

**МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

*(103) НЗ ГНГ.44 ПЗ*

*Група НЗГм – 24 – 1*

*Володимир Тимочко*

2025



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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ГРН

\_\_\_\_\_ Ірина МИХАЙЛІВ  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ**

Спеціальність – 103 – Науки про Землю  
Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу

Студент \_\_\_\_\_ **Тимочко Володимир Ігорович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема магістерської роботи \_\_\_\_\_ *Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок  
запасів нафти і розчиненого газу у вигодських відкладах Степівського родовища*

затверджена наказом ректора університету від \_\_\_\_\_ “ 28 ” листопада \_\_\_\_\_ 2025 р. № 737/7

**2. Термін здачі студентом закінченої роботи** \_\_\_\_\_ 20 грудня 2025 р.

**3. Вихідні дані до роботи:**

1. Фондові матеріали НГВУ “Бориславнафтогаз”.

2. Опублікована література по району досліджень

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

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

1. Загальні відомості про родовище. 2. Геологічна будова та нафтогазоносність. 3. Геологорозвідувальні та експлуатаційні роботи. 4. Обґрунтування параметрів покладів і підрахунок запасів.

5. Обґрунтування підготовленості родовища до розробки та рекомендації.

**5. Перелік графічних додатків:**

1. Підрахунковий план вигодського покладу.

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

3. Схема кореляції вигодських відкладів.

4. Карта ефективних нафтонасичених товщин.

5. Карта пористості.

6. Карта нафтонасиченості.

## 6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)

## 7. Календарний план

№	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1	Одержання завдання і розробка плану виконання проекту	28.11.2025	Виконано
2	Підготовка базових геолого-геофізичних матеріалів	29.11.2025	Виконано
3	Обґрунтування об'єкту та методу підрахунку	02.12.2025	Виконано
4	Обґрунтування підрахункових параметрів	05.12.2025	Виконано
5	Підготовка даних і розрахунки на ЕОМ	10.12.2025	Виконано
6	Оформлення тексту та графіки	18.12.2025	Виконано
7	Здача роботи на кафедрі	20.12.2025	Виконано

8. Дата видачі завдання 28.11.2025 р.

Завдання видав керівник

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

Завдання прийняв студент

Тимочко В.І.  
\_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Магістерська робота має 64 сторінки тексту, у тому числі 2 рисунки, 14 таблиць, 6 графічних додатків.

У даній магістерській роботі описана геологічна будова вигодського покладу Степівського родовища, охарактеризовані роботи з дослідження і випробування свердловин, визначена площа нафтоносності вигодського покладу, обґрунтовані підрахункові параметри для підрахунку запасів нафти та розчиненого газу вигодського покладу Степівського родовища категорії С<sub>1</sub> та підраховані запаси як розвідані, так і добувні. Запропоновано подальші роботи, які повинні підвищити нафтовилучення і наростити видобуток нафти, а також досконаліше вивчити геологічну будову Степівського родовища.

Ключові слова: нафтогазоносність, поклад нафти, об'ємний метод, об'єкт підрахунку, категорії запасів.

## ANNOTATION

The master's thesis has 64 pages of text, including 2 figures, 14 tables, 6 graphic appendices.

This master's thesis describes the geological structure deposit Vyhoda of the field Stepiv, characterizes the work on research and testing of wells, determines the area of oil bearing capacity of the deposit Vyhoda, substantiates the calculation parameters for calculating the reserves of oil and dissolved gas of the deposit Vyhoda of the field Stepiv of category  $C_1$  and calculates both explored and recoverable reserves. Further work is proposed, which should increase oil recovery and increase oil production, as well as more thoroughly study the geological structure of the field Stepiv.

Keywords: oil and gas bearing, oil deposit, volumetric method, object of calculation, categories of reserves.

## ЗМІСТ

Вступ .....	6
1 Загальні відомості про родовище .....	8
1.1 Географо-економічний нарис .....	8
1.2 Історія відкриття та вивчення родовища .....	9
2 Геологічна будова та нафтогазоносність .....	12
2.1 Стратиграфія .....	12
2.2 Тектоніка .....	18
2.3 Нафтогазоносність .....	20
2.4 Водоносність .....	21
3 Геологорозвідувальні та експлуатаційні роботи .....	24
3.1 Пошуково-розвідувальні роботи .....	24
3.2 Результати випробування та дослідження свердловин .....	33
3.3 Відомості про розробку родовища .....	38
4 Обґрунтування параметрів покладу і підрахунок запасів .....	40
4.1 Обґрунтування методу підрахунку запасів .....	40
4.2 Характеристика продуктивних горизонтів .....	41
4.3 Обґрунтування положення ВНК .....	47
4.4 Обґрунтування об'єктів і методу підрахунку та категорійності запасів .....	48
4.5 Обґрунтування підрахункових параметрів .....	49
4.6 Результати підрахунку запасів .....	59
5 Обґрунтування підготовленості родовища до розробки та рекомендації .....	61
Висновки .....	63
Список використаної літератури .....	64

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Степівське родовище розташоване у межах Стрийського району Львівської області на відстані 80 км на південь від м. Львів та на 20 км на південний захід від районного центру м. Стрий.

У м. Борислав знаходиться НГВУ «Бориславнафтогаз», яке розробляє родовище.

Вигодський поклад Степівського родовища відкритий у 1969 р. свердловинами 10 та 28 Семигинівські з початковими дебітами відповідно 25 і 13 т/добу.

Промислово нафтоносними є продуктивні пісковики вигодської світи еоцену. За період розвідки площі Степівка в її межах пробурено 9 свердловин, із них 2 ліквідовано з геологічних причин і 2 – з технічних.

Станом на 01.01.2025 р. вигодський поклад Степівського родовища розробляється 5 свердловинами.

Поклад нафти пластового склепінного типу, тектонічно екранований з режимом розчиненого газу.

Геологічна будова родовища залишається недостатньо вивченою через незначну кількість пробурених свердловин та невелику їх інформативність. Проте, дане родовище є цікавим об'єктом для обґрунтування підрахункових параметрів, а також підрахунку запасів нафти і розчиненого газу у вигодських відкладах, що і проводиться в магістерській роботі на основі матеріалів, зокрема зібраних і на переддипломній практиці.

**Метою** магістерської роботи є обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу у вигодських відкладах.

### **Завдання досліджень:**

- схарактеризувати географо-економічні умови району досліджуваного родовища та історію його відкриття і вивчення;
- проаналізувати геологорозвідувальні та експлуатаційні роботи на Степівському родовищі;

- обґрунтувати метод підрахунку запасів вуглеводнів;
- обґрунтувати положення ВНК вигодського покладу;
- обґрунтувати об'єкт підрахунку та категорійності запасів;
- обґрунтувати потрібні підрахункові параметри;
- підрахувати запаси вуглеводнів вигодського покладу.

**Об'єкт досліджень** – підрахунок запасів нафти та розчиненого газу вигодського покладу Степівського родовища.

**Предмет досліджень** – обґрунтувати об'єкт, метод підрахунку, а також категорійність запасів і необхідні підрахункові параметри.

**Методи досліджень** – аналіз та співставлювання геолого-геофізичних матеріалів, отриманих результатів досліджень зразків гірських порід та пластових флюїдів у лабораторних умовах, кількісна оцінка запасів нафти та розчиненого газу вигодського покладу.

Підґрунтя для виконання даної магістерської роботи складають фондові геолого-геофізичні матеріали, наукова та фондова література по району досліджень, а також матеріали безпосередньо по сусідніх родовищах.

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

### 1.1 Географо-економічний нарис

Степівське родовище розташоване у межах Стрийського району Львівської області на відстані 80 км на південь від м. Львів та на 20 км на південний захід від районного центру м. Стрий.

Найбільшими населеними пунктами, що знаходяться поблизу родовища, є села Любинці, Розгірче, Нижня та Верхня Степіва.

На відстані 30 км від родовища знаходиться Дрогобицький нафтопереробний завод. Нафтопереробні заводи розташовані також у містах Борислав та Долина, які віддалені від родовища на 35 і 60 км відповідно. У м. Борислав знаходиться НГВУ “Бориславнафтогаз”, яке розробляє родовище.

У районі родовища добре розвинені шляхи сполучення і транспорту. Районний центр пов'язаний з навколишніми селами асфальтовими і поліпшеними дорогами з гравійним покриттям. Територію родовища перетинають залізниця Львів–Чоп (західний кордон України), шосе Львів–Ужгород, нафтопровід “Дружба”, енергосистема “Мир”, газопровід на Сколе (відгалуження газопроводу Пукеничі–Іваники).

Більша частина населення зайнята у сільському господарстві, деревообробній промисловості, частина – у нафтовидобувній промисловості.

Рельєф району родовища має перехідний характер від гірської області на південному заході до передгірської на північному сході. Відносні перепади висот у межах гірської області досягають 150-240 м.

Район характеризується розгалуженою гідрографічною сіткою, яка належить до басейну р. Дністер. Головною водною артерією є р. Стрий, яка протікає через центральну частину Степівського родовища з південного заходу на північний схід. Ширина долини р. Стрий місцями досягає від 800

до 1000 м, глибина досягає 1,5 м (при повенях рівень води може підвищитися більше, ніж на 2 м), швидкість течії від 0,8 до 1,2 м/с.

Родовище розташоване в рекреаційній зоні (курорти Трускавець – 25 км, Моршин – 40 км). Значна частина родовища знаходиться в межах зони санітарної охорони Стрийського водозабору, який є джерелом питної води для міст Львів, Стрий, Дрогобич, Трускавець, Стебник.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура становить +6,5°C. Кількість сонячних днів у літній час невелика. Переважають похмурі дні з опадами. Найбільш сухою порою року є осінь. Середньорічна кількість опадів – 800-960 мм.

## 1.2 Історія відкриття та вивчення родовища

Планомірні геолого-геофізичні дослідження Передкарпатського прогину початі у середині минулого століття.

У результаті досліджень виконаний великий об'єм геологічної зйомки, геофізичних і бурових робіт з метою пошуків нафти і газу.

У 1945-1950 рр. Н.А. Лугінін проводив геологічну зйомку району Стрий-Улично, у межах якого розташоване і Степівське нафтове родовище. На даному районі було виділено Витвицьку, Бориславську, Долинську, Трукавецько-Уличнянську, Моршинську, Іваніківську, Дрогобицьку антикліналі. На думку Н.А. Лутугіна район має глибову будову і всі структури виходять на денну поверхню. Вони розірвані насупом з амплітудою 500-1000 м [2, 3].

У 1959 р. Є.Н. Столярва і А.Н. Самойлюк на основі сейсмічних досліджень склали структурну схему глибинної будови району від с. Доброгостова до р. Стрий, на якій виділені Доброгостівський, Уличнянський, Довголуцький, Любинецький тектонічні блоки. На цій схемі також показана Уличнянська глибинна складка, яка обмежена з південного заходу синкліналлю. У 1961-1962 рр. І.П. Мочалін проводив геологічну зйомку масштабу 1:50000 на площі Улично [2, 3].

Паралельно з глибоким бурінням на площі Улично-Семигинів у 1963-1964 рр. Уличнянською сейсморозвідувальною партією № 97/63 під керівництвом В.Л. Будного проводились сейсмічні дослідження методом РНП.

За матеріалами цих досліджень, з врахуванням даних бурових робіт, була складена структурна схема району по умовному сейсмічному горизонту масштабу 1:50000. На цій схемі показані Уличнянсько-Орівська, Південно-Орівська, Степівська, Любинецька, Семигинівська, Танявська структури і тектонічні блоки: Уличнянський, Довголуцький, Степівський і Моршинський.

Ця схема у 1966 р. була закладена в основу проектування пошуково-розвідувальних робіт на площі Семигинів, у процесі проведення яких і було відкрите Степівське нафтове родовище.

У 1966 р., після закінчення розвідки Орів-Уличнянського нафтового родовища, основний об'єм робіт Стрийської контори розвідувального буріння був сконцентрований на прилеглу з південного сходу площу Семигинів.

Геологічним проектом розвідки цієї площі з метою розвідки нафтогазоносності флішових відкладів палеогену Степівської, Любинецької і Семигинівської структур передбачалось буріння 38 розвідувальних свердловин з глибинами від 4100 до 4600 м загальним метражем 164400 м.

У 1967 р. свердловиною 24-Орів-Улично встановлена промислова нафтогазоносність менілітових відкладів Степівської складки, а у 1968 р. свердловиною 28-Семигинів – вигодських відкладів цієї ж структури. У 1969 р. на площі Семигинів сейсморозвідувальною партією № 55/69 ЗУГРЕ під керівництвом В.Ю. Войцицького проведені сейсморозвідувальні роботи методом РНП з метою картування другого ярусу глибинних складок під Степівським родовищем [2, 3].

У результаті цих робіт побудовані структурні схеми площі покрівлі еоценових відкладів I, II та III ярусів складки, дані рекомендації на дорозвідку Степівського родовища і розвідку його піднасуву.

За даними рекомендаціями почато буріння піднасуву Степівського родовища глибокими свердловинами №№ 2, 4 та 5-Семигинів з метою оцінки нафтогазоносності палеогенового флішу.

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

### 2.1 Стратиграфія

Степівське нафтове родовище розташоване в північно-західній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Геологічний розріз Степівського родовища представлений крейдовим і палеогеновим флішем, перекритими моласовими відкладами міоцену.

У межах родовища на денну поверхню виходять відклади стрийської світи верхньої крейди, палеоцену, еоцену, олігоцену, які складають Орівську і Берегову скиби та насунуті з південного заходу Скибової зони Карпат та відклади міоцену Глибинної складки.

Крейдова система ( К ).

Верхня крейда ( К<sub>2</sub> ).

Стрийська світа ( К<sub>2</sub> st ).

Відклади крейдової системи є найдревнішими на родовищі. У межах Скибової зони Карпат і Внутрішньої зони Передкарпатського прогину вони складають ядра складок і представлені стрийською світою. Дані відклади представлені тонко ритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Зустрічаються поодинокі прошарки сірих мергелів товщиною 5-20 см. Пісковики сірі і темно-сірі, мілко зернисті, кварцеві, слюдисті, глауконітові, вапняковисті, щільні, зустрічаються плитчасті, товщина прошарків від 0,05 до кількох метрів. Алевроліти сірого і темно-сірого кольору, кварцеві, вапняковисті, щільні. Товщина прошарків від 2-3 мм до 3-5 см. Аргіліти сірі і темно-сірі до чорних, середньорозшаровані, вапняковисті, часто з залишками рослинного детриту. Товщина прошарків від кількох міліметрів до 1 м. Породи стрийської світи розбиті багато чисельними тріщинами, заповненими кальцитом [2, 3].

У покрівельній частині залягає високоомна пачка пісковиків сірих, зеленувато-сірих, які чергуються з аргілітами і алевролітами темно-сірими з зеленуватим відтінком. Пісковики, як правило, карбонатні, іноді переходять

у вапняки, з тріщинами, заповненими кальцитом. Зустрічаються прошарки і пласти гравелітів і конгломератів, які складаються з уламків аргілітів, філітів, пісковиків з глинисто-карбонатним цементом.

На діаграмах стандартного каротажу в верхній частині стрийські відклади характеризуються високими значеннями уявних опорів (УО), сильно диференційованою кривою ПС. Нижче по розрізу залягають низькоомні породи, серед котрих відмічені окремі пачки з підвищеними опорами. Повністю відклади стрийської світи на Степівському родовищі не розкриті [2, 3].

#### Палеогенова система (Р).

Палеогенова система представлена трьома відділами – палеоценовим (ямненська світа), еоценовим (манявська, вигодська, бистрицька світи) та олігоценовими (менілітова світа).

#### Палеоцен (Р<sub>1</sub>).

##### Ямненська світа (Р<sub>1jм</sub>).

Палеоценовий відділ у Бориславсько-Покутській зоні представлений ямненською світою, яка згідно залягає на крейдових утвореннях і складена, в основному, пісковиками. У межах Степівського родовища, в деяких свердловинах у підшві ямненської світи залягає низькоомний яремчанський горизонт, який представлений тонким чергуванням строкатих аргілітів, алевролітів і пісковиків. Товщина піщаних прошарків 3-5 см. Ямненські пісковики сірі і світло-сірі, кварцеві, різнозернисті, масивні, невапняковисті або слабовапняковисті, середньої міцності. Іноді різнозернисті пісковики переходять в гравеліти і складаються з обломів зелених і цеглово-червоних аргілітів, алевролітів і пісковиків: зустрічаються уламки вапняка кремового кольору. Серед пісковиків відмічаються рідкі і мало товщинні прошарки зеленувато-сірих аргілітів. У Скибовій зоні товщина пісковиків, які пройдені свердловинами, складає більше 100 м [2, 3].

Ямненські пісковики чітко виражені на кривих стандартного каротажу. Вони характеризуються підвищеними значеннями уявних опорів,

і, як правило, невисокою розчленованістю розрізу.

Еоцен ( $P_2$ ).

Манявська світа ( $P_2 mn$ ).

У подошві манявської світи повсюдно, безпосередньо над масивними пісковиками палеоцену, згідно залягає пачка товщиною 10-30 метрів ритмічного чергування зеленувато-сірих аргілітів та алевролітів з пісковиками. Пісковики мілко зернисті: в нижній частині вони змінюються різко і грубозернистими і набувають облік ямненських піщаних пластів. Товщина збільшується зверху вниз і досягає 0,4-1,5 м. Ця пачка порід сумісно з підстилаючими її ямненськими пісковиками вміщує єдиний нафтовий поклад. На діаграмах стандартного каротажу пачка характеризується підвищеними значеннями уявних опорів і неоднаковою диференціацією кривої ПС. Вище по розрізу манявської світи залягає “строкатий” горизонт, товщиною 20-40 м, складений голубувато-зеленими і вишнево-червоними аргілітами. Вище “строкатого” горизонту манявська світа представлена аргілітами зеленувато-сірого і темно-зеленого кольору, невапняковистими, з прошарками кварцових алевролітів і пісковиків, переважно зеленої і зеленувато-сірої окраски, а також зеленувато-сірих вапняків і мергелів, часто закременілих. На діаграмах стандартного каротажу ці відклади характеризуються низькими значеннями уявних опорів і малодиференційованою кривою ПС [2, 3].

Товщина манявської світи в межах Степівської складки другого ярусу змінюється від 63 м до 305 м.

Вигодська світа ( $P_2 vg$ ).

Вигодська світа представлена чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики сірі, світло-сірі з жовтуватим відтінком, кварцеві, з великою кількістю зерен глауконіту, мілко- і різнозернисті, вапняковисті, слабослюдисті, середньої міцності. Часом пісковики переходять в гравеліти і конгломерати мілко-середньогалькові, які складаються з напівобкатаних уламків темно-коричневих аргілітів, зеленувато-сірого пісковіку, вапняку

сірого кольору. Алевроліти і аргіліти темно-сірі з оливковим відтінком, слабовапняковисті, слабослюдисті місцями тріщинуваті з рідкими прожилками кальциту. Пісковики вигодської світи являються основними колекторами еоценових відкладів. З ними пов'язані два поклади нафти, один з яких приурочений до верхньої частини світи, другий – до підшовної, Пісковики верхнього покладу заміщаються слабопроникними породами у східному напрямку до склепіння структури і максимальні значення ефективної товщини відмічені в її східній частині. Підшовний поклад характеризується великими розмірами і максимальні значення ефективних товщин спостерігаються в центральній периклінальній частині структури. Зменшення ефективних товщин аж до повного заміщення піщаних пластів, відбувається в північно-східному і південно-східному напрямках. На діаграмах стандартного каротажу відклади вигодської світи характеризуються підвищеними значеннями уявних спорів і від'ємною амплітудою ПС навпроти проникних пластів [2, 3].

Товщина вигодської світи в межах Степівської складки другого ярусу змінюється від 80 м до 180 м.

Бистрицька світа (P<sub>2</sub> bs).

Бистрицька світа – характеризується більш глинистим розрізом. Ця товща сіро-зелених аргілітів, тонко- і середньочаристих невапняковистих або слабовапняковистих з оскольчатим зломом. Зустрічаються окремі прошарки чорних аргілітів. Аргіліти перешаровуються з окремими прошарками алевролітів малої товщини і кварцових пісковиків, зеленувато-сірих, з великою кількістю глауконітових зерен. На діаграмах стандартного каротажу ці відклади характеризуються низькими значеннями уявних спорів і малодиференційованої кривої ПС [2, 3].

Товщина бистрицької світи в межах родовища від 50 м до 210 м.

## Олігоцен (Р<sub>3</sub>).

### Менілітова світа (Р<sub>3</sub> ml).

У розрізі Степівської складки олігоцен представлений нижньоменілітовою підсвітою, яка згідно залягає на відкладах еоцену. У підшві підсвіти залягає нижній роговиків горизонт, представлений темно-коричневими, майже чорними кременями з тонкими прошарками чорних аргілітів і темно-сірих закременілих вапняків. Роговиків горизонт є регіональним репером в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, а також основним відбиваючим сейсмічним горизонтом. Товщина горизонту не постійна і коливається від 5 до 20 м. Вище розріз представлений аргілітами темно-сірими, майже чорними, які чергуються з прошарками алевролітів і пісковиків малої товщини, темно-сірих, сірих, слюдистих, кварцевих, мілко зернистих, невапняковистих. На них залягає пачка клівських пісковиків, яка представлена пісковиками кварцевими, дрібнозернистими, з прошарками алевролітів. Над нею знаходиться пачка сіро-зелених аргілітів і завершує розріз нижньоменілітових відкладів піщано-аргілітова пачка. На кривих стандартного каротажу нижньоменілітова підсвіта характеризується диференційованою кривою ПС і підвищеними значеннями уявних опорів. Зважаючи на підвищену радіоактивність, ці відклади чітко виражені на кривих ГК і НГК [2, 3].

Товщина нижньоменілітової підсвіти в межах Степівської складки другого ярусу змінюється від 110 м до 215 м.

Середньоменілітова підсвіта по літологічному складу підрозділяється на два горизонти: перших зеленувато-сірих аргілітів, які залягають в підшві підсвіти і піщано-аргілітовий горизонт високого опору, який розташований у верхній частині підсвіти.

Горизонт перших зеленувато-сірих аргілітів представлений світло-сірими і зеленувато-сірими глинистими породами. На діаграмі стандартного каротажу зображений низькими значеннями УО і згладженою кривою СП.

Піщано-аргілітовий горизонт високого опору характеризується

ритмічним чергуванням темно-сірих, дрібнозернистих пісковиків з алевролітами і аргілітами. Горизонт впевнено виділяється за промислово-геофізичними даними підвищеними значеннями уявного опору та від'ємною СП.

У межах Степівської складки відклади середньоменілітової підсвіти виділені тільки у свердловині 106-Ново-Східницька.

Неогенова система ( N ).

Міоцен ( N<sub>1</sub> ).

Поляницька світа ( N<sub>1</sub> p1 ).

На розмитій поверхні нижньоменілітових відкладів олігоцену неузгоджено залягають відклади поляницької світи міоцену. Моласова товща поляницької світи представлена чергуванням пісковиків сірих, вапнистих, різнозернистих з аргілітами. Зустрічаються прошарки грубоуламкових конгломератів. Верхня частина поляницької світи у більшості свердловинах на Степівському родовищі зрізана насупом. На Степівському родовищі відклади неогену представлені поляницькою світою. Це чергування пісковиків сірого кольору, вапняковистих, різнозернистих, середньої міцності з аргілітами сірими і темно-сірими, грубошаруватими, вапняковистими, слюдистими, зустрічаються товщі грубоуламкових конгломератів. На кривих стандартного каротажу ці відклади характеризуються низькими значеннями уявних опорів і мало диференційованою кривою ПС. У більшості свердловин на Степівській складці другого ярусу верхня частина поляницьких відкладів зрізана насупом. Розкрита товщина поляницьких відкладів змінюється від 40 м до 225 м [2, 3].

Четвертинні відклади ( Q ).

У межах Степівського родовища четвертинні відклади мають повсюдне розповсюдження. Вони представлені піском, глинами, ґрунтовим шаром. У долинах і заплавах рік – галькою і валунами.

Товщина четвертинних відкладів до 30 метрів.

## 2.2 Тектоніка

У регіональному тектонічному плані Степівське нафтове родовище розташоване у північно-західній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, частково перекрите Скибовою зоною Карпат.

Степівська складка має типово карпатське простягання і розбита поперечним скидо-зсувом на Орів-Уличнянський, Довголуцький, Семигинівський, Моршинський та Танявський блоки.

Семигинівська складка виявлена сейсмозвідкою у 1964 р. Це достатньо велика (15 x 3-3,5 км) асиметрична антикліналь, що охоплює Семигинівський, Моршинський та частину Танявського блоку.

Північно-східне крило структури є крутим підвернутим, південно-західне – видовжене більше і пологіше (5-6°).

Найприпіднятіші частини склепіння структури розташовані у Семигинівському і Моршинському блоках, де контролюються абсолютними відмітками покрівлі еоцену від –3400 до –3500 м.

Південно-східна перикліналь структури розміщена у Танявському блоці та занурена по площині скидо-зсуву по амплітуді 100-500 м до абсолютних відміток –3900 і –4000 м.

Відносні перевищення склепінь складки під найзануренішими частинами південно-східного крила становлять: у Семигинівському блоці – 200-500 м, Моршинському – 300 м, Танявському – 300 м.

З південно-східної межі Орів-Уличнянської складки та Північнодолинської складки Степівська відділяється від них поперечними прогинами.

З південно-західного боку на Семигинівську структуру по поперечному підкидо-насуві з амплітудою 200-500 м насувається Степівська складка розмірами 17 x 4,6-7 км.

Структура порушена поперечними та повздовжніми тектонічними порушеннями.

Склепінна частина структури знаходиться у Семигинівському блоці, у районі свердловин №№ 2 та 10, у яких абсолютні відмітки покрівлі еоцену зафіксовані на глибині близько 3100 м.

Крила і перикліналі досліджуваної структури пологі (6-8°). Північно-східне крило у Довголуцькому та Семигинівському блоці порушені поздовжніми підкидами з загальною амплітудою 100-350 м.

Північно-західна та південно-східна перикліналі даної структури відділені поперечними скидо-зсувами з максимальним амплітудами понад 200 м.

Південно-східна перикліналь структури називається Танявською складкою (або структурою).

Північно-західна перикліналь структури припіднята приблизно на 200 м відносно сусідньої частини у Семигинівському блоці.

Перевищення склепінної частини Степівської складки над найзануренішими частинами південно-західного крила структури становить 300 м в Довголуцькому блоці, орієнтовно 400 м у Семигинівському та близько 200-300 м у Танявському блоках.

Південно-східна перикліналь складки у Танявському блоці розбита поперечним скидо-зсувом амплітудою 100-120 м.

З південно-західного боку на Степівській і Танявській блоки структури по підкидо-насуві з амплітудою 100-300 м насуваються Заводівська і Південнотанявська структури. Найімовірніше це зірвані підкидом частини південно-західних крил Степівської та Танявської структур з амплітудами 200-450 м.

За даними сейсмозв'язки на площі Семигинів другий структурно-тектонічний ярус представлений двома складками, що залягають на 1300-1500 м гіпсометрично нижче саме Степівської складки.

Складка є асиметричною, а саме північно-східне крило є зрізаним повздовжнім підкидо-насувом, південно-західне – занурюється під кутом близько 5,5° до абсолютної відмітки -4600 м.

У периклінальних частинах складка порушена поперечними скидо-зсувами з амплітудою 100-350 м. Розміри структури у межах центрального Семигинівського блоку 7 x 2,5 км. Південно-західна складка другого ярусу складок частково насунута на передову по площі підкидо-насуву з амплітудою 250 м. Склепіння її залягає на 150 м гіпсметрично вище склепіння передової складки і контролюються відмітками умовного сейсмічного горизонту в покрівлі еоцену –4350 м. Північно-східне крило структури практично відсутнє, а південно-західне занурюється під кутом 5-11° до абсолютних відміток –4800 м. У присклепінній частині структура порушена повздовжнім підкидом незначної амплітуди. Північно-західна перикліналь складки по площині поперечного скидо-зсуву опущена приблизно на 150 м [2, 3].

Розміри структури 7,5 x 4,5 км.

На цю складку з південного заходу частково насунутий піднасув Заводівської структури, виявлений сейсморозвідкою (МВХ).

Геологічна будова третього ярусу складом, який залягає на глибинах більше 6 км аналогічний будові другого структурно-тектонічного ярусу.

### 2.3 Нафтогазоносність

На Степівському родовищі промислова нафтоносність пов'язана з нафтоносними пісковиками і алевролітами вигодської світи еоцену.

Поклад нафти пластового склепінного типу тектонічно екранований диз'юнктивними порушеннями типу підкидо-насув з північного сходу і скидо-зсув з північного заходу. Поклад відкритий в контурній частині свердловинами №№ 2, 10, 11, 28, 31, 33-Семигинів і 28-Улично і в законтурній частині свердловинами №№ 12, 35-Семигинів, 21-Улично і 14-Танява. Водонафтовий контакт вигодського покладу за даними промислової геофізики підтверджений бурінням свердловин №№ 11, 28, 31, 33-Семигинів на глибинах 3695 м, 3692 м, 3693 м і 3700 м. Значення абсолютної відмітки залягання ВНК вигодського покладу з вказаних свердловин становить –3331,0 м. Встановлений поверх нафтоносності

становить 129,4 м. Ефективна товщина вигодської світи еоцену, визначена за даними промислової геофізики, максимальна на східній частині структури, де досягає значення 57,8-63,2 м. У західному напрямку ефективна товщина закономірно змінюється до 32,4-32,1 м [2, 3].

Ефективна нафтонасичена товщина найбільша у склепінній частині у свердловині № 10, де вона досягає значення 61,2 м. У східному, північному і західному напрямках від цієї свердловини значення ефективної нафтонасиченої товщини зменшується до 0 на зовнішньому контурі нафтоносності, при цьому в східному і північному напрямках вона більш різка, ніж в західному. Початкові пластові тиски в покладі виміряні в процесі дослідження свердловин №№ 10, 11, 28, 31, 33-Семигинів. Температура у склепінні вигодського покладу становить 95 °С, на середині покладу – 96 °С, на ВНК – 98 °С. Перспективи подальшого нарощування ресурсів Степівського родовища пов'язані з його відсіченою скидо-зсувом північно-західною перикліналлю, де можливі самостійні, тектонічно екрановані нафтові поклади у вигодських відкладах, а також з палеогеновим флішем структур другого ярусу складок, який є промислово нафтоносним на родовищах Борислав та Іваники [2, 3].

#### 2.4 Водоносність

Для характеристики водоносних горизонтів еоценових відкладів проводились такі гідрогеологічні дослідження:

1. Заміри основних параметрів водоносних горизонтів за допомогою машини-лебідки.
2. Заміри пластових тисків і температур глибинними манометрами і термометрами.
3. Відбір глибинних проб води і розчиненого газу (пробовідбірником ПД-3 М).

4. Розрахунок газонасиченості пластових вод і пружності розчинених газів за даними дослідження вод глибинних водоносних горизонтів за методикою В.Н. Корненштейна.

5. Систематизація аналізів хімічного і газового складу підземних вод з розрахунком газогідродинамічних коефіцієнтів і виявленням корелятивних показників для окремих водоносних горизонтів.

Води еоценових відкладів Степівського родовища розкриті свердловинами №№ 12, 35-Семигинів, 21-Улично і 14-Танява. Мінералізація вод 218-283 г/л, коефіцієнт Гатальського – 53-87, тип вод за В.А. Суліним – хлоркальцієвий, відношення натрію до хлору – 0,75-0,87, вміст іонів натрію – 37-43 %-екв., відношення кальцію до магнію – 4,6-5,2, кількість кальцієвих іонів – 5,5-10,1 %-екв., сульфатних – 85-321 мг/л, коефіцієнт сульфатності – 0,04-0,2, кількість гідрокарбонатних іонів – 126-349 мг/л, хлор-бромний коефіцієнт – 24-300. Вміст мікрокомпонентів наступний: йоду – 8-17 мг/л; бромну – 362-1069 мг/л;  $B_2O_3$  – 100-234 мг/л. Розчинені гази вод еоценових відкладів метанового складу, зі значним вмістом важких вуглеводнів (до 11 %) [2, 3].

Основні показники сольового складу пластових вод еоценових відкладів Степівського родовища наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні показники сольового складу пластових вод еоценових відкладів Степівського родовища

Вік	Гідрохімічні показники							
	Мінералізація, г/л	Na, %-екв.	Ca, %-екв.	$\frac{Na}{Ca}$	$\frac{Ca}{Mg}$	$HCO_3$ , мг/л	Коефіцієнт сульфатності	Тип (за В.А. Суліним)
Еоцен	218-283	37-43	5,5-10,1	0,75-0,87	4,6-5,2	120-549	0,04-0,2	Хлоркальцієвий

Води еоценових відкладів характерні седиментаційними водами морських басейнів, значно метаморфізовані, що належать до гідродинамічної зони утрудненого водообміну. Водонафтові горизонти Степівського родовища характеризуються відсутністю областей живлення і

розвантаження палеогенового комплексу порід, що зумовлює їх гідрогеологічну закритість. З точки зору можливого промислового використання пластових вод заслуговують уваги мікрокомпоненти бром та йод, вміст яких у 4-5 разів перевищує кондиційні вимоги [2, 3].

## 3 ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ РОБОТИ

### 3.1 Пошуково-розвідувальні роботи

У 1964 р. сейсморозвідувальними роботами були виявлені Степівська, Любинецька і Семигинівська глибинні складки, найбільш перспективна з яких Степівська рекомендувалась як першочерговий об'єкт пошуково-розвідувальних робіт. У 1966 р. О.І. Костюком, С.П. Вітріком, В.Н. Мацелком складений геологічний проект розвідки площі Семигинів, в основу якого покладена схематична структурна карта по умовному сейсмічному горизонту, складена В.Л. Будним і Е.Г. Садовою за результатами сейсморозвідувальних робіт методом РНП 1964 р. [2, 3].

До складання геологічного проекту розвідки на площі були пробурені свердловини №№ 21 та 22-Улично, які так і залишилися під назвою Уличнянські, хоч безпосереднього відношення до Орів-Уличнянського родовища вони не мають. Враховуючи досвід пошуково-розвідувальних робіт у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, автори проекту для розвідки площі Степіва вибрати метод поперечного профілювання, при якому свердловини закладаються профілями південно-західного простягання, навхрест карпатського простягання розвинутих тут антиклінальних структур. У цьому випадку найповніше висвітлюються особливості геологічної будови той чи іншої розвідувальної площі і умови залягання нафти в покладах при найменших витратах часу і засобів. Для розвідки площі було запроектовано вісім поперечних профілів для свердловин, п'ять з яких в межах більш протяжного Довголуцького блоку і три – у Семигинівському блоці. Відстань між профілями становить 1,4- 2,0 км, між свердловинами у профілях – 0,75-3,0 км, переважно 1,0-1,25 км [2, 3].

У вересні 1966 р., крім свердловин №№ 21 та 22-Улично, була закладена свердловина № 1 з проектною глибиною 4400 м для оцінки

нафтогазоносності закінчення Орів-Уличнянської складки в Довголуцькому блоці [4].

У 1967 р. для форсування розвідки нафтоносності палеогенового флішу Степівської складки були закладені свердловини №№ 10, 31, 12, 11 з проектними глибинами відповідно 4150 м, 4100 м, 4300 м та 4200 м, а для розвідки Любинецької складки – свердловина № 3 з проектною глибиною 4000 м. У другій половині 1967 р. на площі закінчено буріння свердловин №№ 21 та 22-Улично. У 1969 р. на площі Семигинів продовжувалася дорозвідка Степівського родовища (закінчене буріння і випробування свердловин №№ 10, 12, 11, 31), почато вивчення піднасуву Степівського родовища свердловиною № 2 з проектною глибиною 4500 м. За матеріалами геофізичних робіт 1969 р. уточнена геологічна будова Степівського родовища, умови залягання нафти і вигодських відкладів і зроблений висновок, що Любинецька складка відсутня як самостійна структура. У 1970 р. на площі буриться свердловина 33-Семигинів, з метою оконтурення Степівського родовища. Вигодський поклад Степівського родовища експлуатується 5 видобувними свердловинами №№ 2, 10, 11, 28, 33-Семигинівські. Дві свердловини 21-Улично і 31-Семигинів ліквідовані з геологічних причин та дві свердловини 22-Улично і 14-Танява – ліквідовані з технічних причин [2, 3].

Дані про відбір і винос керну зі свердловин вигодського покладу зведені у таблицю 3.1.

Результати стандартного і деталізаційного комплексу геофізичних досліджень приведені відповідно у таблицях 3.2 та 3.3.

А у таблиці 3.4 приведені результати замірів  $N_{\text{эф}}$ ,  $K_{\text{п}}$ ,  $K_{\text{н.г.}}$  вигодських відкладів Степівського родовища за даними промислової геофізики.

Таблиця 3.1 – Відбір і винос керну по свердловинах вигодської світи Степівського родовища

№ п/п	Номер свердловини	Загальна проходка, м	Проходка СДК, м	Лінійний винос керну, м	Вигодська світа		
					Загальна проходка, м	Проходка СДК, м	Лінійний винос керну, м
1	2-Семигинів	4242	176,7	34,30	105	6,1	2,0
2	10-Семигинів	3681	226,2	58,40	110	56,2	15,7
3	11-Семигинів	3824	188,7	58,42	101	33,8	5,15
4	12-Семигинів	3887	301,6	90,70	112	71,5	16,1
5	28-Семигинів	3900	261,6	83,76	152	20,2	3,98
6	31-Семигинів	4105	203,7	59,14	103	19,8	3,85
7	33-Семигинів	3832	97,3	28,25	116	28,1	7,25
8	21-Улично	3885	318,2	95,98	119	21,0	5,85
9	22-Улично	3813	286,0	83,81	110	26,7	5,4
	<b>Усього:</b>	<b>35169</b>	<b>2060</b>	<b>592,76</b>	<b>1028</b>	<b>283,4</b>	<b>65,28</b>

Таблиця 3.2 – Стандартний комплекс геофізичних досліджень, що проведені у свердловинах Степівського родовища (масштаб 1:500)

Номер свердловини	Відкритий розріз		Ст. каротаж		Каверномір		ГК, НГК		Термометрія	
	Інтервал, м	Товщина, м	м	%	м	%	м	%	м	%
2-Семигинів	0-4300	4300	4270	99	4285	99	4300	100	–	–
10-Семигинів	0-3660	3660	3660	100	3660	100	3660	100	–	–
11-Семигинів	0-3780	3780	3780	100	3780	100	3750	99	–	–
28-Семигинів	0-3880	3880	3880	100	3880	100	3880	100	–	–
31-Семигинів	0-4060	4060	4060	100	4020	99	4060	100	–	–
33-Семигинів	0-3780	3780	3780	100	3780	100	3780	100	3550	94
21-Улично	0-3870	3870	3870	100	3850	99	3860	97	3800	98
22-Улично	0-3770	3770	3770	100	3550	94	3600	97	–	–

Таблиця 3.3 – Деталізаційний комплекс геофізичних досліджень, що проведені у свердловинах Степівського родовища (масштаб 1:200)

Номер свердловини	Продуктивний розріз		БКЗ		Мікро-каверномір		Боковий каротаж		Мікро-каротаж		ГК, НГК		Індукційний каротаж		Мікробоковий каротаж		Акустичний каротаж	
	Інтервал, м	Товщина, м	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%	м	%
2-Семигинів	3310-3710	400	385	96	400	100	400	100	400	100	400	100	230	57	230	57	230	57
10-Семигинів	3238-3660	422	418	99	422	100	282	67	302	71	422	100	–	–	–	–	–	–
11-Семигинів	3355-3766	411	411	100	411	100	411	100	411	100	385	84	192	47	–	–	–	–
28-Семигинів	3340-3753	413	413	100	413	100	413	100	133	32	413	100	413	100	–	–	–	–
31-Семигинів	3345-3775	430	430	100	430	100	430	100	430	100	430	100	–	–	–	–	–	–
33-Семигинів	3305-3750	445	445	100	375	84	375	84	375	84	445	100	–	–	445	100	445	100
22-Улично	3328-3746	418	418	100	342	82	272	65	272	65	272	65	–	–	–	–	–	–

Таблиця 3.4 – Результати замірів результати замірів  $H_{EF}$ ,  $K_{П}$ ,  $K_{Н.Г.}$  вигодських відкладів  
Степівського родовища за даними промислової геофізики

Інтервал, м	$H_{ЗАГ}$ , м	$H_{EF}$ , м	$K_{П}^{БКЗ}$ , %	$K_{П}^{ПС}$ , %	$K_{П}^{AK}$ , %	$K_{П}^{ЛАБОР}$ , %	$K_{ПР}^{ЛАБОР}$ , мД	$K_{П}^{ОПТ}$ , %	Підрахункові параметри		
									$H_{EF}$ , м	$K_{П}$ , %	$K_{Н.Г.}$ , %
<b>Свердловина 2-Семигинів</b>											
3604,0-3620,0	16,0	11,5	14,0	–	12,0	14,6		13,5	11,5	13,5	81
3621,2-3626,8	5,6	3,4	12,6	–		9,3		10,9	3,4	10,9	79
3627,6-3638,4	10,8	0,7	9,0	–				9,0	0,7	9,0	72
3640,8-3654,6	10,8	2,8	8,4	–				8,4	2,8	8,4	70
3654,0-3664,8	10,8	1,6	15,1	–		10,3		12,7	1,6	12,7	81
3665,5-3687,6	22,0	10,9	16,3	–	14,0	11,1		13,8	10,9	13,8	75
3689,2-3693,6	4,4	0,9	11,6	–				11,6	0,9	11,6	73
3696,4-3709,0	12,6	4,5	8,3	–				8,3	4,5	8,3	68
<b>Сума</b>		<b>36,3</b>							<b>36,3</b>	<b>12,1</b>	<b>77</b>
<b>Свердловина 10-Семигинів</b>											
3558,0-3573,2	15,2	10,3	13,1	13,2		–		13,1	15,2	13,1	75
3574,4-3590,8	16,4	11,2	12,4	11,8		–		12,1	16,4	12,1	74
3592,6-3608,0	15,4	5,2	9,4	–		6,5		9,4	15,4	9,4	77
3621,6-3637,2	15,6	12,6	14,0	10,8		11,5		12,4	15,6	12,4	76
3640,0-3655,2	15,2	14,8	13,6	12,6		10,4	0,3-0,9	13,1	14,8	13,1	75
3657,8-3668,0	10,2	7,1	11,3	–		11,2	0,2-0,5	11,3	7,1	11,3	72
<b>Сума</b>		<b>61,2</b>							<b>61,2</b>	<b>12,2</b>	<b>75</b>

## Продовження таблиці 3.4

Інтервал, м	Н <sub>ЗАГ</sub> , м	Н <sub>ЕФ</sub> , м	К <sub>П</sub> <sup>БКЗ</sup> , %	К <sub>П</sub> <sup>ПС</sup> , %	К <sub>П</sub> <sup>АК</sup> , %	К <sub>П</sub> <sup>ЛАБОР</sup> , %	К <sub>ПР</sub> <sup>ЛАБОР</sup> , мД	К <sub>П</sub> <sup>ОПГ</sup> , %	Підрахункові параметри		
									Н <sub>ЕФ</sub> , м	К <sub>П</sub> , %	К <sub>НГ</sub> , %
<b>Свердловина 28-Семигинів</b>											
3639,0-3664,0	25,0	16,7	11,9	12,7				12,3	16,7	12,3	80
3665,4-3676,4	11,0	6,4	11,2	–				11,2	6,4	11,2	78
3678,2-3692,0	13,8	6,9	13,9	10,3				12,1	6,9	12,1	75
<i>Разом</i>									<i>30,0</i>	<i>12,0</i>	<i>79</i>
3694,6-3714,8	20,8	13,6	14,0	14,0				14,0	13,6	14,0	
3715,6-3742,0	26,4	15,5	14,0	11,5				12,7	15,5	12,7	
3743,2-3753,0	9,8	0,9	8,5	–				8,5	0,9	8,5	
<b>Сума</b>		<b>60,0</b>							<b>60,0</b>	<b>12,6</b>	<b>79</b>
<b>Свердловина 31-Семигинів</b>											
3672,0-3687,2	153,2	9,7	13,7	12,9				13,3	9,7	13,3	76
3688,0-3693,2	5,2	2,7	13,2	12,0				12,6	2,7	12,6	77
<i>Разом</i>									<i>12,4</i>	<i>12,9</i>	<i>76</i>
3693,8-3705,8	12,0	6,9	11,2	13,7				12,4	6,9	12,4	
3706,4-3721,6	15,2	9,5	13,2	13,7				13,4	9,5	13,4	
37222,4-3730,6	8,2	3,5	11,6	11,1				11,4	3,5	11,4	
3734,4-3751,2	16,8	9,0	12,0	11,8				11,9	9,0	11,9	
3753,6-3775,0	21,4	16,5	12,0	13,7				12,8	16,5	12,8	
<b>Сума</b>		<b>57,8</b>							<b>57,8</b>	<b>12,7</b>	<b>76</b>

## Продовження таблиці 3.4

Інтервал, м	НЗАГ, м	Н <sub>ЕФ</sub> , м	К <sub>П</sub> <sup>БКЗ</sup> , %	К <sub>П</sub> <sup>ПС</sup> , %	К <sub>П</sub> <sup>АК</sup> , %	К <sub>П</sub> <sup>ЛАБОР</sup> , %	К <sub>ПР</sub> <sup>ЛАБОР</sup> , мД	К <sub>П</sub> <sup>ОПТ</sup> , %	Підрахункові параметри		
									Н <sub>ЕФ</sub> , м	К <sub>П</sub> , %	К <sub>НГ</sub> , %
<b>Свердловина 33-Семигинів</b>											
3632,0-3650,4	18,4	11,2	12,6	13,8	12,0			13,2	11,2	13,2	79
3652,0-3666,0	14,0	6,2	13,5	9,5	12,0			11,5	6,2	11,5	77
3669,2-3688,0	18,8	14,2	13,5	14,5	12,0			14,0	14,2	14,0	79
3688,0-3700,0	12,0	4,0	11,2	–	10,9			11,2	4,0	11,2	74
<i>Разом</i>									35,6	13,0	78
3700,0-3705,8	5,8	2,2	11,4	11,2	11,4			11,3	2,2	11,3	
3705,8-3734,4	28,6	16,1	12,0	11,8	11,0			11,9	16,1	11,9	
3736,0-3748,0	12,0	9,2	12,0	12,8	13,2			12,4	9,2	12,4	
<b>Сума</b>		<b>63,1</b>							<b>63,1</b>	<b>12,6</b>	<b>78</b>
<b>Свердловина 22-Улично</b>											
3636,0-3642,4	6,4	3,1	7,0	–				7,0	3,1	7,0	71
3643,2-3659,0	15,8	8,8	14,1	14,5				14,3	8,8	14,3	80
3662,0-3674,8	12,8	3,8	11,4	–				11,4	3,8	11,4	75
3682,8-3693,2	10,4	5,9	15,1	14,7				14,9	5,9	14,9	74
3696,0-3701,0	5,0	3,1	15,1	13,9				14,5	3,1	14,5	68
3702,2-3717,8	15,6	6,1	15,1	12,9		6,2		14,0	6,1	14,0	66
3726,8-3746,0	19,2	1,6	7,0	–				7,0	1,6	7,0	69
<b>Сума</b>		<b>32,4</b>							<b>32,4</b>	<b>13,0</b>	<b>73</b>

Закінчення таблиці 3.4

Інтервал, м	H <sub>ЗАГ</sub> , м	H <sub>ЕФ</sub> , м	K <sub>П</sub> <sup>БКЗ</sup> , %	K <sub>П</sub> <sup>ПС</sup> , %	K <sub>П</sub> <sup>АК</sup> , %	K <sub>П</sub> <sup>ЛАБОР</sup> , %	K <sub>ПР</sub> <sup>ЛАБОР</sup> , мД	K <sub>П</sub> <sup>ОПТ</sup> , %	Підрахункові параметри		
									H <sub>ЕФ</sub> , м	K <sub>П</sub> , %	K <sub>НГ</sub> , %
<b>Свердловина 21-Улично</b>											
3747,0-3762,6	15,6	4,4	8,1	–				8,1	4,4	8,1	
3762,6-3768,0	5,4	3,3	1,6	9,8				10,7	3,3	10,7	
3771,6-3792,0	20,4	18,7	3,6	14,6				14,1	18,7	14,1	
3793,0-3812,8	19,8	1,4	8,1	–				8,1	1,4	8,1	
3812,8-3836,0	23,2	11,7	11,6	10,7				11,5	11,7	11,5	
3842,2-3866,0	23,8	15,8	13,0	12,0		10,4		12,2	15,8	12,2	
<b>Сума</b>		<b>55,3</b>							<b>55,3</b>	<b>11,2</b>	

### 3.2 Результати випробування та дослідження свердловин

Об'єкти для випробування у свердловинах еоценового покладу Степівського родовища вибиралися за результатами обробки матеріалів промислово-геофізичних досліджень, вивчення кернового матеріалу і геологічних досліджень у процесі буріння [2, 3].

Розкриття об'єктів випробування проводилось знизу вгору шляхом перфорації експлуатаційних колон кумулятивними перфораторами ПКС-80, ПКС-89, ПКС-105 та ПКС-103 із розрахунку 2 отворів на 1 погонний метр або гідроперфораторами із розрахунку 2 отвори на 1 погонний метр [4].

У двох свердловинах 10-Семигинів та 14-Танява випробування продуктивних горизонтів проводилося через 5" фільтр.

Для виклику припливу із пласта проводився спуск у свердловину 2 ½" НКТ у верхню частину перфорованого об'єкту з подальшою заміною глинистого розчину на воду і пониженням рівня рідини компресором [4].

У випадку отримання із пласта припливу флюїду проводився комплекс дослідницьких робіт [4].

Випробувані об'єкти у випадку необхідності перекривалися цементними мостами [4].

Дані випробування свердловин приведені у таблиці 3.5.

Основний об'єм дослідницьких робіт проведено на початковій стадії розробки родовища – до 1974 р. (табл. 3.6).

Починаючи з 1975 р. дослідницькі роботи на родовищі проводилися в обмеженій кількості. Пов'язане це з розташуванням родовища в межах другої санітарної зони Стрийського водозабору і неможливістю проведення капітальних і підземних ремонтів без забруднення навколишнього середовища. Не дозволяло проведенню дослідницьких робіт інтенсивне парафіноутворення в колонах насосно-компресорних труб, недостатня кількість робіт з їх депарафінізації та обриви НКТ, що зумовлювало непрохідність колон. Тому, в основному, проводились заміри пластових тисків в окремих свердловинах [2, 3].

Результати замірів тисків за окремі періоди розробки родовища подані у таблиці 3.7.

Таблиця 3.5 – Результати випробування свердловин Степівського родовища

Номер свердловини	Дата випробування	Інтервал випробування, м	Горизонт	Метод відкриття	Абсолютна відмітка інтервалу випробування, м	Дані про випробування і дослідження
10-Семигинів	24.02.1969- 30.03.1969 р.	3664,5-3450,8	Вигодська світа	5" фільтр	-3308,0- -3184,3	Отримано приплив нафти: 10 мм штуцер: Дебіт нафти – 45,5 т/добу, вибійний тиск – 130 кг/см <sup>2</sup> , тиск перед штуцером – 20 кг/см <sup>2</sup> , затрубний тиск – 95 кг/см <sup>2</sup> . 8 мм штуцер: Дебіт нафти – 42,0 т/добу, вибійний тиск – 205 кг/см <sup>2</sup> , тиск перед штуцером – 41 кг/см <sup>2</sup> , затрубний тиск – 130 кг/см <sup>2</sup> . 6 мм штуцер: Дебіт нафти – 35,4 т/добу, вибійний тиск – 237,4 кг/см <sup>2</sup> , тиск перед штуцером – 50 кг/см <sup>2</sup> , затрубний тиск – 140 кг/см <sup>2</sup> . 4,5 мм штуцер: Дебіт нафти – 26,5 т/добу, вибійний тиск – 294,2 кг/см <sup>2</sup> , тиск перед штуцером – 70 кг/см <sup>2</sup> , затрубний тиск – 170 кг/см <sup>2</sup> .  Пластовий тиск на глибині 3602,6 м – 44,3 МПа, пластова температура на глибині 3500 м – 98 °С.

Продовження таблиці 3.5

Номер свердловини	Дата випробування	Інтервал випробування, м	Горизонт	Метод відкриття	Абсолютна відмітка інтервалу випробування, м	Дані про випробування і дослідження
31-Семигинів	01.12.1968- 23.12.1968 р.	3684-3675 цементний міст 3668-3600	Вигодська світа	Гідропіско- струйна перфорація, 2 отв. / 1 пог.м, Всього 18 отв.	-3313,6- -3304,6	Отримано приплив нафти дебітом 0,76 м <sup>3</sup> /добу при динамічному рівні 1338 м.  Пластовий тиск 40,6 МПа.
33-Семигинів	30.01.1970- 14.04.1970 р. I об'єкт	3739-3710 цементний міст 3750-3700	Вигодська світа	Гідропіско- струйна перфорація, 2 отв. / 1 пог.м, Всього 40 отв.	-3367,8- -3347,8	Отримано приплив нафти дебітом 1,65 м <sup>3</sup> /добу при динамічному рівні 1600 м.
33-Семигинів	15.04.1970- 31.05.1970 р. II об'єкт	3690-3630 цементний міст 3700-3607	Вигодська світа	Гідропіско- струйна перфорація, 2 отв. / 1 пог.м, Всього 120 отв.	-3327,8- -3267,2	Отримано приплив нафти: 4 мм штуцер: Дебіт нафти – 12,1 т/добу, тиск перед штуцером – 20 кг/см <sup>2</sup> , затрубний тиск – 130,6 кг/см <sup>2</sup> . 3 мм штуцер: Дебіт нафти – 7,7 т/добу, вибійний тиск – 272,5 кг/см <sup>2</sup> , тиск перед штуцером – 50,7 кг/см <sup>2</sup> , затрубний тиск – 110 кг/см <sup>2</sup> .  Пластовий тиск на глибині 3688 м – 43,7 МПа, пластова температура на глибині 3680 м – 96 °С.

Закінчення таблиці 3.5

Номер свердловини	Дата випробування	Інтервал випробування, м	Горизонт	Метод відкриття	Абсолютна відмітка інтервалу випробування, м	Дані про випробування і дослідження
35-Семигинів	05.02.1971- 26.03.1971 р.	3812-3732,5 цементний міст 3732-3680	Вигодська світа	Відкритий вибій	-3442,7- -3362,7	Отримано приплив нафти дебітом 0,95 м <sup>3</sup> /добу при динамічному рівні 1864 м.
21-Улично	03.07.1967- 31.07.1967 р. I об'єкт	3840-3812 цементний міст 3850-3800	Вигодська світа	Перфорація ПК-103, 20 отв./1 пог.м, всього 560 отв.	-3460,4- -3432,4	Отримано приплив води дебітом 1,6 м <sup>3</sup> /добу при динамічному рівні 1928 м.
21-Улично	17.08.1967- 13.09.1967 р. II об'єкт	3792-3771 цементний міст 3768-3753	Вигодська світа	Перфорація ПК-103, 20 отв./1 пог.м, всього 560 отв	-3412,9- -3391,9	Отримано приплив води дебітом 8,8 м <sup>3</sup> /добу при динамічному рівні 1348 м.
21-Улично	14.09.1967- 30.09.1967 р. III об'єкт	3730-3693 цементний міст 3667-3611	Бистрицька світа	Перфорація ПК-103, 20 отв./1 пог.м, всього 740 отв	-3351,7- -3314,7	Отримано приплив води дебітом 19,0 м <sup>3</sup> /добу при динамічному рівні 1830 м.
14-Танява	14.12.1969- 10.01.1970 р. I об'єкт	3791-3837	Бистрицька і Вигодська світи	5" фільтр	-3389,8- -3435,8	Отримано приплив води дебітом 7,2 м <sup>3</sup> /добу.
14-Танява	28.05.1970- 10.08.1970 р. II об'єкт	Цементний міст 3775	Бистрицька світа	Перфорація ПК-103, 20 отв./1 пог.м, всього 500 отв	-3371,8- -3334,8	Отримано приплив води дебітом 3,8 м <sup>3</sup> /добу. Пластовий тиск на глибині 3650 м – 40,55 МПа.

Таблиця 3.6 – Результати дослідження свердловин і пластів вигодського покладу Степівського родовища

Показники	Вигодський поклад	
	Інтервал зміни	Середня величина
Початковий пластовий тиск, МПа	43,34-44,36	43,97
Пластова температура, °С	95-98	96
Геотермічний градієнт, °С/м		2,5
Дебіт нафти, т/добу	14-40	23,7
Обводненість продукції, %	0,8-1,2	1,0
Питома продуктивність, м <sup>3</sup> / мД·МПа	0,91-1,67	1,3
Гідропровідність, (мкм <sup>2</sup> · см) / (МПа · с)	0,85-9,0	4,2
Приведений радіус, м		0,1
Проникність, ·10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		0,5

Таблиця 3.7 – Результати замірів пластових тисків у свердловинах вигодського покладу Степівського родовища

Номер свердловини	Інтервал перфорації, м	Поклад	Дата заміру	Глибина заміру	Абсолютна відмітка заміру, м	Пластовий тиск на глибині заміру, ПМа
2-Семигинів	3605,2-3670,4	vg	04.04.1973	3638	-3241	43,91
			08.09.1975	3638	-3241	43,68
			29.11.1979	3638	-3241	39,14
			12.06.1985	3638	-3241	38,03
			01.06.1991	3637	-3240	37,49
			14.02.2003	3637,5	-3240	36,01
10-Семигинів	3540,8-3664,5	vg	09.04.1969	3600	-3223,5	44,02
			02.04.192	3500	-3123,5	42,80
			02.04.1978	3600	-3223,5	43,54
			30.07.1984	3600	-3223,5	42,93
			09.02.1988	3600	-3223,5	42,39
			22.06.1994	3600	-3223,5	41,23
			05.10.2001	3600	-3223,5	37,06
			04.09.2003	3600	-3223,5	34,85
11-Семигинів	3663-3695	vg	04.09.1969	3679	-3313	41,81
28-Семигинів	3640-3664	vg	13.07.1973	3652	-3294,8	38,41
			02.04.1987	3652	-3294,8	37,77
33-Семигинів	3630-3690	vg	08.08.1971	3594	-3235	40,14
			15.07.1973	3594	-3235	37,08
			21.05.1989	3594	-3235	35,89
			29.05.1999	3594	-3235	34,23

Отже, на Степівському родовищі проведено повний загальний комплекс геофізичних досліджень свердловин, який має достатньо високу результативність. У результаті інтерпретації та переінтерпретації матеріалів ГДС обґрунтовано підрахункові параметри для оцінки запасів родовища.

### 3.3 Відомості про розробку родовища

Вигодський поклад відкрито у 1969 р. свердловинами 10 та 28-Семигинів, які введені в експлуатацію з початковими дебітами 25 і 3 т/добу. За перші шість місяців експлуатації видобуток нафти коливався в межах 1230-1747 т/місяць, а після введення в експлуатацію свердловини 11-Семигинів (жовтень 1969 р.) збільшився до 2333 т/місяць. У подальшому видобуток нафти поступово зменшувався, а з введенням в експлуатацію свердловини 2-Семигинів у 1973 р. місячні видобутки нафти збільшилися і у грудні досягли 2900 т. У наступні роки місячні видобутки нафти поступово зменшувались у і 1995-1997 рр. не перевищували 215-240 т/місяць [2, 3].

Збільшення кількості теплових обробок та об'єму закачуваної гарячої нафти, проведення термоциклічних обробок привибійної зони та колон НКТ розчинником асфальтопарафіністих відкладів, обробки свердловин нафрозом та гасом освітлювальним, покращення умов експлуатації свердловини 10-Семигинів після заміни штуцерів дало можливість наростити видобуток нафти. Так середньомісячний видобуток нафти за 1999 р. дорівнював 375 т, у 2000 р. – 445 т, у 2001 р. – 453 т, у 2002 р. – 512 т, у 2004 р. – 502 т, у 2005 р. – 446 т. Максимальної величини (29,9 тис.т) річний видобуток нафти досягнув у 1974 р., коли експлуатаційний фонд свердловин збільшився до п'яти (свердловина 2-Семигинів введена у експлуатацію у вересні 1973 р.). Після цього він зменшувався щорічно у середньому на 6,0 тис.т, а у 1977-1986 рр. – на 0,2-2,3 тис.т. У 1989-1993 рр. річний видобуток нафти стабілізувався на рівні 4,3-5,0 тис.т. Різке падіння річного видобутку нафти зафіксоване у 1994 і 1995 рр., де він зменшився відповідно на 3,0 і 2,6 тис.т. Застосування теплових методів, як вказувалося вище, дало можливість наростити видобуток нафти до 4,5 тис.т у 1998 р., 5,3 тис.т у 2001 р., 5,4 тис.т у 2003 р., 6,0 тис.т у 2004 р. та 5,4 тис.т у 2005 рр. Далі показники тримають на стабільному рівні [2, 3].

Дебіт нафти на відпрацьований свердловино-день максимальної величини 17 т/добу (крім початково) досягнув у 1974 р., у подальшому

поступово зменшувався і у 1989-1993 рр. стабілізувався на рівні 3,2-3,4 т/добу. У 1994 та 1995 рр. дебіт нафти зменшується до 2,2 і 1,8 т/добу відповідно, а у подальшому збільшується і у 1997-1998 рр. досягнув рівня 1989-1993 рр. – 3,1-3,6 т/добу. У 2003-2024 рр. дебіт нафти н свердловино-день становив відповідно 4,2; 4,1 та 3,7 т/добу. Газовий фактор у початковий період становив 199 м<sup>3</sup>/т (1969 р.), у подальшому почав збільшуватися і у 1973 р. сягнув 807 м<sup>3</sup>/т. У наступні роки він стабілізувався на рівні 570-790 м<sup>3</sup>/т. Обводнення продукції у процесі експлуатації не перевищувало 1-6 %. У 2005 р. воно становило 1,3 % [2, 3]. У 2024 р. із покладу видобуто 5,35 тис.т нафти, 7,79 млн.м<sup>3</sup> газу та 0,07 тис.м<sup>3</sup> води.

Динаміка пластових тисків вигодського покладу у свердловинах 2, 10, 33-Семигинів свідчить, що найбільш різке падіння їх фіксується на початковій стадії розробки до 1976 р., коли відбори нафти з пласта були максимальними і досягали 0,7 % від початкових видобувних запасів. У подальшому зі зменшенням відборів нафти з пласта (до 0,39 % і менше), темпи падіння пластового тиску сповільнюються. Проте прослідкувати детально динаміку пластового тиску неможливо через недостатню кількість замірів. Останні заміри пластових тисків проводились у свердловинах 2 та 10-Семигинів у 2013 р. [2, 3].

Перешкоджало проведенню дослідницьких робіт інтенсивне парафіноутворення в колонах НКТ, недостатня кількість робіт з депарафінізації та обриви НКТ, що зумовлювало непрохідність колон [4].

## 4 ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ПОКЛАДУ І ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ

### 4.1 Обґрунтування методу підрахунку запасів

Відповідно до Інструкції ДКЗ України основним методом підрахунку запасів нафти є об'ємний метод. Його можна застосовувати на будь-якій стадії пошуково-розвідувальних робіт і на будь-якій стадії розробки та при будь-якому режимі роботи покладів. Об'ємний метод підрахунку запасів ґрунтується на підрахунку об'єму пор покладу, заповненого нафтою [5, 6].

Дані про умови залягання нафти, товщини, пористість, нафтонасиченість пластів-колекторів, фізико-хімічні властивості нафти і газу дозволять провести підрахунок запасів нафти і розчиненого газу вигодського покладу Степівського родовища об'ємним методом [1].

Запаси нафти визначаються за формулою [1]:

$$Q_{н.вид.} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \theta \cdot \rho_n \cdot \eta_n,$$

де  $Q_{н.вид.}$  – видобувні ресурси нафти, т;

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

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

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

$\beta_n$  – середній коефіцієнт нафтонасичення породи, частки одиниці;

$\eta_n$  – коефіцієнт нафтовіддачі, частки одиниці;

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

$\rho_n$  – густина нафти на поверхні при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>.

Підрахунок запасів розчиненого у нафті газу проводиться за формулою [1]:

$$V_{ГАЗУ} = Q_{н.вид.} \cdot \eta_0,$$

де  $V_{ГАЗУ}$  – запаси газу, тис.м<sup>3</sup>;

$Q_{н.вид.}$  – запаси нафти, тис.т;

$\eta_0$  – газовміст пластової нафти, м<sup>3</sup>/т.

## 4.2 Характеристика продуктивних горизонтів

Фізико-літологічні особливості порід продуктивного розрізу після первинного опису керну і шламу за візуальними спостереженнями вивчалися у лабораторіях КГТП тресту «Львівнафторозвідка».

По продуктивній частині розрізу пробурено 670,1 м, піднято керну 197,24 м, що становить 25,9 %. Літологічний склад порід вивчався у шліфах. Із вигодських відкладів Степівського родовища вивчено 19 шліфів. Відклади вигодської світи еоцену представлені пісковиками і алевролітами з прошарками аргілітів, гравелітів та конгломератів. Відкрита пористість колекторів продуктивних горизонтів вивчалась у лабораторіях на зразках, піднятих із свердловин. Вона визначалась методом Преображенського, суть якого полягає у тому, що об'єм відкритих пор встановлюється за об'ємом гасу, який ввійшов у зразок при вакуумуванні, а об'єм зразка визначається гідростатичним зважуванням у гасі. Поділивши об'єм пор на об'єм зразка отримують величину ефективної пористості. Повна пористість визначалась методом Мельгера, який базується а визначенні густини породи і її зерен [2, 3].

Фізичні параметри зразків порід вигодського покладу Степівського родовища наведені у таблиці 4.1.

По вигодському покладу досліджувалось 63 зразки зі свердловин №№ 10, 11, 12, 28, 31, 33-Семигинів; 21, 22-Улично (таблиця 4.1).

Оцінка значення нижньої границі відкритої для колекторів промислових категорій в умовах Степівського родовища ускладнена через недостатній відбір і винос керну із продуктивного горизонту, малої кількості лабораторних визначень колекторських властивостей і відсутності детального поінтервального випробування та дослідження окремих пачок нафтоносних відкладів [4].

Таблиця 4.1 – Фізичні параметри зразків порід вигодської світи Степівського родовища

№ свердловини	Інтервал відбору керну, м	Назва породи	Густина породи, кг/м <sup>3</sup>	Відкрита пористість, %	Повна пористість, %	Нафтонасиченість, %	Водонасиченість, %	Карбонатність, %	Проникність, мД
10-Семигинів	3589,0-3592,1	Пісковик	2650	0,3	–	–	–	32,4	0,1
	3589,0-3592,1	–//–	2500	6,5	7,0	13,0	32,6	16,8	0,1
	3596,8-3602,8	–//–	2610	2,1	2,3	39,3	27,0	25,7	0,1
	3596,8-3602,8	–//–	2330	11,5	12,4	13,6	7,0	8,0	8,0
	3610,7-3622,7	Аргіліт	2610	1,5	–	–	–	6,2	0,1
	3627,2-3633,8	Пісковик	2570	3,0	3,2	41,8	50,6	–	0,1
	3627,2-3633,8	–//–	2590	3,0	3,2	26,4	5,1	–	0,1
	3644,6-3651,6	–//–	2350	11,2	–	–	–	2,8	0,9
	3644,6-3651,6	–//–	2370	10,4	11,1	20,0	1,7	–	0,3
	3644,6-3651,6	–//–	2370	10,4	–	–	–	5,7	0,9
	3651,6-3653,1	–//–	2310	12,7	–	–	–	4,3	4,5
	3651,6-3653,1	–//–	2350	11,3	12,2	41,2	0,4	–	0,2
	3659,1-3667,0	–//–	2300	12,8	13,8	26,9	1,6	–	0,5
	3659,1-3667,0	–//–	2380	9,9	10,6	44,8	1,7	–	0,1
11-Семигинів	3696,0-3706,6	Пісковик	2660	1,1	–	–	–	40,6	0,1
	3730,5-3736,0	–//–	2580	3,3	3,6	50,0	3,0	–	0,1
	3743,5-3749,2	–//–	2290	13,1	14,1	12,4	0,5	–	4,5
	3743,5-3749,2	–//–	2580	3,3	3,6	30,2	21,2	–	0,1

Продовження таблиці 4.1

№ свердловини	Інтервал відбору керну, м	Назва породи	Густина породи, кг/м <sup>3</sup>	Відкрита пористість, %	Повна пористість, %	Нафтонасиченість, %	Водонасиченість, %	Карбонатність, %	Проникність, мД
12-Семигинів	3770,5-3776,0	Пісковик	2670	0,9				77,1	0,1
	3786,8-3791,2	– // –	2620	0,9				8,4	0,5
	3791,2-3795,9	– // –	2550	4,6				7,5	0,1
	3795,9-3800,9	– // –	2600	1,9				15,1	0,1
	3804,8-3809,0	Алевроліт	2620	1,2				2,6	0,1
	3811,7-3815,4	Пісковик	2640	1,7				–	0,1
	3835,9-3839,2	– // –	2620	1,7				0,0	0,1
	3839,2-3841,6	Аргіліт	2660	1,4				9,6	0,1
	3841,6-3845,7	Пісковик	2620	1,0				–	0,1
28-Семигинів	3636,4-3641,4	Пісковик	–	1,2					–
	3664,5-3668,5	– // –	2590	3,3					0,1
	3664,5-3668,5	– // –	–	0,7					–
	3668,5-3671,0	– // –	2650	2,2					0,1
	3717,0-3725,7	– // –	2560	2,4					0,1
	3717,0-3725,7	– // –	–	1,6					–
31-Семигинів	3747,8-3752,7	Пісковик	2600	2,2				9,0	0,1
33-Семигинів	3668,2-3673,5	Пісковик	2610	1,5				11,7	0,1
	3710,0-3715,0	Гравеліт	2630	1,6				12,9	0,1

Закінчення таблиці 4.1

№ свердловини	Інтервал відбору керну, м	Назва породи	Густина породи, кг/м <sup>3</sup>	Відкрита пористість, %	Повна пористість, %	Нафтонасиченість, %	Водонасиченість, %	Карбонатність, %	Проникність, мД
21-Улично	3817,7-3821,2	Пісковик		3,2			81,7	–	0,1
	3845,6-3848,3	– // –		4,3			87,6	5,5	0,1
	3845,6-3848,3	– // –		3,6			85,6	7,5	0,1
	3857,9-3862,8	– // –		2,0			83,6	7,4	0,1
	3857,9-3862,8	– // –		2,6			–	5,4	0,1
	3857,9-3862,8	– // –		2,4			–	–	1,3
22-Улично	3672,0-3674,7	Пісковик	–	3,7	–	–	–	9,1	0,1
	3680,6-3684,8	– // –	2600	1,5	3,9	59,2	12,3	13,1	0,1
	3703,0-3709,9	– // –	2510	6,2	6,4	29,1	54,0	12,5	0,1

У зв'язку з цим, нижня границя пористості для вигодських відкладів прийнята рівною 7 % за аналогією з сусіднім Долинським родовищем.

У вигодських відкладах відкрита пористість вивчена на основі 48 зразків, з яких 42 зразки (93,8 %) пісковики, гравеліти та алевроліти.

Тільки 9 зразків характеризують колектори промислових категорій з відкритою пористістю 7-13,1 % (у середньому 11,4 %):

$$m = \frac{11,5 + 11,2 + 10,4 + 10,4 + 12,1 + 11,3 + 12,3 + 9,9 + 13,1}{9} = 11,4\%.$$

Нафтонасичена частина вигодської світи охарактеризована 23 зразками пісковиків і алевролітів із яких 8 характеризують колектори з відкритою пористістю 7-12,8 % (у середньому 11,3 %):

$$m = \frac{11,5 + 11,2 + 10,4 + 10,4 + 12,1 + 11,3 + 12,3 + 9,9}{8} = 11,3\%.$$

Зрозуміло, що для чіткого уявлення про зміну відкритої пористості продуктивного горизонту як по площі, так і по розрізу даної кількості лабораторних визначень недостатньо. Для визначення відкритої пористості використовуються методи промислової геофізики, які дають інформацію про ефективну пористість колекторів по всьому розрізу продуктивних відкладів. Визначене максимальне значення пористості відкладів вигодської світи за даними промислової геофізики становлять 15 %, що є дещо вищим за максимальні значення пористості за лабораторними дослідженнями (11,3 %). Таке розходження пояснюється тим, що досвід буріння на площах всього Передкарпатського прогину показує, що добре проникні пористі колектори у процесі буріння легко руйнуються, а на поверхню виносяться переважно зразки твердих, малопроникних порід з незначною пористістю [2, 3].

Таким чином, ні кількість, ні склад зразків, що досліджувалися у лабораторії, не можуть дати вірного уявлення про величину пористості і характеру її зміни по розрізу та площі.

Проникність є одним із важливих фізичних параметрів продуктивних горизонтів і визначається за результатами лабораторних досліджень зразків порід і за промислово-геофізичними даними.

Проникність зцементованих порід в основному визначалась приладом ГК-5 шляхом заміру стисненого повітря, яке проходить через зразок породи під тиском 0,5 МПа. Проникність сипучих порід визначалась на установці УПК-1М в пластових умовах. На проникність досліджувалось 40 зразків вигодських пісковиків, алевролітів та гравелітів (табл. 4.1). Із вигодських відкладів із 40 досліджуваних зразків пісковиків, гравелітів і алевролітів 29 (72,5 %) виявились непроникними (менше 0,1 мД) і решта 11 (27,5 %) – слабопроникні (від 0,1 до 8,0 мД), у середньому 2,0 мД. По нафтонасиченій частині розрізу вигодських відкладів вивчено 19 зразків пісковиків і алевролітів, із яких 11 (57,9 %) є непроникними, а решта 8 (42,1 %) – слабопроникні (від 0,1 до 8,0 мД), у середньому 1,9 мД. Проникність привибійних зон визначена за даними досліджень свердловин №№ 10, 11, 28-Семигинів. У свердловинах №№ 10 та 28-Семигинів коефіцієнт проникності привибійних зон вигодських відкладів становить 32 мД і 0,023 мД [2, 3].

Нафтонасиченість колекторів визначалась за зразками керну в лабораторних умовах, а також за допомогою методів промислової геофізики.

З продуктивного горизонту вигодських відкладів відібрано 14 зразків керну, за якими і визначалась нафтоносність.

Величина нафтонасиченості змінюється від 10,3 до 69,7 %.

Нафтонасиченість, яка визначалась за керном, є дуже заниженою через те, що стан зразків порід у поверхневих умовах відрізняється від їх стану в пластових умовах і характеризує величину залишкової нафтонасиченості, тому вона при підрахунку запасів не враховувалась.

Більш достовірними є результати визначення початкової нафтонасиченості колекторів за даними промислової геофізики.

Нафтонасиченість колекторів вигодської світи за даними промислової геофізики становить 68-81 %, середньоарифметичне значення по покладу – 77 %.

### 4.3 Обґрунтування положення ВНК

Поклад нафти вигодської світи пластового склепінного типу тектонічно екранований диз'юнктивним порушенням типу підкидо-насув з північного сходу і скидо-зсув з північного сходу.

ВНК вигодського покладу за даними промислової геофізики підтверджений свердловинами №№ 11, 28, 31 та 33-Семигинів на глибинах 3695, 3692, 3693 та 3700 м відповідно.

Середньоарифметичне значення абсолютної відмітки ВНК вигодської світи за даними вищевказаних свердловин становить –3331 м.

При випробуванні вигодських відкладів вище вказаних контактів у всіх свердловинах отримано приплив нафти.

Нижче ВНК вигодські відклади випробовувались у свердловинах №№ 11 та 33-Семигинів. У свердловині 11-Семигинів із інтервалу 3750-3700 м отримано незначний приплив води з нафтою, а у свердловині 33-Семигинів із інтервалу 3780-3710 м – приплив чистої нафти з непромисловим дебітом. Отримані результати випробування по свердловинах №№ 11 та 33-Семигинів свідчать про те, що у відкладах вигодської світи нижче загального водонафтового контакту є незначні нафтонасичені прошарки з поганими колекторськими властивостями. При підрахунку запасів нафти ці прошарки враховуватись не будуть.

Для підрахунку запасів нафти вигодського покладу прийнятий середній показник водонафтового контакту на абсолютній відмітці –3331,0 м.

Згідно прийнятої відмітки ВНК на структурній карті покрівлі і підшви вигодської світи визначено положення зовнішнього і внутрішнього контурів нафтоносності (графічний додаток 2).

#### 4.4 Обґрунтування об'єктів і методу підрахунку та категорійності запасів

Запасами називають масу нафти і конденсату або об'єм газу у виявлених, розвіданих і розроблюваних пластах на дату їх підрахунку, приведених до стандартних умов (0,1 МПа та 20 °С).

Усі роботи з підрахунку запасів нафти і газу виконуються згідно з «Інструкцією із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу ДКЗ України» [5].

Запаси і перспективні ресурси нафти і газу підраховують і ставлять на облік у Державному балансі запасів корисних копалин на основі геологорозвідувальних робіт і розробки родовищ, який складається щорічно. Промислова нафтоносність Степівського родовища пов'язана з відкладами вигодської світи еоцену. За промисловим значенням запаси вигодського покладу відносяться до балансових. Отже, розробка вигодського покладу на сучасному етапі є економічно доцільною [2, 3].

Геологічна будова родовища залишається недостатньо вивченою через невелику кількість пробурених свердловин. Поклад нафти пластового склепінного типу, тектонічно екранований з режимом розчиненого газу. Колекторами нафти є пісковики і алевроліти з пористістю 12,6 %, поверх нафтоносності – 129,4 м. За ступенем техніко-економічного вивчення підраховувані запаси можна віднести до групи з детальною геолого-економічною оцінкою (ГЕО-1), яка включає техніко-економічне обґрунтування (ТЕО). За ступенем геологічного вивчення підраховані запаси віднесені до розвіданих, які відповідають категорії С<sub>1</sub>. Межа категорії С<sub>1</sub> вигодського покладу з південного заходу і південного сходу проходить по зовнішньому контуру нафтоносності покладу, а з північного заходу – по лінії скидо-зсуву, який розділяє Довголуцький і Семегинівський блоки [2, 3].

Основою для віднесення запасів до категорії  $C_1$  є:

- нафтоносність вигодської світи встановлена на основі отриманих припливів нафти з п'яти свердловин (№№ 10, 11, 28, 31, 33), з чотирьох свердловин (№№ 10, 11, 28, 33) отримано промисловий приплив нафти;

- тип, форма і розміри покладу, умови залягання нафтогазонасичених пластів-колекторів встановлені за результатами буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин і перевірених у даному районі методів геологічних і геофізичних досліджень. Літологічний склад, тип колекторів, колекторські властивості, нафто- і газонасиченість, коефіцієнт витіснення нафти, ефективна нафтогазонасичена товщина продуктивних пластів вивчені за зразками керну і матеріалами геофізичних досліджень свердловин. Склад і властивості нафти і газу в пластових і стандартних умовах вивчені за даними випробування свердловин;

- умови залягання нафти, пористість, нафтонасиченість, густина та інші підрахункові параметри вивчені в достатній мірі для категорії  $C_1$ .

Відклади вигодської світи у межах Довголуцького блоку свердловинами не розкриті, тому робити висновки про їх нафтогазонасиченість немає змоги.

#### 4.5 Обґрунтування підрахункових параметрів

##### а) площа нафтоносності

Площа нафтоносності вигодського покладу у межах Семигинівського блоку (категорія запасів  $C_1$ ) визначалася за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua/>.

Дані для розрахунку приведені на рисунку 4.1.

Площа нафтоносності з північного сходу обмежена повздовжнім диз'юнктивним порушенням, з північного заходу – поперечним диз'юнктивним порушенням, а з заходу, півдня і сходу – зовнішнім контуром нафтоносності.

# Степівське родовище

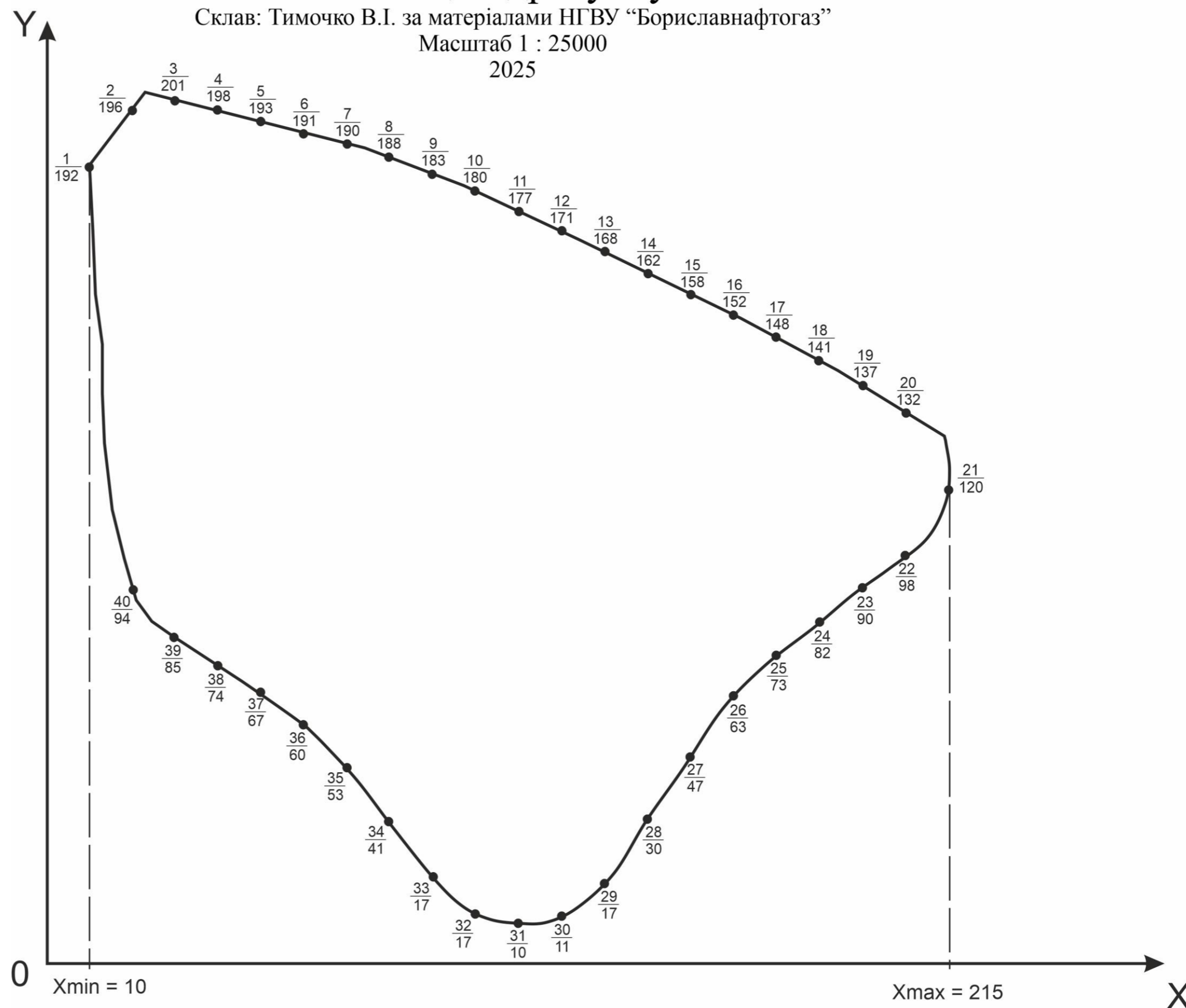
## Викопіровка з підрахункового плану

### площі підрахунку

Склав: Тимочко В.І. за матеріалами НГВУ "Бориславнафтогаз"

Масштаб 1 : 25000

2025



### б) ефективна пористість

Розрахункове значення пористості вигодського покладу Семигинівського блоку Степівського родовища визначалась шляхом зважування даних по площі. Для цього побудована карта пористості вигодського покладу (графічний додаток 6). На цій карті визначалися середні значення пористості для кожного поля окремо, які зважувалися для всієї площі в цілому.

Розрахункове значення пористості для вигодського покладу, як середньозважене по площі, визначалось за формулою:

$$m = \frac{m_1 \cdot S_1 + m_2 \cdot S_2 + m_3 \cdot S_3 + \dots + m_n \cdot S_n}{S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_n},$$

де  $m_1, m_2, m_3, m_n$  – середні значення пористості для окремих полів площі покладу;

$S_1, S_2, S_3, S_n$  – площі окремих полів покладу.

Результати визначення середньозваженої по площі пористості для вигодського покладу Степівського родовища наведені у таблиці 4.2.

$$m = \frac{179,877}{14,268} = 12,6\%.$$

Коефіцієнт пористості вигодського покладу Степівського родовища становить 12,6 %. Він близький до тієї пористості, яка була отримана при підрахунку запасів сусідніх нафтових родовищ (Орів-Улично, Долина, Борислав).

### в) нафтонасиченість

Нафтонасиченість колекторів визначалася у лабораторії за зразками керну, а також за даними промислово-геофізичних досліджень. Ці дані використовувались для побудови карти нафтонасиченості колекторів вигодського покладу Семигинівського блоку Степівського родовища, за якою визначалося середнє значення нафтонасиченості для кожного поля окремо, а потім вони зважувались для всієї площі в цілому.

Таблиця 4.2 – Визначення середньозваженої по площі пористості вигодського покладу Степівського родовища

Категорія запасів	Інтервал пористості, %	Середнє значення пористості, %	Покази планіметра	Різниця показів	Середнє значення показів	Площа, км <sup>2</sup>	Наростаюча сума площі, км <sup>2</sup>	Середня пористість x площу	Наростаюча сума середньої пористості x площу
С <sub>1</sub>	12-12	12	3268						
			3690	422					
			4106	416	419	2,506	2,506	30,072	30,072
			4524	418					
	12-13	12,5	1051						
			2088	1037					
			3126	1038	1037	5,201	8,707	77,512	107,584
			4163	1037					
	13-13	13	3560						
			4492	932					
			5420	928	930	5,561	14,268	72,293	179,877
			6350	930					
Разом за категорією С <sub>1</sub>					2386	14,268		179,877	

Розрахункове значення нафтонасиченості для вигодського покладу, як середньозважене по площі, визначалось за формулою:

$$K_H = \frac{K_{H1} \cdot S_1 + K_{H2} \cdot S_2 + K_{H3} \cdot S_3 + \dots + K_{Hn} \cdot S_n}{S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_n},$$

де  $K_{H1}$ ,  $K_{H2}$ ,  $K_{H3}$ ,  $K_{Hn}$  – середнє значення нафтонасиченості для окремих полів площі покладу;

$S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ ,  $S_n$  – площі окремих полів покладу.

Результати визначення середньозваженої по площі пористості для вигодського покладу Степівського родовища наведені у таблиці 4.3.

$$K_H = \frac{1085,694}{14,268} = 76,1\%.$$

Середньозважена по площі нафтонасиченість вигодського покладу Степівського родовища становить 76,1 %.

#### г) густина нафти

Густина сепарованої нафти вигодського покладу визначалась як середньоарифметичне значення густини нафти по свердловинах.

Результати розрахунку значень густини сепарованої нафти вигодського покладу Степівського родовища наведені у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок густини сепарованої нафти вигодського покладу Степівського родовища

Номер свердловин	Густина сепарованої нафти, кг/м <sup>3</sup>
10-Семигинів	849,8
11-Семигинів	860,3
28-Семигинів	856,6
33-Семигинів	853,6
Сума	3420,3
Середньоарифметичне значення густини по покладу	$3420,3 / 4 = 855,1$

Отже, середньоарифметичне значення густини нафти вигодського покладу Степівського родовища становить 855,1 кг/м<sup>3</sup>.

Таблиця 4.3 – Визначення середньозваженої по площі нафтонасиченості вигодського покладу Степівського родовища

Категорія запасів	Інтервал нафтонасиченості, %	Середнє значення нафтонасиченості, %	Покази планіметра	Різниця показів	Середнє значення показів	Площа, км <sup>2</sup>	Наростаюча сума площі, км <sup>2</sup>	Середня нафтонасиченість x площу	Наростаюча сума середньої нафтонасиченості x площу
C <sub>1</sub>	72-72	72	3694			1,214	1,214	87,408	87,408
			3896	202	203				
			4100	204					
			4303	203					
	72-73	72,5	4166			0,383	1,597	27,767	115,175
			4229	63	64				
			4295	66					
			4358	63					
	73-74	73,5	4362			0,419	2,016	30,796	145,971
			4432	70	70				
			4503	71					
			4573	70					
	74-75	74,5	4615			0,436	2,452	32,482	178,453
			4689	74	73				
			4763	74					
			4835	72					

Продовження таблиці 4.3

Категорія запасів	Інтервал нафтонасиченості, %	Середнє значення нафтонасиченості, %	Покази планіметра	Різниця показів	Середнє значення показів	Площа, км <sup>2</sup>	Наростаюча сума площі, км <sup>2</sup>	Середня нафтонасиченість x площу	Наростаюча сума середньої нафтонасиченості x площу
C <sub>1</sub>	75-76	75,5	4792			0,514	2,966	38,807	217,260
			4879	87	86				
			4965	86					
			5051	86					
	76-77	76,5	5044			0,520	3,486	39,780	257,040
			5133	89	87				
			5219	86					
	77-76	76,5	5306	87		5,143	8,629	395,439	650,479
			1130	860	860				
			1990	862					
	76-75	75,5	2852	853		1,842	10,471	139,071	789,550
			3711	307	308				
1350			309						
1657			308						
			1966						
			2274						

Продовження таблиці 4.3

Категорія запасів	Інтервал нафтонасиченості, %	Середнє значення нафтонасиченості, %	Покази планіметра	Різниця показів	Середнє значення показів	Площа, км <sup>2</sup>	Наростаюча сума площі, км <sup>2</sup>	Середня нафтонасиченість x площу	Наростаюча сума середньої нафтонасиченості x площу
C <sub>1</sub>	75-75	75	6255			0,078	10,549	5,850	795,400
			6267	12	13				
			6282	15					
			6295	13					
	77-78	77,5	6380			0,634	11,183	49,135	844,535
			6486	106	106				
			6593	107					
			6698	105					
	78-79	78,5	3401			0,544	11,727	42,707	887,242
			3491	90	91				
			3584	93					
			3675	91					
	79-79	79	3354			0,801	12,528	53,279	950,521
			3488	134	134				
			3622	134					
			3755	133					

Закінчення таблиці 4.3

Категорія запасів	Інтервал нафтонасиченості, %	Середнє значення нафтонасиченості, %	Покази планіметра	Різниця показів	Середнє значення показів	Площа, км <sup>2</sup>	Наростаюча сума площі, км <sup>2</sup>	Середня нафтонасиченість x площу	Наростаюча сума середньої нафтонасиченості x площу
C <sub>1</sub>	77-78	77,5	5565						
			5748	183					
5932			183	183	1,004	13,622	81,785	1035,306	
6113			182						
78-78	78	78	6037						
			3146	109					
			6253	107	108	0,646	14,268	50,388	1085,694
			6363	108					
Разом за категорією C <sub>1</sub>					2386	14,268		1085,694	

## д) перерахунковий коефіцієнт

Величину цього параметру визначаємо для переводу об'єму нафти, який вона займала у пласті, в об'єм тієї ж нафти на поверхні після її дегазації. Цей параметр є оберненою величиною до об'ємного коефіцієнта пластової нафти, який визначаємо за результатами досліджень відібраних глибинних проб нафти у свердловинах, які знаходяться на різних гіпсометричних відмітках.

Перерахунковий коефіцієнт визначається за формулою:

$$\theta = \frac{1}{b},$$

де  $\theta$  – перерахунковий коефіцієнт, частки одиниці;

$b$  – об'ємний коефіцієнт пластової нафти, частки одиниці.

Результати розрахунку значення перерахункового коефіцієнта вигодського покладу Степівського родовища приведені у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок значення перерахункового коефіцієнта вигодського покладу Степівського родовища

Номер свердловини	Об'ємний коефіцієнт	Перерахунковий коефіцієнт	Середньоарифметичне значення перерахункового коефіцієнту
10-Семигинів	1,430	0,70	$\frac{0,70 + 0,68 + 0,65}{3} = 0,67$
11-Семигинів	1,469	0,68	
33-Семигинів	1,532	0,65	

## е) коефіцієнт нафтовіддачі

Гідрогеологічні дослідження і розробка родовищ у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину доводять, що нафтові поклади є гідродинамічно закриті і підтримуються слабоактивними контурними водами, які в процесі розробки при падінні пластового тиску тільки незначно входять у межі покладу.

На Степівському родовищі пісковики вигодської світи помірно витримані по площі, відкрита пористість становить 7,0-13,1 % при проникності від 0,1-80 мД.

Пластова температура у межах покладу становить 89-98 °С, а пластовий тиск 39,5-45,0 МПа.

В'язкість пластової нафти вигодської світи становить 0,4-0,5 сП.

В'язкість пластової води приймається умовно 1,0 сП.

Виходячи із графіків М.П. Кочетова (1970) коефіцієнт нафтовіддачі при розробці покладу на режимі розчиненого газу становить 0,22.

Практика розробки продуктивних горизонтів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину показала, що нафтові поклади у відкладах вигодської світи еоцену доцільно розробляти при штучному водонапірному режимі (штучне заводнення). При цьому коефіцієнт нафтовіддачі при обводненні продукції 60 % становить 0,3.

#### 4.6 Результати підрахунку запасів

Підрахунок запасів нафти та розчиненого газу вигодського покладу Степівського родовища проведений за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua/>.

Результати обрахунку подані нижче на рисунку 4.2 у вигляді роздруківки.

Результати підрахунку зведені у таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Результати підрахунку запасів нафти та розчиненого в ній газу вигодського покладу Степівського родовища

Початкові запаси нафти, тис.т		Газовміст пластової нафти, м <sup>3</sup> /т	Початкові запаси газу, млн.м <sup>3</sup>	
розвідані	добувні		розвідані	добувні
23855	7157	269	6417	1925

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

### Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

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

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

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів:  А    В    А+В    А+В+С<sub>1</sub>    А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>    В+С<sub>1</sub>    В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  
 С<sub>1</sub>    С<sub>2</sub>    С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1:

Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру:

Абсциса правої точки, мм:

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

182	196	201	198	193	191	190	188	183	180	177	171	168	162	158	152	148	141	137	132
120	98	90	82	73	63	47	38	17	10	11	17	29	41	53	60	67	74	85	94

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м:

Коефіцієнт відкритої пористості:

Коефіцієнт нафтонасиченості:

Об'ємний коефіцієнт нафти:

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

Коефіцієнт вилучення нафти:

Початковий газовміст нафти, м<sup>3</sup>/т:

Режим покладу:

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 14312 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні розвідані запаси нафти категорії С<sub>1</sub> - 23855 тис. т

Початкові загальні розвідані запаси розчиненого газу категорії С<sub>1</sub> - 6417 млн. м<sup>3</sup>

Початкові добувні розвідані запаси нафти категорії С<sub>1</sub> - 7157 тис. т

Початкові добувні розвідані запаси розчиненого газу категорії С<sub>1</sub> - 1925 млн. м<sup>3</sup>

Рисунок 4.2. Роздруківка результатів обрахунку запасів вуглеводнів  
вигодського покладу Степівського родовища

## 5 ОБГРУНТУВАННЯ ПІДГОТОВЛЕНOSTІ РОДОВИЩА ДО РОЗРОБКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

Через заборону проведення бурових робіт саме у межах другої санітарної зони відомого Стрийського водозабору детальні геологорозвідувальні роботи на Степівському родовищі були зупинені ще у 1974 р.

Тому родовище детально і повністю не вивчене. Через недостатню кількість керну не повно вивчені фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів. Недостатня кількість глибинних проб пластової нафти не дає можливість детально та реально оцінити параметри нафти у покладі.

На зараз родовище розробляється 5 експлуатаційними свердловинами з режимом розчиненого газу.

За кількістю запасів Степівське родовище відноситься до невеликих. Відповідно до ступеня геологічного вивчення підраховані запаси відноситимуться до розвіданих та відповідають категорії запасів  $C_1$ .

Підраховані запаси не вичерпують потенційних абсолютних можливостей покладів родовища.

Для підтримання раціонального стабільного видобування нафти на Степівському родовищі потрібно проводити термічні обробки приви́бійної зони, а також колони НКТ, розчинниками асфальтосмолопарафінових відкладів, виконувати обробки свердловин нафтозом або гасом освітлювальним.

У майбутньому для повнішого вивчення родовища та вирішення вказаних вище завдань потрібно:

1. Бурити розвідувальні свердловини з суцільним відбором керну у продуктивних вигодських відкладах.
2. При бурінні нових свердловин проводити поінтервальне випробування за допомогою випробовувачів пластів у вигодських

продуктивних відкладах для визначення продуктивності порід по розрізу, а також для уточнення положення ВНК.

3. При освоєнні свердловин відбирати глибинні проби нафти (орієнтовно по 7-8 проб із покладу) з метою уточнення загальних параметрів пластової нафти.

4. Проводити повний комплекс промислових геофізичних досліджень, включаючи саме ІННК, а також ГК і ГНК саме в необсадженому стовбурі.

5. Після проведення освоєння свердловин проводити повний комплекс детальних гідродинамічних досліджень для уточнення параметрів пласта (коефіцієнт продуктивності свердловин, коефіцієнт гідропровідності, коефіцієнт проникності, наявність скін-ефекту).

## ВИСНОВКИ

У 1964 р. сейсморозвідувальними роботами виявлена Степівська глибинна складка та складений проект розвідки площі Семигинів. На Степівському родовищі продуктивний горизонт представлений флішовими вигодськими відкладами еоцену.

Станом на 01.01.2025 р. Степівське родовище розробляється 5 свердловинами. Саме через таку кількість пробурених свердловин геологічна будова досліджуваного родовища вивчена недостатньо.

У магістерській роботі обґрунтовано підрахункові параметри та здійснено підрахунок запасів нафти і розчиненого газу у вигодських відкладах Степівського родовища. Підраховані запаси категорії С<sub>1</sub> становлять:

- розвідані запаси нафти 23855 тис.т;
- розвідані запаси розчиненого газу 6417 млн.м<sup>3</sup>;
- добувні запаси нафти 7157 тис.т;
- добувні запаси розчиненого газу 1925 млн.м<sup>3</sup>.

За кількістю запасів Степівське родовище відноситься до невеликих.

Виявлені запаси не вичерпують прогнозних потенційних можливостей досліджуваного родовища.

Перспективи зі збільшення запасів нафти (і, відповідно, розчиненого газу) Степівського родовища пов'язуються з розбурюванням родовища новою щільнішою сіткою розвідувальних свердловин та з проведенням детальної дорозвідки родовища.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ:

1. Підрахунок запасів нафти і газу: підручник / Г.І. Рудько, М.В. Ляху, В.І. Ловинюков [et al.]. – К.-Чернівці: Букрек, 2016. – 592 с. ISBN 978-966-694-256-5.
2. Технологічна схема розробки Степівського родовища. – Івано-Франківськ. – 2004.
3. Геологічна будова та підрахунок запасів вуглеводнів Степівського родовища. – Івано-Франківськ. – 2007.
4. ДСТУ 4068-2002 Документація. Звіт про геологічне вивчення надр. Загальні вимоги до побудови, оформлення звіту. – Київ: Держстандарт України, 2002.
- 5 Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. – Київ: ДКЗ України, 1998.
- 6 Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. – Київ: ДКЗ України, 1999.

## Бібліографічна довідка

1. Тема магістерської роботи: «Обґрунтування підрахункових параметрів та підрахунок запасів нафти і розчиненого газу у вигодських відкладах Степівського родовища».

2. Пояснювальна записка складається з 64 аркушів.

3. 6 графічних додатків:

аркуш 1 – Тектонічна схема Західноукраїнського нафтогазоносного регіону;

аркуш 2 – Підрахунковий план вигодського покладу;

аркуш 3 – Геологічні розрізи по лінії I-I та II-II;

аркуш 4 – Схема кореляції вигодських відкладів;

аркуш 5 – Карта ефективних нафтонасичених товщин;

аркуш 6 – Карта пористості вигодського покладу, Карта нафтонасиченості вигодського покладу.

4. Дата закінчення проекту 20.12.2025 року.

5. Підпис