угерського, Більче-Волицького та інших родовищ з доведеною промисловою газонасністю неогенових відкладів.
3. Наявністю в розрізі неогенових відкладів пластів-колекторів з достатньо високими ємністю-фільтраційними властивостями і флюїдоупорів.
4. Сприятливими гідрогеологічними умовами формування і збереження покладів вуглеводнів.

## 2.2 КІЛЬКІСНА ОЦІНКА РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ

Приведені в попередніх частинах проекту структурно-тектонічні і літолого-фаціальні умови Степанівської площі, а також розташування його в районі з доказаною промисловою нафтогазонасністю свідчить про реальні можливості акумуляції і збереження покладів вуглеводнів [4, 5].

Перспективи газонасності Степанівської площі пов'язуються з відкладами горизонтів НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13 сарматського ярусу неогену, та нафтоносності з відкладами верхньої юри.

По даним комплексам в проекті проведена оцінка перспективних ресурсів газу категорії С<sub>3</sub>.

Підрахунок запасів газу проводилися за програмою “Resgaz”, “Resnaf” об'ємним методом, оскільки цей метод найбільш придатний для підрахунку і широко використовується у галузі.

Підрахунок балансових перспективних ресурсів газу обчислюється за формулою [2]:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h_{\text{еф}} \cdot m_0 \cdot \beta_{\text{Г}} \cdot P_{\text{пл}} \cdot \alpha \cdot f,$$

- де  $F$  – площа газонасності, млн. м<sup>2</sup>;  
 $h_{\text{еф}}$  - ефективна газонасичена товщина, м;  
 $m_0$  – коефіцієнт відкритої пористості;  
 $\beta_{\text{Г}}$  – коефіцієнт газонасиченості;  
 $f$  – температурна поправка,

$$f = 293/273 + t_{\text{пл}},$$

- де  $t_{\text{пл}}$  – пластова температура, °С;  
 $\alpha$  – поправочний коефіцієнт на надстищення газу;

$$\alpha = 1/Z,$$

- де  $Z$  – коефіцієнт стиснення газу;

$P_{пл}$  – пластовий тиск, МПа.

Підрахунок ресурсів газу по категорії  $C_3$  виконується по продуктивних горизонтах НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13 сарматського ярусу неогену та у відкладах верхньої юри.

Параметри, які входять у формулу підрахунку, визначались з врахуванням даних по сусідніх родовищах [3, 11].

Положення ГВК визначалось по коефіцієнту заповнення пастки (0,3), який взято по сусіднім родовищам.

Підрахункові параметри взято наступні:

ефективна газонасичена товщина – 10 м  
 коефіцієнт відкритої пористості – 0,15  
 коефіцієнт газонасиченості – 0,6  
 пластовий тиск – 7,87 МПа  
 пластова температура – 31,3 °С

Підрахунковий план перспективних відкладів і роздруківка на ПЕОМ додаються.

Підрахунок запасів нафти проводився з використанням наступних параметрів:

ефективна нафтонасичена товщина – 19,6 м  
 коефіцієнт відкритої пористості – 0,03  
 коефіцієнт нафтонасиченості – 0,85  
 перерахунковий коефіцієнт – 0,83  
 коефіцієнт нафтовидобутку – 0,100  
 густина сепараторої нафти – 0,949 г/см<sup>3</sup>

Результати оцінки перспективних ресурсів газу і нафти наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Оцінка перспективних ресурсів категорії  $C_3$   
газ

Індекс продуктивн. горизонту	Площа Газонозн., км <sup>2</sup>	газо насич. товщ., м	Коефіцієнти		Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С	Коефіцієнт надстигливості	Поправка на температуру	Початкові ресурси газу, млрд. м <sup>3</sup>
			відкр. пористості	газонасичення					
ВД-11	8064	10	0,15	0,60	7,87	31,3	0,85	0,96	546,7
ВД-12	8064	7	0,15	0,60	7,87	31,3	0,85	0,96	382,7
ВД-13	8064	10	0,17	0,50	7,97	31,7	0,85	0,96	522,2
НД-1-2	8064	10	0,13	0,65	10,51	32,2	0,85	0,96	683,5
НД-5	8064	7	0,13	0,65	10,55	32,3	0,85	0,96	480,1
НД-9	8064	7	0,16	0,65	12,5	33,5	0,85	0,96	697,4
НД-10	8064	7	0,13	0,6	13,1	33,6	0,85	0,96	548,0
Всього									3860,6

нафта

Площа нафтоносності, тис.м <sup>2</sup>	Нафто-насичена товщина, м	Коефіцієнти				Густина сепарат. нафти, г/см <sup>3</sup>	Початкові ресурси нафти, тис.т	
		Відкр. порист.	Нафто-насиченості	Перерахунковий	Нафтовидобутку		балансові	видобувні
8971	19,6	0,03	0,95	0,83	0,100	0,949	3804	380
3073	19,6	0,03	0,95	0,83	0,100	0,949	3804	380
12044	19,6	0,03	0,95	0,83	0,100	0,949	5521	552

## 2.3 МЕТА І ЗАВДАННЯ ПРОЕКТНИХ РОБІТ

В районах зі складною геологічною будовою, яким є Передкарпатський прогин, вибір раціональної методики проведення пошуково-розвідувальних робіт, визначення необхідної кількості проектних свердловин та черговість їх буріння має особливо важливе значення. Основними чинниками, що впливають на вибір тієї чи іншої методики проведення геологорозвідувальних робіт, є глибина залягання об'єкту, що вивчається, морфологія, розміри і тип пастки, а також уявлення, що склались про ступінь заповнення і розповсюдження в них вуглеводнів [4, 6].

Основними завданнями пошуково-розвідувальних робіт на Степанівській площі є:

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

Перелічені завдання будуть вирішуватись бурінням, комплексними геолого-геофізичними дослідженнями, випробуванням і дослідженням свердловин.

## 2.4. ОБГРУНТУВАННЯ РОЗТАШУВАННЯ ПРОЕКТНИХ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХ ГЛИБИН

Всього проектом передбачено буріння однієї незалежної пошукової свердловин метражем 1950 м і трьох розвідувальних сведловин загальним метражем 5850 м. Оптимальність їх розташування визначається необхідністю розкриття максимальної кількості перспективних горизонтів в різних частинах структури, а також враховуються рекомендації, викладені в раніше складених документах [4, 6].

Пошукова свердловина 1 (першочергова) закладається в склепінній частині Степанівської структури з метою пошуків покладів газу у відкладах нижнього сармату та нафти у відкладах верхньої юри. Виходячи з цільових завдань, що вирішуються свердловиною 1, проектна глибина її прийнята рівною 1950 м з розкриттям повного розрізу перспективного комплексу. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

У випадку одержання промислового припливу нафти зі свердловини 1 необхідно пробурити три розвідувальних свердловин, з метою вивчення геологічної будови площі, уточнення стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення колекторських властивостей порід (пористості, проникності, тріщинуватості), визначення їх параметрів та вивчення закономірностей їх розповсюдження, дослідження гідрогеологічних умов розрізу, хімічного складу вод, температури, розчинених у воді газів.

Розвідувальна свердловина 2 закладається на північно-західному крилі структури на відстані 1,4 км на північний захід від свердловини 1 з метою уточнення положення водонафтового контакту, форми і розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід та визначення їх параметрів. Проектна глибина свердловини 1950 м. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

Розвідувальна свердловина 3 закладається на південно-східному крилі структури на відстані 1,3 км на північ від свердловини 1. Свердловина буриться з метою уточнення положення водонафтового контакту, вивчення геологічної будови площі, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни їх параметрів. Проектна глибина свердловини 1950 м. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

Розвідувальна свердловина 4 закладається на північно-західному крилі структури з метою уточнення положення водонафтового контакту, форми і розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід та визначення їх параметрів. Проектна глибина свердловини 1950 м. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

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

За типову свердловину приймається свердловина № 1, проектна глибина якої складає 1950 м [9].

В процесі буріння свердловини передбачається розкрити такий стратиграфічний розріз:

Таблиця 2.2 – Стратиграфічний розріз типової свердловини

Індекс	Глибина, м		Можливі ускладнення
	від	до	
Четвертинні відклади	0	20	Осипання стінок свердловини, поглинання бурового розчину.
Верхньодашавські від.	20	840	Поглинання бурового розчину, водо та газо прояви, осипання стінок свердловини, каверно та жолобоутворення, прихват бурильного інструменту, частковий самозаміс глинистого розчину
Нижньодашавські відклади	840	1750	
Косівські відклади	1750	1770	
Тираські відклади	1770	1780	
Баранівські	1780	1790	
Гельветські відклади	1790	1790	
Верхньоюрські відклади	1790	1950	Каверно і жолобоутворення, обвал стінок свердловини, поглинання промивної рідини, звуження стінок свердловини, нафтогазопрояви

## 2.6. ВИБІР ОБ'ЄКТІВ ДЛЯ ВИПРОБУВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ

З метою комплексного вивчення геологічного розрізу, випробуванню підлягають в обов'язковому порядку всі можливо продуктивні пласти. Уточнення запроектованих об'єктів випробування проводиться на підставі

ретельного вивчення керна матеріалу, даних ПГД і результатів спостережень в процесі буріння [2, 4].

Питання розкриття продуктивних горизонтів має першочергове значення і тому параметри промивної рідини повинні бути підбрані так, щоб перевищення тиску стовпа її було в межах 4 – 7 % вище умовногідростатичного тиску продуктивного пласта, що розкривається. Промивна рідина повинна забезпечувати збереження властивостей пластів-колекторів.

Випробовування пластів випробувачем на каротажному кабелі проводиться, в основному, для з'ясування доцільності застосування більш дорогих способів (випробування на бурових трубах), а також для уточнення кількості підлягаючих подальшому випробуванню об'єктів і одержання експрес-оцінки характеру насичення пластів. Випробування треба проводити відразу ж після розкриття пластів, не допускаючи їх глинизації.

Випробування об'єктів пластовипробувачем на бурових трубах виконується з додержанням відповідних технічних і технологічних умов підготовки свердловини до випробування, вибору місця встановлення пакера і т.і. Випробування слід проводити не пізніше 3 - 5 діб після розкриття горизонту, а інтервал випробування не повинен перевищувати 50 м.

Випробування вважається закінченим, якщо одержані наступні дані [2, 4]:

- факт припливу пластового флюїда;
- середній дебіт і коефіцієнт продуктивності;
- фільтраційні властивості пласта;
- пластові тиски і температури.

Випробування в експлуатаційній колоні проводиться з метою вивчення параметрів пластів-колекторів, оцінених позитивно за даними геологічних досліджень, ПГД, і визначення їх промислової цінності.

Випробування проводиться „знизу-вгору” шляхом перфорації експлуатаційної колони кумулятивними перфораторами типу ПКС-80, ПК0-105 із щільністю прострілу 18 отворів на 1 погонний метр. Перед початком перфорації гирло свердловини обладнується засувкою високого тиску.

Перфорація виконується при заповненні стовбуру свердловини промивною рідиною з параметрами, що були при розкритті цих горизонтів.

До випробування в колоні свердловини 1 заздалегідь намічені наступні об'єкти:

Таблиця 2.3 – Об'єкти випробування в експлуатаційній колоні

№ п/п об'єкту	Інтервали об'єктів випробування	Геологічний вік	Спосіб розкриття, к-сть отворів на 1 п.м.	Густина промив. рідини, кН/м <sup>3</sup>	Метод ви-клику при-пливу, к-ть реж. випроб.	Метод інтенсифі-кації припливу
I	1880-1790	верхня юра	ПК0-105 з розрахунку 18 отв. на 1 п.м.	1.10	заміна гл.розчину на воду, 5	соляно-кислотна обробка

II	1480-1440	нижній сармат НД-9	ПКС-80 з розрахунку 18 отв. на 1 п.м.	1.12	- II -, 7	глино-кислотна обробка, ПГДВК
III	1340-1300	НД-10	- II -	- II -	- II -, 7	- II -
IV	1150-1080	НД-5	- II -	- II -	- II -, 7	- II -
V	910-850	НД-1-2	- II -	- II -	- II -, 7	- II -
VI	800-840	ВД-13	- II -	- II -	- II -, 7	- II -
VII	800-740	ВД-12	- II -	- II -	- II -, 7	- II -
VIII	740-660	ВД-11	- II -	- II -	- II -, 7	- II -

Інтервали перфорації уточнюються за даними кернового матеріалу, каротажної характеристики розрізу і випробування в процесі буріння [2, 4, 9].

Виклик припливу флюїда з пласта здійснюється створенням депресії на пласт шляхом зниження густини рідини, що заповнює стовбур свердловини. Це може бути заміна глинистого бурового розчину на пластову воду, після цього технічну, а в необхідних випадках на нафту.

При необхідності утворення більшої депресії на пласт виконується зниження рівня рідини в свердловині за допомогою пін, додаванням ПАР або компресором. Глибина зниження рівня визначається з врахуванням міцнісної характеристики обсадних колон, допустимих депресій на пласт і складає 1/3 висоти в нафтових і 2/3 висоти в газових свердловинах, вважаючи за повну висоту відстань від гирла до покрівлі дослідного об'єкту.

При відсутності припливів вуглеводнів або ж при слабких проявах пласти підлягають додатковій обробці. Залежно від літолого-фаціальної характеристики можуть застосовуватись ті чи інші засоби інтенсифікації припливів. Так, в карбонатних колекторах, а також при наявності карбонатного цементу в колекторах пісковиків добрі результати можна одержати при проведенні соляно-кислотної обробки (СКО) пласта, постановки соляно-кислотних ванн (СКВ). В теригенних колекторах застосовується глинисто-кислотна обробка (ГКО).

Якщо при випробуванні об'єкту припливи не одержано, але за результатами обробки комплексу ГДС він оцінюється як продуктивний, а такі засоби як СКО і ГКО не дали позитивних результатів, треба розглянути питання про проведення гідророзриву пласта (ГРП), додаткової перфорації колони (гідро- і піскоструменева, торпедування), застосування способу змінних тисків (МЗТ) або струменевого насоса конструкції ІФІНГа.

У випадку одержання промислової продукції свердловина повинна бути введена в дослідну експлуатацію, в процесі якої необхідно виконати наступні дослідження [2, 9]:

- замір статичного тиску на гирлі свердловини і визначення пластового тиску і добових дебитів при різних режимах роботи свердловини;
- зняття кривих стабілізації і відновлення тиску;
- замір температури на вибої і по стовбуру свердловини при різних дебітах.

В процесі досліджень необхідно провести відбір проб нафти (газу) для визначення хімічного складу, вмісту в газі конденсату, умов випадання конденсату в пласті, наявності корозійнонебезпечних компонентів в пласті (сірководню, вуглекислоти, органічних кислот).

## 2.7 ВИБІР ІНТЕРВАЛІВ ВІДБОРУ КЕРНУ І ШЛАМУ

Згідно з діючими положенням і інструкціями і у відповідності з геологічною вивченністю району, буріння пошукових свердловин необхідно проводити з відбором керну в об'ємі 6 - 8% від глибини свердловини [2, 4, 8].

Основний відбір керну передбачається провести в продуктивній частині розрізу починаючи з покрівлі верхньодашавських відкладів. Відомості по проектному відбору керну наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Відбір керну, шламу та ґрунтів

Індекс	Інтервал, м		Метраж відбору керна	Примітки			
	від	до					
ВД-11	660	740	80				
ВД-12	740	800	60				
ВД-13	800	840	40				
НД-1-2	850	910	60				
НД-5	1080	1150	70				
НД-9	1300	1340	40				
НД-10	1440	1480	40				
J <sub>3</sub>	1790	1880	90				
Відбір шламу через 5 метрів проходки в інтервалах:							
650-740	740-800	800-840	840-920	1070-1160	1290-1350	1430-1490	1780-1890

З метою одержання якісної інформації винос керну в усіх свердловинах повинен скласти не менше 60 % від проходки з його відбором. Відбір шламу виконувати через 5 метрів проходки в інтервалах: 650-740 м, 740-800 м, 800-840 м, 840-920 м, 1070-1160 м, 1290-1350 м, 1430-1490 м, 1780-1890 м.

## 2.8 ВИБІР КОМПЛЕКСУ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В СВЕРДЛОВИНІ

Для вирішення геологічних завдань, поставлених перед проектними свердловинами, в процесі буріння передбачається наступний комплекс основних і деталізаційних промислово-геофізичних досліджень,

спрямованих на вивчення всіх горизонтів від верхньодашавських до верхньої юри включно, наведений в таблиці 2.5 [2, 7].

Стандартний каротаж і БКЗ є основними для розподілу пластів-колекторів на продуктивні та водоносні і визначення їх нафтонасичення.

Діаграми ПС можуть бути використані для кількісної оцінки пористості глинистих пісковиків.

Мікрокаротаж виконується апаратурою МДО-3. Необхідно сказати, що якість діаграм мікрометодів залежить від параметрів промивальної рідини, ступені прижиму башмака приладу. Так використання висококальцієвих розчинів обмежує можливості виділення колекторів на кривих мікрокаротажу.

Мікробоковий каротаж виконується апаратурою МБКУ, МБК, АГАТ

Індукційний каротаж виконується приладами АІК – 3-4, АІК-М з зондами 6Ф1; 8И1,4; 7И1,6. Налаштування зондів виконувалась перед та після вимірів в градуювальних кільцях відомого опору.

Кавернометрія свердловин виконується приладом СКП-1. Кавернограми та профільоміри використовувались для вивчення технічного стану свердловин, виділення пластів-колекторів і уточнення ефективних товщин.

Радіоактивний каротаж (ГК, НГК) виконується апаратурою ДРСТ-13, СРК з індикаторами NaJ (Т1), кристалами розміром 40×80, 30×70 (для ГК) і 40×40, 30×20 (для НГК), фотопомножувачем ФЕП-74А, зондом довжиною 60 см. Стала часу інтегруючого вічка  $\tau=0,8-3$  сек., швидкість запису кривих РК та величини  $\tau$  вибиралась відповідно до „Технічної інструкції з проведенням геофізичних досліджень в свердловинах” і складала 600, 800, 1000 м/год.

Згідно діючої інструкції раз в три місяці перевіряється стандартизація зондів для приведення параметрів зонда робочого приладу до параметрів зонда еталонного приладу, проводилась калібровка апаратури перед проведенням вимірів та після них з метою встановлення масштабу запису діаграм НГК в умовних одиницях. Діаграми РК використовувались для виділення колекторів, визначення їх ефективних товщин, оцінки глинистості [2, 7].

У гамма-методі (ГК) і гамма-гамма-методі (ГГК) вивчають природну радіоактивність гірських порід за даними вимірів інтенсивності природного гамма-випромінювання вздовж стовбура свердловини. Ефективність застосування гамма-гамма-методу для літологічного розчленування розрізів свердловин визначається тим, наскільки розрізняються між собою породи різних літологічних типів за об'ємною щільністю, від якої покази ГГК знаходяться в зворотній залежності.

Акустичний каротаж виконують апаратурою СПАК-2-М-4-6-8 . За даними АК визначаємо параметри пористості та нафтонасиченості.

Термометрію свердловин проводять для вивчення природного теплового поля, визначення температури промивальної рідини по стовбуру свердловин і висоти підйому цементу при кріпленні свердловин.

Відбір проб виконувався випробувачами пластів на кабелі типу ОПН-5-7, ОПН-140, ОПН-112 з метою визначення характеру насичення пластів рідиною. Глибина відбору проб визначалась за прив'язками до діаграм ПС, ГК, кавернометрії. До прямих методів дослідження розрізу свердловин віднесені випробування пластів на каротажному кабелі та випробувачами на трубах КІІ-2М-146, КІІ-2М-98.

Перфорація продуктивних горизонтів проводиться переважно перфораторами ПКС-89 – по 12 отворів на метр. Прив'язку інтервалів перфорації виконують по кривим ГК. Контроль якості та правильність інтервалів перфорації проводиться за допомогою запису локатора перфораційних отворів (ЛПО, ЛМ).

Аналізуючи результати виконаного комплексу ГДС на родовищі слід відмітити, що якість геофізичних матеріалів відповідає вимогам „Технічної інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах” і забезпечують отримання параметрів, які необхідні для визначення типу колекторів, характеру їх насичення та основних підрахункових даних (товщини, пористості, насичення, проникності) [2, 7].

Таблиця 2.5 – Комплекс промислово-геофізичних досліджень

№ п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервали досліджень, м
1	Стандартний каротаж, кавернометрія, профілеметрія; профілеметрія - здійснювати по всьому стовбуру в інтервалі глибин 0-1950 м не рідше, як через 400 м проходки. Дані методи необхідно виконувати перед кожним спуском ВПТ, а також повторно по всьому необсадженому розрізу перед спуском колон.	<b>1:500</b>	0-140 140-540 490-750 140-800 800-895 800-950 895-1050 950-1130 1300-1180 1080-1280 1180-1410 1280-1520 1420-1570

			1470-1720 1620-1860 1860-1950 1300-1950
2	Інклінометрія в інтервалі спуску проміжної колони через 150-200 м проходки, нижче - в інтервалах стандартного каротажу.	<b>1:200</b>	
3	БКЗ (6 зондів і ПС), ІК, МК, ГК, НГК, , термометрія з глибини 500 м через 100 м проходки з повним перекриттям попереднього інтервалу при записі наступного.	<b>1:200</b>	
4	АК,БК, МБК,КВ з глибини 500 м через 100 м проходки в інтервалах БКЗ. Для АК, БМК швидкість запису не більше 500 м/год.	<b>1:200</b>	
5	АК, БК по всьому стовбуру свердловин перед спуском обсадних колон.	<b>1:500</b>	
6	ГК, НГК по всьому стовбуру свердловин перед спуском обсадних колон.	<b>1:500</b>	0-1300 0-1950
7	Замір температури з метою визначення геотермічного градієнту по всьому стовбуру свердловин (після знаходження її в стані спокою не менше 15 діб).		0-1950

Продовження таблиці 2.5

№ п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервали досліджень, м
8.	Сейсмокаротаж після закінчення буріння свердловини		0-1950
9	Газовий каротаж після буріння в перспективних відкладах через 100-300м проходки при перелічених глибинах.		650, 740, 800, 840 840, 1070, 1290, 1430, 1780
10	АКЦ, ГГК, термометрія в інтервалах спуску колон.		0-300 0-1950
11	КС (малий зонд), ПС, МКВ, ІННК - в інтервалах продуктивних горизонтів.		
12	Стандартний каротаж, БКЗ, БК, (після ВПТ)		700-750 750-800

			800-895 із УГІС 895-950 1000-1050 1080-1130 1130-1180 із УГІС 1360-1410 1470-1520 1520-1570 1670-1720 1820-1860
13	СКЗ (15 зразків)		1780-1950
14	ВПК (по три проби) з глибин		650, 740, 800, 840 840, 1070, 1290, 1430, 1780
15	ДСІ, ПТС для вивчення технічного стану спущених колон через 500 м проходки		950, 1450, 1950
16	ГК, ЛПО для прив'язки та контролю інтервалів перфорації		
17	Свердловинна сейсмозв'язка		0-1950

Продовження таблиці 2.5

№ п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервали досліджень, м
18	Часові заміри ІННК після спуску експлуатаційної колони і перед перфорацією об'єктів.		
19	Нахиломір в перспективних відкладах		
20	Роботи по схемі „каротаж-випробування-каротаж”	<b>1:200</b>	узгоджено з гео-логічною службою НГРЕ.

## 2.9 ПРОЕКТНИЙ КОМПЛЕКС ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

З метою визначення стратиграфічної належності розкритих відкладів, їх мінерало-петрографічного складу, оцінки фільтраційно ємнісних властивостей порід-колекторів, а також фізико-хімічних властивостей

пластових флюїдів передбачається проведення комплексу лабораторних досліджень таблиця 2.6 [2, 4, 5].

По продуктивних горизонтах, які характеризуються неоднорідною будовою по розрізу, вивчення фізико-літологічних властивостей по керну додатково здійснюється по кожному з пропластків. При вивченні ємнісно-фільтраційних властивостей порід, які характеризуються складною будовою пустотного простору, передбачається виконання лабораторних аналізів на крупних взірцях породи.

## 2.10 ЗАХОДИ З ОХОРОНИ НАДР

При проведенні пошукових робіт на Степанівській площі передбачено проводити комплекс заходів по охороні надр, природи і навколишнього середовища в відповідності з Кодексом України про надра і керівними технічними заходами при будівництві глибоких свердловин на нафту і газ [12].

В процесі будівництва свердловин дані заходи здійснюються в наступній послідовності:

### Заходи з охорони, що проводяться до початку процесу геологорозвідувальних робіт [12]

Оформити відвід земельної ділянки під будівництвом свердловини згідно існуючим земельним законодавством і положеннями.

Таблиця 2.6 – Орієнтовний обсяг лабораторних досліджень на одну свердловину

Назва дослідження, аналіз	Одиниці виміру	Кількість взірців, проб
Макро- і мікропалеонтологічні дослідження з метою стратифікації розрізу	взірець	50
Літолого-петрографічні дослідження з метою стратифікації розрізу	взірець	50
Літолого-петрографічні дослідження з метою стратифікації розрізу і з'ясування літолого-фаціальних особливостей площі	взірець	80
Визначення фізичних властивостей породи	взірець	50% від продуктивно і частини розрізу

Визначення нафтогазонасиченості	взірець	40
Люмінісцентний і спектральний аналізи. Геохімічний аналіз порід, солей, проб нафти, газу, конденсату, пластової води	взірець	40
Визначення пористості, проникності, залишкової водо- і нафтонасиченості колекторів	взірець	60

Скласти проекти захисту і відновлення земельних ділянок, узгодити їх з основними землекористувачами, органами державного контролю і затвердити в встановленому порядку.

На основі норм ОСТа 41-98-14-74 і схеми монтажу бурових установок “Уралмаш 4Е-76” площа земельної ділянки під будівництво свердловин встановлюється 2,3 га.

Зняти родючий шар ґрунту з всієї площі і відповідної ділянки на глибину 0,5 м і закласти його в місцях, які визначені схемою земельних робіт при демонтажі бурової.

Для збереження знятого родючого шару вибрати підвищені ділянки на яких нема застою поверхневих вод і не виступають ґрунтові води. З метою попередження повітряної і водної ерозії закладений родючий шар засівається багаторічними травами.

При будівництві бурової передбачити повторне використання стічних вод по схемі оберненого водопостачання, що зменшить витрати води питтєвої якості на виробничі потреби.

Шламовий амбар для стовбура стоків, які забруднені стоками і хімічними реагентами виготовляють по типу “Г” (додаток ОСТа 41-98-01-74) з метою передбачення фільтрації забруднених стоків в зону аерації.

На водозабірній артезіанській свердловині територію зони строгого режиму в радіусі 30 м і навколо гирла огородити і зпланувати так, щоб відвести поверхневий стік за її межі (ОСТ 41-98-05-74).

Довкола гирла свердловини площею 1,5×1,5 м цементується. Встановлюється водомірне обладнання обліку використаної води питтєвої якості.

Провести якісний цементаж обсадної колони артезіанської свердловини від гирла до верхнього водоупора використовуючого водоносного горизонту.

Для збереження хімічних реагентів застосувати спеціальні накриті площі.

### **Заходи з охорони в процесі буріння свердловини [12]**

Для запобігання забруднення горизонтів мезокайнозойського віку розкривають їх на глинистому розчині з застосуванням нетоксичних хімічних реагентів, спуск обсадної колони (кондуктора) провести по

покрівлі верхньокрейдових відкладів з цементуванням його від башмака до гирла.

– З метою попередження нафтогазових і водяних викидів постійно здійснюють систему противикидного обладнання.

– Скид стічних вод, які забруднені нафтопродуктами і хімреагентами, проводиться тільки в шламовому амбарі і відстійниках.

– Для зменшення проникнення стічних вод в ґрунт і запобігання прориву обволочки передбачити систему зворотнього водопостачання.

– Постійно вести звіт користування водою питтєвої якості.

### **Заходи з відновленню земельних ділянок після закінчення геологорозвідувальних робіт [12]**

– Водяні свердловини ліквідуються згідно “Правил ліквідаційного тампонажу бурових свердловин різного призначення”, глибокі пошуково-розвідувальні свердловини – згідно індивідуальних планів ліквідаційних робіт.

– Бурове обладнання і залізо-бетонні конструкції демонтуються і вивозяться.

– Сира нафта, придатні залишки дизельного палива і змазочного матеріалу спалюються в спеціальних установках.

– Придатні промивні рідини вивозяться для використання на інших свердловинах.

– Звільнені від обладнання земельна ділянка встановлюється технічною і біологічною рекультивацією до ступеня, яка придатна для подальшого використання основним землекористувачем.

Враховуючи специфіку бурових робіт, площа, яка належить технічній рекультивації, ділиться на дві групи:

– групу підвищеної складності рекультивації, в яку входять шламовий амбар, амбар для відстою води, склад хімреагентів, насосний і дизельний блоки, площа бурової вишки і склад ГСМ. Загальна площа ділянки складає 0,7 га;

– групу незначної деформації ґрунту, в яку входить площа під житлові вагончики, службові і складські приміщення, охоронна зона бурової і інші. Загальна площа ділянки незначної деформації складає 1,6 га.

Рекультивація земельних ділянок підвищеної складності проводиться наступним чином:

а) шламовий амбар і амбар відстою води представляють собою котловани глибиною 2-3 м, обваловані по периметру раніше витянутим ґрунтом висотою 1 м. Розміри амбарів  $45 \times 30 \text{ м} = 0,135 \text{ га}$  і  $14 \times 12 \text{ м} = 0,017 \text{ га}$ . В 4-х кутах амбарів виривають траншеї глибиною 3 м в які спускають залишки глинистого розчину і технічної води, при цьому рівень рідини в траншеях і основних амбарах повинен бути нижче на 1,5 м від рівня землі. Після відстоювання рідини і часткового пропитування її ґрунтом

проводиться поступове засипання амбарів і траншей ґрунтом, який знаходиться на обваловці амбарів.

Всього для засипки амбарів і траншей необхідно укласти 5000 м<sup>3</sup> ґрунту бульдозером. Після засипки амбарів і траншей проводиться загальне планування площадки і утрамбування ґрунту;

б) ділянки під дизельним і насосним блоками, складом хімреагентів і ємкостями для глинистого розчину мають сильно деформований ґрунт, забруднений горючозмазувальними матеріалами і розмивами глинистого розчину і хімреагентів.

Після зняття з них металічних основ з допомогою бульдозера знімається забруднена частина ґрунту товщиною 0,15 м. Знятий ґрунт засипається в шламовий амбар. Потім бульдозером проводиться планування площі;

в) ділянка під основою вишки, після зняття її, представляє собою підвищеної складності ділянку з бетонними тумбами. На гирлі свердловини є обсадні труби, які піднімаються над рівнем площі на 0,5 до 1,0 м.

З допомогою бульдозера і автокрана вивільняються бетонні тумби і вивозяться для повторного використання на інших бурових.

Забруднена частина ґрунту товщиною 0,15 м знімається з всієї ділянки і засипається в шламовий амбар. Потім проводиться попереднє планування площі бульдозером.

На гирлі свердловини встановлюється металічний репер з вказанням номера свердловини, датами початку і закінчення буріння і бетонна тумба розміром 1×1×1 м.

Рекультивация ділянки незначної деформації ґрунту проводиться наступним чином: на території 1,6 га прибирають камні, металічні предмети і т. д., проводиться попереднє планування з допомогою бульдозера.

Потім проводиться загальне планування всієї земельної ділянки з збереженням істинного загального нахилу території.

Заскладований родючий шар наноситься товщиною 0,5 м рівномірно по всій площі (2,3 га). Поверхня укладеного ґрунту підлягає взорюванню і боронуванню. повністю удаляються металічні предмети і каміння.

Рекультивация під'їздних шляхів проводиться шляхом взорювання і розрихлювання дисковими боронами.

На проведення технічної рекультивации буде позичено 2 бульдозери, 1 автокран, 1 екскаватор, відповідно, на протязі 14,4 і 6 робочих днів.

Роботу проводить бригада по рекультивации земель в складі 5-ти чоловік.

Біологічна рекультивация представляє собою обробку рослинного шару відокремленої ділянки землі з органічними і мінеральними добривами згідно рекомендації агрономічної служби. Ці роботи проводить сам головний землекористувач. Експедиція відшкодовує витрати по довідці – розрахунку.

### 3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

Вихідними даними для проведення розрахунків є [9]:

1. Свердловина газова, пошукова, вертикальна.
2. Глибина свердловини  $L = 1950$  м.
3. По розрізу очікуються наступні значення пластового тиску ( $P_{пл}$ ) та тиску гідророзриву порід ( $P_{гр.п.}$ ):

Інтервал, м	0-20	20-1290	1290-1950
$P_{пл}, \cdot 10^6$ Па	0,2	13,6	20,7
$P_{гр.п.}, \cdot 10^6$ Па	0,33	23,74	25,2

4. Можливі ускладнення по розрізу свердловини:

а) в межах міоценових відкладів (20-1780 м) за рахунок наростання глинистої кірки можливе звуження стовбура свердловини, прилипання та заклинювання бурового інструменту, утворення сальника;

б) у відкладах дашавської, свити можуть спостерігатися осипання і обвалювання стінок свердловини, утворення каверн і жолобів;

в) напроти пластів-колекторів поглинання бурового розчину і нафтогазопрояви.

5. Продуктивні пласти (поклади) знаходяться на глибинах:

а) верхньодашавські ВД-11 (660-740 м), ВД-12 (745-800 м), ВД-13 (803-840 м);

б) нижньодашавські НД-1-2 (850-910 м), НД-5 (1080-1150 м), НД-9 (1300-1340 м), НД-10 (1440-1480 м);

в) верхньоюрські (1750-1880 м).

Для побудови суміщеного графіку тисків необхідно розрахувати коефіцієнти аномальності і коефіцієнти гідророзриву порід.

Розрахунки проводимо за формулами:

для коефіцієнту аномальності

$$K_A = \frac{P_{пл}}{\rho_w \cdot g \cdot H}, \quad (3.1)$$

де  $P_{пл}$  - пластовий тиск на глибині  $H$ , Па;

$\rho_w$  - густина води (для розрахунків 1000), кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - прискорення вільного падіння (9,81), м/с<sup>2</sup>;

$H$  - глибина залягання підшви пласта, м.

Отже, для першого інтервалу 0-20 м маємо:

$$K_A^{200} = \frac{P_{пл}}{\rho_w \cdot g \cdot H} = \frac{0,2 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 20} \approx 1,02$$

Аналогічно розраховуємо значення коефіцієнта аномальності пластового тиску для решти інтервалів та отримані результати заносимо в таблицю 3.1.

для коефіцієнту гідророзриву порід

$$K_{гр.п.} = \frac{P_{гр.п.}}{\rho_в \cdot g \cdot H}, \quad (3.2)$$

де  $P_{гр.п.}$  - тиск гідророзриву порід в інтервалі, Па;  
 $\rho_в$  - густина води (для розрахунків 1000), кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  - прискорення вільного падіння (9.81), м/с<sup>2</sup>;  
 $H$  - глибина залягання підошви інтервалу, м.

Отже, для першого інтервалу 0-20 м маємо:

$$K_{гр.п.}^{20} = \frac{0.33 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9.81 \cdot 20} \approx 1,68$$

Аналогічно розраховуємо значення коефіцієнта гідророзриву порід для решти інтервалів та отримані результати заносимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків коефіцієнтів аномальності пластових тисків та коефіцієнтів гідророзриву порід по інтервалах

Інтервал, м	0-20	20-1290	1290-1950
$K_A$	1,02	1,07	1,08
$K_{гр.п.}$	1,68	1,86	1,32

За отриманими даними будуюмо суміщений графік тисків (рисунок 3.1). На суміщений графік наносимо точки, що відповідають значенням коефіцієнта аномальності та індексу тиску поглинання (гідророзриву) для кожного інтервалу. Проводимо вертикальні прямі зміни цих величин. На графіку виділяємо зони з несумісними умовами буріння.

Виходячи з проектного геологічного розрізу, можливих ускладнень в процесі буріння і очікуваних пластових тисків, для буріння свердловини проектується слідуєча конструкція.

Технічне направлення на глибину 5 м для кріплення верхнього інтервалу, який складається з нестійких порід, а також для запобігання розриву гирла свердловини при бурінні під кондуктор.

Кондуктор спускається на глибину 200 м для закріплення верхніх нестійких інтервалів розрізу, ізоляції водоносних горизонтів від забруднення, встановлення на гирлі противикидного обладнання, а також для підвіски послідуєчих обсадних колон.

Проміжна колона спускається на глибину 1300 м для перекриття верхньодашавських водоносних горизонтів. З глибини 1300 м передбачається використання калієвого розчину для безпечного проходження нижньодашавських газонасичених відкладів складених з нестійких глинистих порід.

Експлуатаційна колона (ЕК) спускається до проектної глибини 1950 м для перекриття і випробування продуктивних горизонтів.

### 3.1.1 Вибір видів обсадних колон та труб для них

Враховуючи призначення свердловини та її глибину, всі обсадні колони будуть суцільними [9].

Для обсадних колон візьмемо труби вітчизняного виробництва з муфтовими з'єднаннями з трапецієвидним профілем різьби.

### 3.1.2 Обґрунтування інтервалів тампонування обсадних колон

Оскільки свердловина є газова, то згідно “єдиних технічних правил ведення бурових робіт” всі колони цементуємо від башмака до устя [9].

### 3.1.3 Вибір діаметрів обсадних колон і доліт

Замовник вимагає, щоб діаметр експлуатаційної колони складав (0,146м).

Знаходимо діаметр долота для буріння під обсадні колони:

$$D_D = d_{\text{муфти}}^{\text{ек}} + 2 \cdot \Delta, \quad (3.3)$$

де  $D_D$  - діаметр долота для буріння обсадних колон, м;

$d_{\text{муфти}}^{\text{ек}}$  - діаметр муфт, що з'єднують ЕК, м;

$\Delta$  - технічно необхідний зазор між стінками свердловини та муфтами, що залежить від діаметру обсадної колони (в даному випадку  $\Delta=10 \cdot 10^{-3}$ ), м.

Знаючи, що  $d_{\text{муфти}}^{\text{ек}}=0,166$  м маємо

$$D_D = 0,166 + 2 \cdot 0,012 = 0,19 \text{ м}$$

З врахуванням практичного досвіду приймаємо долото діаметром 0,2159 м.

Визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$d_{\text{в}}^{\text{н2}} = D_D^{\text{ек}} + 2 \cdot \text{?в}, \quad (3.4)$$

де  $\text{?в}$  – радіальний зазор, необхідний для вільного пропуску всередині даної колони долота для буріння під наступну колону, м.

$$\text{?в} \geq 3 \div 5 \text{ мм}$$

$$d_{\text{в}}^{\text{н2}} = 0,2159 + 2 \cdot 0,003 = 0,2219 \text{ м}$$

Тоді зовнішній її діаметр буде рівний:

$$d_{\text{з}}^{\text{н2}} = d_{\text{в}}^{\text{н2}} + 2\delta, \quad (3.5)$$

де  $2\delta$  – найбільша можлива товщина стінки труб для даної колони, м

$$d_{\text{з}}^{\text{н2}} = 0,2219 + 2 \cdot 0,0107 = 0,2433 \text{ м}$$

Згідно стандарту приймаємо  $d_{\text{з}}^{\text{н2}}=0,2445$  м.

Знайдемо діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_d^k = 0,269 + 2 \cdot 0,013 = 0,295 \text{ м}$$

Знайдемо внутрішній діаметр кондуктора:

$$d_b^{nl} = 0,2953 + 2 \cdot 0,0035 = 0,3023 \text{ м},$$

$$d_3^{nl} = 0,3023 + 2 \cdot 0,01 = 0,3223 \text{ м}.$$

Приймаємо зовнішній діаметр кондуктора рівним  $d_3^{nl} = 0,3239 \text{ м}$ .

$$D_d^k = 0,351 + 2 \cdot 0,02 = 0,391 \text{ м}$$

Згідно стандарту приймаємо  $D_g^k = 0,3937 \text{ м}$ .

Для направлення зовнішній діаметр беремо більшим на 50-100 мм від діаметру долота під кондуктор.

$$d_3^h = 0,55 + 0,05 = 0,6 \text{ м}$$

Зовнішній діаметр направлення приймаємо  $d_3^h = 0,63 \text{ м}$ .

Для буріння під направлення використовуємо долото діаметром 0,72 м, розширювач РШ550 та розширювач РШ720.

Результати розрахунків подано у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків діаметрів обсадних колон та доліт

Інтервал буріння, м	Інтервал кріплення, м	Назва колони	Діаметр колони, м	Діаметр долота, м	Інтервал цементування, м
0-5	0-5	направлення	0,63	0,72	0-5
5-200	0-200	кондуктор	0,3239	0,3937	0-200
200-1300	0-1300	проміжна	0,2445	0,2953	0-1300
1300-1950	0-1950	експлуатаційна	0,146	0,2159	0-1950

На основі отриманих величин параметрів і даних графічно зображуємо запроєктовану конструкцію свердловини (рисунок 3.2).

### 3.2 ВИБІР ТИПІВ ПРОМИВНИХ РІДИН ТА ОБГРУНТУВАННЯ ЇХ ПАРАМЕТРІВ

На підставі аналізу промислових даних та запроєктованої конструкції свердловини і попередніх розрахунків, а також враховуючи геологічні особливості розрізу, властивості гірських порід, термобаричні умови в свердловині, можливі ускладнення в процесі буріння розраховуємо і обгрунтуємо такі параметри промивної рідини за формулами [9]:

1. Густина промивної рідини

$$\rho_{n.p.} = \frac{(P_{nl} + \Delta P) \cdot 10^6}{g \cdot H}, \quad (3.7)$$

де  $P_{пл}$  - пластовий тиск на глибині  $H$ ,  $\cdot 10^6$ Па;  
 $\Delta P$  - різниця між гідростатичним і пластовим тиском,  $\cdot 10^6$ Па (при  $H=1200-2500$ м,  $\Delta P=(5-12)\%$  від  $P_{пл}$ , але не більше  $2.5 \cdot 10^6$ Па).

Отже, маємо

$$\rho_{n.p.}^{1300} = \frac{(13,6 + 0,68) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1300} \approx 1120 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{n.p.}^{1950} = \frac{(20,7 + 1,1) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1950} \approx 1140 \text{ кг/м}^3$$

2. Статичне напруження зсуву (СНЗ, Па)

$$\theta_1 = \frac{d_0 \cdot (\rho_n - \rho_{n.p.}) \cdot g}{60 \cdot m}, \quad (3.8)$$

де  $d_0$  - діаметр частин породи, що утримуються в підвішеному стані в промивній рідині (для розрахунків приймаємо 0.01), м;

$\rho_n$  - густина породи (в даному випадку складає 2300), кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{n.p.}$  - густина промивної рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$m$  - дослідний коефіцієнт, що залежить від розмірів частинок породи (при  $d_0=0.01$ м,  $m=2.25$ ).

Звідки маємо

$$\theta_1^{1300} = \frac{0,01 \cdot (2300 - 1120) \cdot 9,81}{60 \cdot 2,25} = 0,86 \approx 0,9 \text{ Па},$$

$$\theta_1^{1950} = \frac{0,01 \cdot (2300 - 1140) \cdot 9,81}{60 \cdot 2,25} = 0,84 \approx 0,9 \text{ Па}$$

Враховуючи, що  $\theta_{10} = (1,1 - 1,2) \cdot \theta_1$ , розраховуємо величину

$$\theta_{10}^{1300} = (1,1 - 1,2) \cdot 0,9 = 1,2 \cdot 0,9 = 1,08 \approx 1,1 \text{ Па},$$

$$\theta_{10}^{1950} = (1,1 - 1,2) \cdot 0,9 = 1,2 \cdot 0,9 = 1,08 \approx 1,1 \text{ Па}$$

3. Фільтрація промивної рідини в зоні можливих обвалів стінок свердловини і прихватів бурової колони

$$\Phi_{30} = \frac{8,0}{\Delta P} = \frac{8,0}{\rho_{n.p.} \cdot g \cdot H - P_{пл}} \text{ (см}^3\text{/30хв)} \quad (3.9)$$

Отже,

$$\Phi_{30}^{1300} = \frac{8,0}{\Delta P} = \frac{8,0}{1120 \cdot 9,81 \cdot 1300 - 13,6 \cdot 10^6} \approx 11,7 \text{ см}^3\text{/30хв},$$

$$\Phi_{30}^{1950} = \frac{8,0}{\Delta P} = \frac{8,0}{1140 \cdot 9,81 \cdot 1950 - 20,7 \cdot 10^6} \approx 7,2 \text{ см}^3\text{/30хв}$$

Величини решти параметрів (умовну в'язкість-Т, процентний вміст побічних домішок-П, показник «рН») вибирається з виробничого досвіду буріння у Більче-Волицькій зоні Карпат. Всі дані про промивну рідину та її параметри заносяться у таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Характеристика промивної рідини

Інтервал буріння	Параметри промивної рідини				Тип хімреагентів
	густина, кг/м <sup>3</sup>	в'язкість, с	фільтрація, см <sup>3</sup> /30хв	СНЗ(СНЗ <sub>10</sub> ), Па	
0-1300	1110-1130	50-60	11-13	0,9 (1,1)	Глинистий
1300-1950	1130-1150	40-50	6-8	0,9 (1,1)	Калієвий

### 3.3 ВИБІР СПОСОБУ БУРІННЯ ТИПОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Типова проектна свердловина буриться з метою пошуків покладу нафти і газу на Степанівській площі у дашавських та верхньоюрських відкладах. Проектна глибина свердловини 1950 м. Виходячи з досвіду проводки свердловин на сусідніх площах і родовищах при бурінні на очікувані поклади можливі різні ускладнення. В даному випадку по розрізу: звуження стовбуру свердловини, жолобо- та каверноутворення, прихоплення бурового інструменту, осипання стінок. Перераховані фактори змушують передбачати заходи по попередженню можливих ускладнень для безаварійної проводки свердловини. При виборі способу буріння враховувалось також, що джерелом електропостачання буде ДВЗ. Таким чином буріння свердловини планується провести в три етапи [9]:

1. Буріння в інтервалі 0-200 м під кондуктор долотом діаметру 0,55 м роторним способом.
2. Буріння в інтервалі 200-1300 під проміжну колону діаметру 0,2953 м роторним способом.
3. Буріння в інтервалі 1300-1950 м під експлуатаційну колону долотом діаметру 0,2159 м роторним способом.

#### **4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ОЦІНКА РІВНЯ ЕКОНОМІЧНОЇ РЕНТАБЕЛЬНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВИХ РОБІТ**

На сучасному етапі розвитку народного господарства ефективність геологорозвідувальних робіт є найважливішою характеристикою результативності геологорозвідувальної діяльності. Підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт полягає у якісному та успішному вирішенні конкретних завдань, які виникають в процесі виробництва [11].

На геологорозвідувальних підприємствах підвищення ефективності пов'язано із впровадженням у виробництво нових технологій буріння, що дозволяє збільшити комерційну швидкість, більш точно провести методів дослідження свердловин для виявлення і підрахунку запасів нафти і газу.

Разом із впровадженням нової технології, велику увагу на підприємствах приділяють організації праці, стимулюванню заробітної плати, що дозволяє залучати увагу робітників до виконання ними робіт, завдяки чому зростає економія часу та продуктивність праці.

Також велике значення має використання передового досвіду, який використовується для підвищення економічного результату на сусідніх пошуково-розвідувальних площах.

Основні перспективи збільшення видобутку газу в західному регіоні України пов'язані із Більче-Волицькою зоною Передкарпатського прогину.

##### **4.1 Методика розрахунку окупності пошукової свердловини**

Методика розрахунку окупності кошторисної вартості пошукової свердловини розроблена фахівцями Українського державного геологорозвідувального інституту. Вона полягає у визначенні доцільності ведення проектних пошукових робіт через показник окупності [4].

Для розрахунків за цією методикою передбачається використання таких коефіцієнтів:

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

Коефіцієнт експлуатації змінюється в межах 0,96-0,98. Ця величина була встановлена при статистичній обробці даних по підприємствах ВАТ "Укрнафта".

При проведенні розрахунку окупності пошукових свердловин враховуються також очікувані дебіти свердловин, які приймаються за середніми величинами дебітів свердловин сусідніх родовищ з подібною геологічною будовою і аналогічними фізико-літологічними характеристиками порід-колекторів.

Розрахунок окупності проводиться за такою схемою:

1. Визначається кошторисна вартість будівництва свердловини.

2. Величина облаштування свердловини визначається з топографічної основи шляхом виміру віддалі від свердловини до групового збору нафти.

3. Розраховується вартість облаштування свердловини. Ця величина визначається як добуток вартості 1км облаштування на відстань до свердловини від групового збору нафти. Вартість 1 км облаштування встановлена за розрахунками УкрДГРІ і для площ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину вона складає 125000 грн.

4. Витрати на будівництво свердловини визначаються як сума кошторисної вартості свердловини та її облаштування, тобто сума величин пунктів 1 та 3.

5. Добові дебїти свердловин приймаються як середнє значення результатів випробування свердловин на сусідніх родовищах або розраховуються за формулою Дюпюї.

6. Визначається видобуток нафти, газу або конденсату за рік як добуток величини добового дебїту свердловини на кількість дїб в році (365) і коефіцієнту експлуатації, який дорівнює 0,975.

7. Застосовуються діючі ціни на нафту і газ на час розрахунку окупності капіталовкладень.

8. Визначаються обсяги реалізації продукції на один рік в грошовому виразі. Ця величина визначається як добуток ціни 1т нафти (1000м<sup>3</sup> газу) на річний видобуток відповідного флюїду (добуток пунктів 8 і 6).

9. Визначається річний прибуток підприємства як добуток обсягу реалізації за рік на коефіцієнт прибутку. Коефіцієнт частки прибутку в обсязі реалізації видобутої продукції для нафти і конденсату становить 0,293, а для газу – 0,152.

10. Визначається окупність кошторисної вартості свердловин ( $C_0$ , роки) за формулою:

$$C_0 = \frac{B}{\Pi},$$

де  $B$  - капіталовкладення на будівництво свердловини, грн.,

$\Pi$  - річний прибуток підприємства від реалізації нафти (газу, конденсату) з врахуванням усіх відрахувань з нього, відповідно обґрунтованої вище методики, грн./рік.

#### **4.2 Розрахунок окупності кошторисної вартості буріння свердловин на Степанівській площі**

Розрахунок проводимо для типової свердловини 1 - Степанівська з врахуванням загальної кількості проектних свердловин на площі, яка становить чотири свердловини [5].

1. Кошторисна вартість свердловини 1-Степанівська складає 11370450 грн. Кошторисна вартість 1 м проходки становить 55831 грн. Загальний метраж по чотирьох свердловинах становить 7800 м. Отже кошторисна вартість всіх чотирьох свердловин на Степанівській площі складає:

$$K_B = 55831 \cdot 7800 = 435\,481\,800 \text{ грн.}$$

2. Для свердловини 1-Степанівська відстань для її облаштування складає 2,5 км, для свердловини 2-Степанівська – 2,2 км, 3-Степанівська – 1,7 км, 4-Степанівська – 2,7 км.

3. Вартість облаштування ( $B_P$ ) буде становити:

$$B_P = (2,5+2,2+1,7+2,7) \cdot 225000 = 2\,047\,500 \text{ грн.}$$

4. Капіталовкладення ( $B$ ) на будівництво чотирьох свердловин Степанівської площі будуть становити:

$$B = 435\,481\,800 + 2\,047\,500 = 437\,529\,300 \text{ грн.}$$

5. Добовий дебіт газу приймаємо як середню величину дебітів свердловин на сусідніх родовищах.

Таким чином, середньодобовий дебіт однієї свердловини приймаємо рівним 30,00 тис. м<sup>3</sup>/добу. Оскільки на площі працюватиме чотири свердловини, то сумарний середньодобовий дебіт складатиме 120,00 тис. м<sup>3</sup>/добу.

6. Видобуток газу за рік  $Q_{\text{рік}}^r$  для Степанівської площі повинен складати:

$$Q_{\text{рік}}^r = 120 \cdot 365 \cdot 0,975 = 42\,705 \text{ тис. м}^3.$$

7. Ціну 1 000 м<sup>3</sup> газу приймаємо з діючих цін на нафтогазовому ринку України на даний час. Відпускна ціна газу в середньому складає 20834,54 грн.

8. Визначаємо обсяг реалізації ( $P_H$ ) підприємством продукції за 1 рік:

$$P_H = 42705 \cdot 20834,54 = 889\,739\,201,52 \text{ тис. грн.}$$

9. Прибуток підприємства за рахунок реалізації видобутого газу складатиме:

$$П = 889739201,52 \cdot 0,152 = 135\,240\,358,63 \text{ тис. грн./рік.}$$

10. Згідно формули термін окупності капіталовкладень на будівництво та облаштування свердловин №№ 1, 2, 3, 4 Степанівської площі складає:

$$C_0 = 437529300/135240358,63 = 3,24 \text{ років}$$

Таким чином проведення проектних робіт на Степанівській площі є доцільним, витрати на буріння і облаштування окупляться за рахунок прибутку підприємства протягом року, тому це є важливим фактором для вкладання капіталів та їх обігу.

## ПІДСУМКИ

Метою бакалаврської роботи є обґрунтування перспектив нафтогазоносності Степанівської площі та проектування на ній пошуково-розвідувальних робіт.

За адміністративним поділом Степанівська площа розташована на території Мостиського та Яворівського районів Львівської області.

У тектонічному відношенні площа розташована у північно-західній частині Косів-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. У геологічній будові очікуються відклади юри, неогену та антропогену, які характерні для багатьох родовищ цієї території. Неогенова і юрська товщі утворюють два структурно-тектонічні поверхи, другий з яких практично невивчений.

Вивчення геологічної будови площі проводилось регіональними і детальними геофізичними роботами.

Степанівське валоподібне підняття, розмірами приблизно 8×10 км, ускладнене в склепінній частині Судово-Вишнянським розломом, північно-західна частина структури розташована у Рогізенському блоці, протилежна – у Бонівському.

По обидва боки від Судово-Вишнянського порушення розташовані напівантиклінали, обмежені в частинах крил повздовжніми порушеннями. Склепінні частини структур окултурюються ізогіпсами -1350 і -1650 м, та, що розташована в Рогізенському блоці, залягає гіпсометрично на 300 м вище від тієї, що у Бонівському блоці. В обох складках Судово-Вишнянським розломом „зрізані” прилягаючі до нього крила.

У сарматській частині розрізу складки еволюціонують у напрямі більш спокійних форм, склепіння розширюється за рахунок зміщення площини Судово-Вишнянського розлому в північно-східному напрямку. Більш рельєфно виглядає крило складки на південний захід від Судово-Вишнянського порушення, зрізане останнім в більш давніх відкладах. Поперечні розломи є скидо-зсувами, по яких проходить зміщення елементів структур. У верхній частині верхньодашавської підсвіти Степанівська площа є єдиною пологою морфологічно нечіткою структурою, що ускладнена у північно-західній частині малоамплітудним Судово-Вишнянським порушенням.

Головними об'єктами пошукових робіт на нафту і газ в межах північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони є сарматські, баденські і гельветські відклади та верхня частина верхньоюрських карбонатних утворень. Сусідня, Судово-Вишнянська, площа є першою у Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину, де встановлена нафтогазоносність верхньоюрських відкладів.

Колекторська ємність нижньосарматських відкладів пов'язана з піщано-глинистими горизонтами НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-12, ВД-13. Вміст піску горизонтів НД-1-2, НД-5, НД-9, НД-10, ВД-11, ВД-

12, ВД-13 змінюється в межах 10-14%, пористість 1,2 - 34,5%, проникність - 1283 мД, карбонатність 6,5-15%.

Літологічна характеристика продуктивних горизонтів нижнього сармату однотипна. Це пакки порід, які є перешаруванням пісковиків, алевролітів і глин. Колекторами в них зазвичай є пропластки пісковиків. Всі горизонти характеризуються літологічною мінливістю.

Поклади газу очікуються різноманітні: пластові, склепінні, тектонічно та літологічно обмежені або в різних комбінаціях зі сприятливими гідрогеологічними умовами, що свідчить про можливість формування і збереження тут скупчень вуглеводнів.

У розрізі верхньої юри очікуються колектори з між зерною, тріщинною та тріщинно-кавернозною пористістю. Поклад нафти очікується масивний з єдиним ВНК, що занурюється в південно-східному напрямку.

Доцільність проведення на Степанівській площі пошукового буріння обґрунтовується такими чинниками:

1. Наявністю і мірою підготовки сейсморозвідкою пастки склепінного типу.
2. Розміщенням площі у структурно-тектонічних умовах, подібних до умов Угерського, Південно-Угерського, Більче-Волицького та інших родовищ з доведеною промисловою газоносністю неогенових відкладів.
3. Наявністю в розрізі неогенових відкладів пластів-колекторів з достатньо високими ємнісно-фільтраційними властивостями і флюїдоупорів.
4. Сприятливими гідрогеологічними умовами формування і збереження покладів вуглеводнів.

Всього проектом передбачено буріння однієї незалежної пошукової свердловини глибиною 1950 м і трьох розвідувальних свердловин загальним метражем 5850 м. Оптимальність їх розташування визначається необхідністю розкриття максимальної кількості перспективних горизонтів в різних частинах структури, а також враховуються рекомендації, викладені в раніше складених документах.

Пошукова свердловина 1 (першочергова) закладається в склепінній частині Степанівської структури з метою пошуків покладів газу у відкладах нижнього сармату та нафти у відкладах верхньої юри. Виходячи з цільових завдань, що вирішуються свердловиною 1, проектна глибина її прийнята рівною 1950 м з розкриттям повного розрізу перспективного комплексу. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

У випадку одержання промислового припливу нафти зі свердловини 1 необхідно пробурити три розвідувальних свердловин, з метою вивчення геологічної будови площі, уточнення стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення колекторських властивостей порід (пористості, проникності, тріщинуватості), визначення їх параметрів та вивчення закономірностей їх розповсюдження, дослідження гідрогеологічних умов розрізу, хімічного складу вод, температури, розчинених у воді газів.

Розвідувальна свердловина 2 закладається на північно-західному крилі структури на відстані 1,4 км на північний захід від свердловини 1 з метою уточнення положення водонафтового контакту, форми і розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід та визначення їх параметрів. Проектна глибина свердловини 1950 м. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

Розвідувальна свердловина 3 закладається на південно-східному крилі структури на відстані 1,3 км на північ від свердловини 1. Свердловина буриться з метою уточнення положення водонафтового контакту, вивчення геологічної будови площі, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни їх параметрів. Проектна глибина свердловини 1950 м. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

Розвідувальна свердловина 4 закладається на північно-західному крилі структури з метою уточнення положення водонафтового контакту, форми і розмірів покладу, вивчення колекторських властивостей порід та визначення їх параметрів. Проектна глибина свердловини 1950 м. Проектний горизонт – J<sub>3</sub>.

Отже, проведення проектних робіт на Степанівській площі є доцільним, витрати на буріння і облаштування окупляться за рахунок прибутку підприємства за 3,23 роки, тому це є важливим фактором для вкладання капіталів та їх обігу.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Михайлів І. Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
- 2 Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. - Львів, 2003. – 247 с.
- 3 Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу; Затв. Держ. Комісією України по запасах корисних копалин 10.07.98. – К., 1998.
- 4 Б. Маєвський, О. Лозинський, В. Гладун, П. Чепіль. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник. – Київ: Наукова думка, 2004. – 446 с.
- 5 Паспорт на Степанівську структуру, підготовлену до глибокого буріння на нафту і газ. / Львів: Західно-Українська геофізична розвідувальна експедиція, 2004.
- 6 ГСТУ 41-00032626-00-011-99. Етапи і стадії геологопошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.
- 7 ГСТУ 41-00032626-00-024-2000 Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги.
- 8 РД 39-0147716-505-85 Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин.
- 9 Буріння свердловин. Том I. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: „Інтерпрес ЛТД”, 2002 р.
- 10 ГСТУ 41-000-32626-00-022-2000 Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів. Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування, затвердженою КМУ від 25.08.2004 №1117.
- 11 Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затверджене ДКЗ України від 27.11.2006 №316.
- 12 ГСТУ 41-00032626-00-007-97 Охорона довкілля. Спорудження пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт.

## Додаток Б.1

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

### Підрахунок ресурсів газу по програмі Resgaz1 =====

Вхідні дані:  
-----

Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - ВД-11  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 207

Ординати точок контуру, мм:

102	123	129	130	125	116	109	103	96	53
38	35	39	48	60	75				

### Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів газу

Площа	!Газо-	!Коефіцієнти	!Пла-	!Пла-	!Коеф.	!Поправ-	!Початкові	
газо-	!наси-	!-----	!сто-	!стова	!над-	!ка на	!ресурси	
носно-	!чена	!відкр.	!газо-	!вий	!темпе-	!сти-	!темпе-	
сті,	!товщи-	!пори-	!наси-	!тиск,	!рату-	!сли-	!ратуру	
тис.	!на,м	!стості!	!чено-	!МПа	!ра,	!вості!	!	
кв.м	!	!	!сті	!	!град.С!	!	!	
8064	10.0	0.15	0.60	7.87	31.3	0.850	0.96	546.7

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

Підрахунок ресурсів газу по програмі Resgaz1

Вхідні дані:

Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - ВД-12  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 207

Ординати точок контуру, мм:

102	123	129	130	125	116	109	103	96	53
38	35	39	48	60	75				

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів газу

Площа	Газо-	Коефіцієнти	Пла-	Пла-	Коеф.	Поправ-	Початкові	
газо-	наси-	!	сто-	стова	над-	ка на	ресурси	
носно-	чена	!відкр.	газо-	вий	темпе-	сти-	темпе-	
сті,	товщи-	пори-	наси-	тиск,	рату-	сли-	ратуру	
тис.	на,м	!стості!	чено-	МПа	ра,	!вості!	!	
кв.м	!	!	!сті	!	!град.С!	!	!	
8064	7.0	0.15	0.60	7.87	31.3	0.850	0.96	382.7

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

Підрахунок ресурсів газу по програмі Resgaz1  
=====

Вхідні дані:

-----

Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - ВД-13  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 207

Ординати точок контуру, мм:

102	123	129	130	125	116	109	103	96	53
38	35	39	48	60	75				

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів газу

Площа	Газо-	Коефіцієнти	Пла-	Пла-	Коеф.	Поправ-	Початкові	
газо-	наси-	!-----!	сто-	стова	над-	ка на	ресурси	
носно-	чена	!відкр.	газо-	вий	темпе-	сти-	темпе-	
сті,	товщи-	пори-	наси-	тиск,	рату-	сли-	ратуру	
тис.	на,м	!стості!	чено-	МПа	ра,	!вості!	!	
кв.м	!	!	!сті!	!	!град.С!	!	!	
8064	10.0	0.17	0.50	7.97	31.7	0.850	0.96	522.2

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

Підрахунок ресурсів газу по програмі Resgaz1  
=====

Вхідні дані:

-----

Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - НД-1-2  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 207

Ординати точок контуру, мм:

102	123	129	130	125	116	109	103	96	53
38	35	39	48	60	75				

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів газу

Площа	Газо-	Коефіцієнти	Пла-	Пла-	Коеф.	Поправ-	Початкові	
газо-	наси-	!-----!	сто-	стова	над-	ка на	ресурси	
носно-	чена	!відкр.!	газо-	вий	темпе-	сти-	темпе-	
сті,	товщи-	пори-	наси-	тиск,	рату-	сли-	ратуру	
тис.	на,м	!стості!	чено-	МПа	ра,	!вості!	!	
кв.м	!	!	!сті	!	!град.С!	!	!	
8064	10.0	0.13	0.60	10.51	32.2	0.850	0.96	683.5

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

Підрахунок ресурсів газу по програмі Resgaz1

Вхідні дані:

-----  
Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - НД-5  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 207

Ординати точок контуру, мм:

102	123	129	130	125	116	109	103	96	53
38	35	39	48	60	75				

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів газу

Площа	Газо-	Коефіцієнти	Пла-	Пла-	Коеф.	Поправ-	Початкові	
газо-	наси-	!	сто-	стова	над-	ка на	ресурси	
носно-	чена	відкр.	газо-	вий	темпе-	сти-	газу,	
сті,	товщи-	пори-	наси-	тиск,	рату-	сли-	ратуру	
тис.	на, м	стості!	чено-	МПа	ра,	вості!	!	
кв.м	!	!	сті	!	град.С!	!	!	
8064	7.0	0.13	0.65	10.55	32.3	0.850	0.96	480.1

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

Підрахунок ресурсів газу по програмі Resgaz1  
=====

Вхідні дані:

-----

Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - НД-9  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 207

Ординати точок контуру, мм:

102	123	129	130	125	116	109	103	96	53
38	35	39	48	60	75				

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів газу

Площа	Газо-	Коефіцієнти	Пла-	Пла-	Коеф.	Поправ-	Початкові	
газо-	наси-	!-----!	сто-	стова	над-	ка на	ресурси	
носно-	чена	!відкр.	газо-	вий	темпе-	сти-	темпе-	
сті,	товщи-	пори-	наси-	тиск,	рату-	сли-	ратуру	
тис.	на,м	!стості!	чено-	МПа	ра,	!вості!	!	
кв.м	!	!	!сті	!	!град.С!	!	!	
8064	7.0	0.16	0.60	12.5	33.5	0.850	0.96	697.4

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

Підрахунок ресурсів газу по програмі Resgaz1

Вхідні дані:

Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - НД-10  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 207

Ординати точок контуру, мм:

102	123	129	130	125	116	109	103	96	53
38	35	39	48	60	75				

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів газу

Площа	Газо-	Коефіцієнти	Пла-	Пла-	Коеф.	Поправ-	Початкові	
газо-	наси-	!	сто-	стова	над-	ка на	ресурси	
носно-	чена	відкр.	газо-	вий	темпе-	сти-	темпе-	
сті,	товщи-	пори-	наси-	тиск,	рату-	сли-	ратуру	
тис.	на, м	стості	чено-	МПа	ра,	вості!	!	
кв.м	!	!	сті	!	град.С!	!	!	
8064	7.0	0.13	0.60	13.1	33.6	0.850	0.96	548.0

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

Підрахунок ресурсів нафти по програмі Resnaf1

=====

Вхідні дані:

-----

Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - J  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 16  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 261

Ординати точок контуру, мм:

102	115	114	114	114	116	117	116	115	40
50	52	57	56	62	71				

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів нафти

Площа нафто-насно-сті, тис. кв.м	Нафто-чана, м	Коефіцієнти	Відкр. пористі	Нафто-наси-чано-сті	Перерахунковий	Нафто-сепаратори, тис. т	Густина нафти, г/см3	Початкові ресурси нафти, тис. т	Балансові видобувні
8971	19.6	0.03	0.85	0.80	0.100	0.949	3804	380	

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

Підрахунок ресурсів нафти по програмі Resnaf1

Вхідні дані:

-----  
Студент - Боднар С. О..  
Площа (родовище) - Степанівська  
Об'єкт (пласт) - J  
Категорія - С3

Масштабний коефіцієнт - 25  
Кількість точок контуру - 8  
Абсциса лівої точки, мм - 0  
Абсциса правої точки, мм - 149

Ординати точок контуру, мм:

49 103 99 88 78 57 61 54

Підсумкова таблиця підрахунку ресурсів нафти

Площа нафто-наси-носно-сті, кв.м	Нафто-наси-носно-сті, м	Коефіцієнти	Гус-тина	Початкові ресурси нафти, тис. т	Початкові ресурси нафти, тис. т	Початкові ресурси нафти, тис. т	Початкові ресурси нафти, тис. т	Початкові ресурси нафти, тис. т	Початкові ресурси нафти, тис. т
3073	19.6	0.03	0.85	0.80	0.100	0.949	1303	130	