

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР 103–НЗГ

Група НЗГ – 21-1

Вікторія Тюн

2025

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

УДК 553.98.

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

**Тема:** Геологічна будова та характеристика продуктивних горизонтів  
Вікторівського нафтового родовища

---

(назва відповідно до наказу ректора)

Спеціальність – 103 Науки про Землю

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

### ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 НЗГ

(позначення)

Виконав студент гр. НЗГ-21-1

\_\_\_\_\_

(підпис)

Тюн В. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник

\_\_\_\_\_

(підпис)

доц. Артим І.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(посада, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

(підпис)

ас. Уграк Л.В.

(посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат

\_\_\_\_\_

(підпис)

ас. Уграк Л.В.

(посада, прізвище та ініціали)

*Допускається до захисту.*

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_

(підпис)

доц. Михайлів І.Р.

(посада, прізвище та ініціали)

Рецензент

\_\_\_\_\_

(підпис)

доц. Омельченко В.Г.

(посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

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

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р.  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 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 \_\_\_\_\_ **Тюн Вікторія Олексіївна**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) **Геологічна будова та характеристика продуктивних -  
горизонтів Вікторівського нафтового родовища.**

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

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи) 15 червня 2025 року

3. Вихідні дані до проєкту (роботи)

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали

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.. Загальні відомості про район досліджень. 2. Геолого-геофізична характеристика родовища. 3. Геолого-промислові дослідження свердловин та характеристика продуктивності Пластів. 4. Заходи з контролю за процесом розробки, станом і експлуатацією свердловин та їх обладнанням. 6. Заходи з дорозвідки родовища. Підсумки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків

1. Структурні карти покрівлі продуктивних пачок.

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

3. Графіки основних показників експлуатації свердловин

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

Розділ	Консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
Нормоконтроль	Уграк Л. В..		

**7.КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

Пор.№	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.	10.11.2024	Виконано
2.	Підготовка базової частини.	01.12.2024	Виконано
3.	Геолого-промислові дослідження свердловин та характеристика продуктивності пластів	01.02.2025	Виконано
4.	Заходи з контролю за процесом розробки, станом і експлуатацією свердловин та їх обладнанням	15.04.2025	Виконано
5.	Заходи з дорозвідки родовища	01.05.2025	Виконано
6.	Оформлення тексту і графічних додатків.	15.05.2025	Виконано
7.	Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат.	15.06.2025	
	Захист бакалаврської роботи.		

**8.Дата видачі завдання:**

р.

Завдання видав керівник

---

(підпис)

доц. Артим І. В.

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

---

(підпис)

Тюн В. О.

(прізвище та ініціали)

## Анотація

Бакалаврська робота містить: сторінок 59, таблиць 5, рисунків 2, графічних додатків 3.

Приведені сучасні уявлення про геологічну будову і нафтоносність Вікторівського нафтового родовища, родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Рожнятівського району ІваноФранківської області і належить до Надвірнянського нафтопромислового району..

Детально проаналізовано фізико-літологічну характеристику колекторів продуктивних пластів та покришок родовища. На основі геологічного вивчення відкритих покладів нафти і газу виділено ділянки із запасами різного ступеня вивченості. Виконано аналіз показників експлуатації свердловин родовища та запроектовано заходи з контролю за розробкою покладів та експлуатацією свердловин.

Ключові слова: газ, нафта, свердловина, експлуатація, обводнення.

## **Annotation**

The bachelor's thesis contains: pages 59, tables 5, figures 2, graphical additions 3.

The article presents modern ideas about the geological structure and oil content of the Viktorivske oil field, which is administratively located in the Rozhnyativ district of Ivano-Frankivsk region and belongs to the Nadvirna oilfield district.

The article analyzes in detail the physical and lithological characteristics of the reservoirs of productive formations and the field's covers. Based on the geological study of discovered oil and gas deposits, areas with reserves of varying degrees of exploration are identified. The analysis of the field's well operation indicators was performed and measures to control the development of deposits and well operation were designed.

Key words: gas, oil, well, operation, irrigation.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	8
<b>1.ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ</b> .....	10
<b>2.ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА</b> .....	12
2.1Характеристика геологічної будови .....	12
2.1.1 Стратиграфія .....	12
2.1.2 Тектоніка .....	19
2.1.3 Нафтогазоносність.....	27
2.2Характеристика товщин, колекторських властивостей продуктивних пластів та їх фізико-літологічна характеристика .....	30
2.3Властивості та склад пластових флюїдів .....	31
2.4 Властивості та склад пластових вод .....	35
2.5 Запаси нафти .....	38
<b>3.ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОСТІ ПЛАСТІВ</b>	
3.1 Аналіз поточного стану структури фонду свердловин родовища .....	40
3.2 Фізико-літологічна характеристика експлуатаційного об'єкта .....	43
3.3Аналіз результатів промислово-геологічних досліджень свердловин і пластів .....	45
<b>4.ЗАХОДИ З КОНТРОЛЮ ЗА ПРОЦЕСОМ РОЗРОБКИ, СТАНОМ І ЕКСПЛУАТАЦІЄЮ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХ ОБЛАДНАННЯМ</b>	
4.1 Технологічні режими роботи свердловин та їхній аналіз .....	47
4.2Аналіз ускладнень в роботі свердловин .....	48
4.3 Аналіз методів дії на ПЗП з метою обґрунтування та вибору ефективного методу дії .....	49
4.4 Аналіз результатів гідротермодинамічних, геофізичних, витрато- і дебітометричних досліджень свердловин .....	50
4.5 Інтенсифікація видобутку нафти і газу .....	54
<b>5. ПРОЕКТУВАННЯ ЗАХОДІВ З ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ РОЗРОБКИ ПОКЛАДУ</b> .....	55
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	57
<b>ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	59

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Однією з актуальних проблем України сьогодні є забезпечення енергетичної незалежності, зокрема за рахунок власних ресурсів вуглеводневої сировини. У зв'язку з цим дослідження геологічної будови території та нагромадження видобутку нафти й газу мають ключове значення для нафтогазоносних регіонів країни, де значна частина початкових запасів уже розвідана, а кількість підготовлених до розвідки об'єктів скорочується.

**Метою бакалаврської роботи** є встановлення особливостей геологічної будови продуктивного горизонту МЛ-2 нижньооменілітової світи Вікторівського нафтового родовища та аналіз основних показників роботи видобувних свердловин.

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

- схарактеризувати географо-економічні умови території досліджень;
- описати особливості структурно-тектонічної будову площі досліджень;
- навести літологічний опис усіх стратиграфічних підрозділів Вікторівського нафтового родовища;
- проаналізувати ступінь геологічного вивчення відкритих покладів нафти і газу;
- описати гідрогеологічні умови родовища;
- навести фізико-хімічні властивості нафти і газу;
- детально проаналізувати фізико-літологічну характеристику колекторів продуктивних пластів та покришок родовища;
- виконати аналіз показників експлуатації свердловин родовища;
- запроектувати заходи з контролю за розробкою покладів та експлуатацією свердловин.

**Об'єкт досліджень** – є нафтовий поклад у відкладах нижньооменілітової підсвіти Вікторівського нафтового родовища.

**Предмет досліджень** – геологічна будова Вікторівського нафтового родовища, геолого-промислова характеристики нижньооменілітового покладу, та його аналіз поточного стану розробки і вироблення запасів нафти.

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

**Практичне значення.** Достовірна геологічна модель родовища є основою для раціонального прогнозування його подальшої розробки, адже враховує зміну колекторських властивостей продуктивних горизонтів та фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, що дозволяє підвищувати кінцеве нафтогазовилучення.

При написанні бакалаврської роботи використані фондові геологогеофізичні матеріали та дані буріння, випробування, дослідження та експлуатації свердловин, що зібрані по району досліджень.

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

Вікторівське родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Рожнятівського району Івано-Франківської області і належить до Надвірнянського нафтопромислового району. В геотектонічному відношенні Вікторівське нафтове родовище розташоване у центральній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Із найбільш населених пунктів в районі робіт слід відмітити міста: Долина, Надвірна, смт. Рожнятів, селище Перегінськ, села: Росільна, Небилів, Слобода-Небилівська, Майдан, Сливки. Район досить густо заселений, добре розвинута сітка автомобільних доріг з асфальтовим та гравійним покриттям, зокрема поблизу родовища проходить траса Калуш-Надвірна. Найближча залізнична станція знаходиться у місті Надвірна, на залізничній дорожній магістралі Івано-Франківськ – Чернівці, в 25 км на південний схід від родовища.

Видобуток на родовищі ведеться згідно наданого спеціального дозволу на користування надрами № 1269 від 10.03.1998 року (переоформлено). Площа ділянки 2,83 км<sup>2</sup>, вона оконтурює межі Північно-Майданського та Майданського блоків ВерхньоВікторівської складки.

Також добре розвинута сітка нафтопроводів і газопроводів, як місцевого так і стратегічного значення, представлена, в першу чергу, газопроводами Уренгой-Помари-Ужгород, а також Пасічна-Долина. Поблизу Вікторівського нафтогазового родовища розробляються Росільнянське, Космацьке, Струтинське, Спаське, Рудавецьке та інші родовища. На рисунку 1.1 представлена оглядова карта району Вікторівського родовища.

Виробничий комплекс району представлений підприємствами нафтогазовидобувної, нафтопереробної, лісової, деревообробної, легкої та харчової промисловості, важливе місце в економіці займає сільське господарство та туристичний бізнес. В м. Надвірна розташовано нафтогазовидобувне управління "Надвірна нафтогаз", яке безпосередньо здійснює розробку родовища, а також Надвірнянська експедиція Прикарпатського управління бурових робіт, нафтопереробний завод "Нафтохімік Прикарпаття", комбінат по виробництву ламінованих плит, гравійний кар'єр та інші.

Основне населення українці, заняті в сільському господарстві і лісорозробках. Частина населення працюють на підприємствах нафтової промисловості.

У геоморфологічному відношенні рельєф району горбисто-рівнинний, з коливанням висотних відміток від 450 до 600 м, розчленований ярами і руслами потічків, місцями покритий чагарниками. Основними орографічними одиницями є долини річок Лімниця та Луква, а також Бистриця-Солотвинська. Ріки гірські

зі швидкою течією і непостійною витратою води, яка залежить від пори року та метеорологічних умов. Річна кількість опадів переважно знаходиться в межах від 650 до 800 мм.

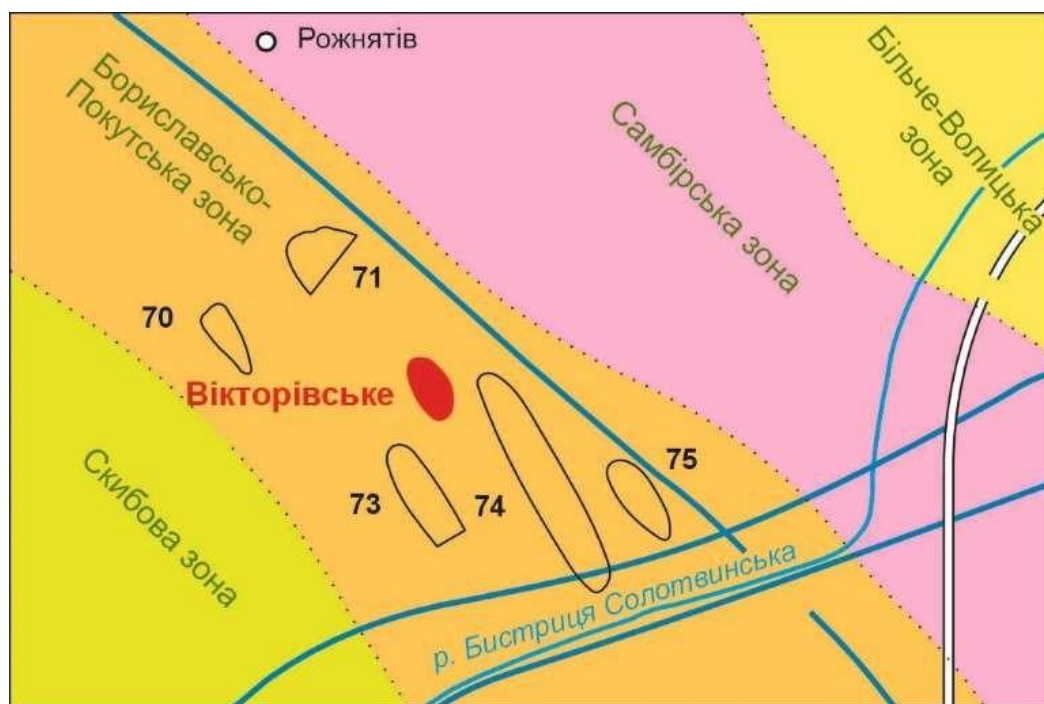


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району Вікторівського родовища [1].

Безпосередньо по площі родовища протікають ряд струмків і потічків ріки Лімниця, вода з якої використовується для нагнітання в пласти з метою підтримання пластового тиску.

У кліматичному відношенні район відноситься до області помірних температур і підвищеної вологості. Середньорічна температура становить плюс 7,5 °С. Найхолодніший місяць – січень, найтепліший – липень. В зимовий час мінімальна температура може опускатись до мінус 30 °С. Глибина промерзання ґрунту становить до 0,7 м. Напрямок вітрів непостійний, переважають західні і північно-західні, переважно слабкі та помірні. Тривалість опалювального сезону від 150 до 210 діб

## **2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОДОВИЩА**

### **2.1.1 Стратиграфія**

Вікторівське родовище в тектонічному плані відноситься до другого ярусу структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Розріз Вікторівського родовища розчленований відповідно до стратиграфічної схеми розробленої працівниками УкрНДГРІ в 1978 році. Ув'язка поверхневої геології проводилася на основі геологічної карти (автори В.В. Кузовенко, В.В. Глушко, 1990 р.). Узагальнюючи об'єм геологорозвідувальних робіт, проведених на родовищі, виконано стратиграфічне і літологічне розчленування розрізів пробурених свердловин та складений зведений геолого-геофізичний розріз. Стратиграфічне і літологічне розчленування розрізів свердловин, їх кореляція проведені на основі детального співставлення каротажних кривих всіх пробурених свердловин, вивчення керну з врахуванням кореляції на основі даних Надвірнянської експедиції Прикарпатського УБР та Надвірнянського НГВУ. У геологічній будові Вікторівського родовища приймають участь крейдово-палеогенові відклади флішу і неогенові відклади молас Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, які перекриті четвертинними відкладами [1].

#### **Крейдова система (К)**

Представлена стрийською світою верхньої крейди (K<sub>2st</sub>) і складена ритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, рідко зустрічаються прошарки мергелів.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі і темно-сірі з голубуватим і коричневим відтінком, дрібно, середньо і різнозернисті, кварцові сильновапнисті з багаточисленними прожилками кальциту.

Алевроліти голубувато-сірі і сірі, вапнисті товщиною 0,08 – 0,1 м.

Аргіліти сірі, темно-сірі, інколи із зеленуватим відтінком, вапнисті, зустрічаються не вапнисті.

Мергелі сірі, кремувато-сірі, пелітоморфні, міцнокристалічні.

На Вікторівській площі верхньокрейдові відклади розкриті трьома свердловинами (1, 2, 3), проте повну товщину стрийських відкладів жодна свердловина не пройшла, розкрита товщина – незначна, змінюється від 40 до 60 м. Повна товщина світи перевищує 3000 м (свердловина 1-Луги).

#### **Відклади палеогенової системи (Р)**

В межах Вікторівської площі узгоджено перекривають верхньокрейдові і складені трьома відділами: палеоценовим, еоценовим і олігоценовим.

**Палеоценові відклади представлені ямненською світою (Р<sub>1jm</sub>).**

В межах родовища розріз палеоцену розкрито двома свердловинами: 1 і 33-Вікторівські. Відклади виповнені чергуванням аргілітів з тонкими прошарками алевролітів і пісковиків.

У даних розрізах палеоцену відсутні потужні товстошаруваті ямненські пісковики, що утруднює впевнену кореляцію розрізів в межах родовища із сусідніми площами. Тому межа між крейдовими і палеогеновими відкладами умовна.

Аргіліти алевритисті, зеленувато-сірі, інколи з плямами вишневого кольору, слюдисті, в основному невапнисті, рідко слабовапнисті часто тріщинуваті.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, інколи коричневі, дрібно- і середньозернисті, кварцові, слюдисті, з прожилками кальциту, товщиною 2 – 4 см.

Розкрита товщина палеоценових відкладів в межах родовища змінюється від 91 м (свердловина 1-Вікторівська) до 260 м (свердловина 33-Вікторівська).

#### **Еоценові відклади (Р<sub>2</sub>)**

Узгоджено залягають на відкладах палеоцену, за літолого-геофізичною характеристикою представлені манявською, вигодською і бистрицькою світами.

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

Виповнена чергуванням порід аргілітів, алевролітів і пісковиків, рідко зустрічаються мергелі і вапняки.

Аргіліти алевритисті, зеленувато-сірі, зелені, інколи з темно-коричневими плямами, вапнисті, від слабо- до сильнослюдистих, тріщинуватих, тріщини виповнені кальцитом. Структура алевро-пелітова, текстура п'ятниста. Основна маса складається із дисперсно- і тонкошаруватого агрегата глинистих мінералів, можливо, з невеликою кількістю криптокристалічної кременистої речовини. В аргілітах спостерігаються прошарки кварцового алевроліту з глинисто-карбонатним цементом. Рідко зустрічаються тонкі ниткоподібні включення чорної піритизованої органіки.

Алевроліти сірі і зеленувато-сірі, кварцові і кварцово-глауконітові, невапнисті, з прошарками кальциту, щільні, міцні, цемент хлористокременисто-карбонатний. Структура алевритова.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті, кварцові і кварцевоглауконітові, різної степені вапнистості. Прошарки пісковиків, малопотужні (0,5 – 1 м). В середній і покрівельній частинах розрізу їх товщина збільшується до 5 м (свердловина 1-Вікторівська) і 10 – 12 м (свердловини 4, 2-Вікторівські).

Мергелі світло-сірі, сірі, інколи із жовтуватим або зеленуватим відтінком, щільні, міцні.

Вапняки сірі, сіро-зеленуваті, криптокристалічні, кременисті з прошарками кальциту. Товщина пропластків мергелів і вапняків змінюється від 1 до 4 см.

Видима розкрита товщина манявської світи на родовищі змінюється від 76 м (свердловина 33-Вікторівська) до 263 м (свердловина 1-Вікторівська).

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

В межах родовища представлена чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів.

Пісковики в розрізі займають домінуюче місце товщина прошарків змінюється від 2 – 5 м до 20 м. В основному сірі, зеленувато-сірі, дрібно- і середньозернисті, кварцові і кварцево-глауконітові, рідше поліміктові різновидності.

Алевроліти сірі із зеленуватим відтінком, слюдисті, невапнисті, щільні, міцні, кварцові, глауконітові з хлористо-карбонатним цементом. Текстура шарувата.

Аргіліти сіро-зелені з коричневими плямами, слюдисті, невапнисті або слабовапнисті, інколи з прошарками кальциту.

У підшві розрізу вигодської світи залягає високоомний пісковик, який прослідковується по всій території Бориславсько-Покутської зони і є опорним репером при кореляції розрізів.

Товщина вигодської світи в межах родовища змінюється від 82 м (свердловина 31-Вікторівська) до 219 м (свердловина 6-Вікторівська).

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

За літологічним складом порід поділяється на дві фації: бистрицьку і попельську.

Попельська фація представлена ритмічним чергуванням прошарків пісковиків, потужністю від 0,5 см до 8 см, алевролітів та аргілітів зеленуватосірих, невапнистих, щільних, твердих.

Бистрицька фація – це аргіліти темно-сірі до чорних, зеленувато- і коричневатосірі, невапнисті, слюдисті з нальотом кальциту, середньо-сланцеві з мушлевидним зламом. В аргілітах зустрічаються поодинокі прошарки пісковикових різновидностей.

Алевроліти зеленувато-сірі з коричневуватим відтінком, дрібнозернисті, невапнисті, міцні.

Пісковики по зовнішньому вигляду аналогічні з алевролітами, тільки більш щільніші, інколи насичені нафтою, при свіжому зламі із сильним запахом нафти. Товщина пісковикових пропластків не перевищує 3 см.

Товщина бистрицької світи в межах родовища змінюється від 30 м (свердловина 66-Вікторівська) до 198 м (свердловина 29-Вікторівська).

В межах родовища до пісковиків еоценових відкладів приурочено накопичення нафти. При випробуванні покрівельної частини манявської і вигодської світи, в свердловинах 1, 31, 4, 27 отримано приплив нафти від 0,8 т/д до 26,4 т/д.

### **Олігоцені відклади (Р<sub>3</sub>)**

Узгоджено перекривають еоценові відклади і представлені менілітовою світою – Р<sub>3</sub>ml, яка за літологічним складом відрізняється від підстилаючих і перекриваючих порід. Ділиться на три підсвіти: нижню, середню і верхню. Повний розріз менілітової світи розкритий в районі р. Чечва. Товщина досягає 1800 м, а в складках Бориславсько-Покутської зони 800 – 1000 м. Таке коливання товщини деякі дослідники пояснюють закономірним зменшенням їх в північно-східному напрямку і перервою в осадконагромадженні. На Вікторівському родовищі найбільш повним розрізом представлена тільки нижньоменілітова підсвіта.

### **Нижньоменілітова підсвіта (Р<sub>3</sub>ml<sub>1</sub>)**

Залягає підроговиковий горизонт, який простежується не у всіх свердловинах, деколи виклинюється з розрізу, це пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, кварцеві, слюдисті, невапнисті, тверді, тріщинуваті.

В розрізі даного горизонту виділено окремий підрахунковий об'єкт – підроговиковий продуктивний горизонт. Він виявлений в 53 свердловинах, в решту свердловинах горизонт не розкритий (зрізаний тектонічним порушенням, або виклинюється). Максимальна товщина встановлена в свердловині 22-Вікторівська складає 37 м, а мінімальна – 3 м в свердловині 31-Вікторівська. Ефективна товщина змінюється від 2,0 до 22,2 м. колекторські різновиди розкриті тільки в 38 свердловинах. В дев'ятьох свердловинах горизонт представлений глинистими різновидами, відсутні колектори. Максимальне площове поширення горизонту приурочено до апікальних частин складки, а мінімальне до чолової та тилової (південно-східної частини), де горизонт виклинюється.

Коефіцієнт розчленування розрізу підроговикового продуктивного горизонту складає 2, кількість пропластків в розрізах свердловин змінюється від 1 до 8.

Коефіцієнт відносної піщанистоті змінюється від 0,63 до одиниці, в середньому по покладу 0,89. Коефіцієнт піщанистоті по розкритому горизонту змінюється від 0,15 до 0,77, в середньому 0,36.

Над підроговиковим горизонтом повсюдно простежується роговиковий горизонт, це високоомний від 28 Ом·м до 50 Ом·м пласт товщиною від 2 м до 32 м, представлений окременілими пісковиками і щільними аргілітами темносірими і коричневими, слюдистими. Даний горизонт є хорошим

маркуючим репером. Також даний горизонт є хорошою покришкою для підроговикового горизонту.

Роговиковий горизонт перекривається аргілітовим, складеним аргілітами темно-сірими, коричнево-сірими і сіро-зеленими, слюдистими, невапнистими, твердими, щільними, іноді з прошарками пісковиків та алевролітів. Товщина аргілітового горизонту до 35 м.

В межах родовища товщина клівського горизонту змінюється від 18 м (свердловина 54-Вікторівська) до 250 м (свердловина 7-Вікторівська), середнє значення розкритої товщини по 55 свердловинах складає 95 м. У свердловинах 6, 60, 66, 72-Вікторівські даний горизонт відсутній – виклинюється або зрізаний тектонічним порушенням.

Горизонт клівських пісковиків сумісно з підроговиковим є основним об'єктом розробки на Вікторівському родовищі.

Коефіцієнт розчленування розрізу клівського продуктивного горизонту складає 10, кількість пропластків в розрізах свердловин змінюється від 1 до 22.

Коефіцієнт відносної піщанистотсі змінюється від 0,53 до 1, в середньому по покладу 0,89. Коефіцієнт піщанистотсі по розкритому горизонту змінюється від 0,05 до 0,66, в середньому 0,37.

Горизонт клівських пісковиків перекриває горизонт других зеленуватосірих аргілітів, складений ритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків. Його товщина до 97 м.

Аргіліти сіро-зелені до чорних, алевритисті, тонкошаруваті, невапнисті, товщина прошарків від 1 до 1,5 м.

Алевроліти темно-сірі, слюдисті, невапнисті, товщина до 1 м. Серед алевролітів виділяють тонкі прошарки (до 0,3 м) і лінзи пісковиків.

Вище в розрізі нижньоменілітової підсвіти залягає піщано-алевролітова товща, в її розрізі виділяється п'ятипластова пачка пісковиків. Деякі дослідники називають горизонтом п'яти пластів. Складені пласти в основному піщаноалевролітовитовими різновидностями.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, слюдисті, невапнисті, хвилясто-шаруваті, тріщинуваті.

Алевроліти темно-сірі, слюдисті, невапнисті, з включеннями екзотичного матеріалу.

Пісковики і алевроліти перешаровуються аргілітами алевритистими, темно-сірими до чорних, інколи з коричневими відтінком, слюдистими.

Товщина аргілітів не перевищує 1,5 м.

Товщина горизонту п'яти пластів, в межах родовища складає від 23 – 24 м (свердловина 33, 40-Вікторівські) до 137 м (73-Вікторівська).

Горизонт п'яти пластів виділено також окремим об'єктом підрахунку. Коефіцієнт розчленування розрізу продуктивного горизонту п'яти пластів складає шість, кількість пропластків в розрізах свердловин змінюється від двох до 17.

Коефіцієнт відносної піщанистотсі змінюється від 0,42 до 1, в середньому по покладу 0,87. Коефіцієнт піщанистотсі по розкритому горизонту змінюється від 0,03 до 0,68, в середньому 0,21.

Товщина нижньоменілітової підсвіти змінюється від 117 м (свердловина 27-Вікторівська) до 440 м (свердловина 53-Вікторівська), а у свердловинах 6, 66, 77-Вікторівські її товщина, внаслідок тектонічного зрізу не досягає 50 м.

### **Середньоменілітова підсвіта (P<sub>3</sub>ml<sub>2</sub>)**

Представлена двома горизонтами. У підшві підсвіти залягає горизонт перших зеленувато-сірих аргілітів, складений в основному аргілітами темносірими з зеленуватим відтінком, шаруватими, слюдистими, невапнистими, щільними, твердими з прошарками алевролітів і пісковиків. Його товщина в межах родовища різна і коливається від 10 м до 78 м, а у свердловині 1Вікторівська, даний горизонт повністю відсутній за рахунок внутрішньоформаційного перериву.

Горизонт перших зеленувато-сірих аргілітів перекривається піщаноаргілітовим горизонтом високого опору, виповнений чергуванням аргілітів з пісковиками та алевролітами, рідше мергелями та конгломератами.

Аргіліти темно-сірі до чорного кольору, алевритисті, невапнисті, щільні, міцні, мікрошаруваті, слюдисті, тріщинуваті, тріщини заповнені кальцитом.

Алевроліти темно-сірі, глинисті, слюдисті, невапнисті, щільні, міцні.

Пісковики світло-сірі, різно-зернисті, глинисті, щільні, міцні, тверді вапнисті, дрібнозернисті, рідше слюдисті.

До колекторів піщано-аргілітового горизонту високого опору середньоменілітової підсвіти приурочені промислові скупчення вуглеводнів. Його товщина в межах родовища змінюється від 11 м (свердловина 35-Вікторівська) до 127 м (свердловина 11-Вікторівська).

В попередньому підрахунку, горизонт високого опору і п'яти пластів об'єднані в один об'єкт розробки. На нашу думку, таке об'єднання безпідставне, оскільки поклади характеризуються різним характером насичення, мають різне поширення по площі і між ними є непроникна товща – горизонт перших зеленувато-сірих аргілітів, що є розділом для покладів.

Коефіцієнт розчленування розрізу продуктивного горизонту високого опору складає п'ять, кількість пропластків в розрізах свердловин змінюється від одного до 11.

Коефіцієнт відносної піщанистоті змінюється від 0,13 до одиниці, в середньому по покладу 0,84. Коефіцієнт піщанистоті по розкритому горизонту змінюється від 0,01 до 0,72, в середньому 0,23.

Товщина середньоменілітової підсвіти в межах родовища складає від 50 м (свердловина 38-Вікторівська) до 180 м (свердловина 11-Вікторівська).

### **Верхньоменілітова підсвіта (P<sub>3ml3</sub>)**

Неузгоджено залягає на відкладах середньоменілітової підсвіти. Границя між ними проводиться по розмитій поверхні піщано-аргілітового горизонту високого опору. Відклади даної підсвіти мають обмежене розповсюдження, частково розмиті.

Літологічно верхньоменілітова підсвіта представлена аргілітами алевритистими, темно-сірими до чорного кольору, невапнистими, слюдистими, щільними, міцними з частими прошарками алевролітів, світло-сірих, сірих і темно-сірих, слюдистих, невапнистих. Рідше зустрічаються прошарки пісковиків світло-сірих і сірих, дрібнозернистих, слюдистих, невапнистих, тріщинуватих.

Невеликі за потужністю пласти-колектори верхньоменілітової підсвіти мають хороші колекторські властивості і є нафтогазонасиченими.

Максимальна товщина нерозмитих відкладів верхньоменілітової підсвіти в межах родовища складає 354 м (свердловина 11-Вікторівська), де розкрито крило складки збільшеної товщини, але без колекторів. Мінімальна товщина складає 10 м (свердловина 38-Вікторівська). Ефективні товщини змінюються від 1,8 м до 33 м, в середньому – 7,5 м.

Горизонт розмитий в свердловинах, які знаходяться в апікальній частині складки (свердловини 1, 40, 41, 47, 49, 83). Відсутній колектор в тридцяти двох свердловинах, це переважно свердловини пробурені в південно-західній частині складки, де колекторські різновиди не сформувались.

Переважає частина свердловин, які розкрили продуктивний горизонт верхньоменілітових відкладів знаходиться в при фронтальній частині ВерхньоВікторівської складки.

Коефіцієнт розчленування розрізу складає 2, кількість пропластків у свердловинах коливається від одного до восьми.

Коефіцієнт відносної піщанистоті від 0,47 до 1, в середньому по покладу 0,94. Коефіцієнт піщанистоті по розкритому горизонту змінюється від 0,02 до 0,22, в середньому 0,08.

Перекриваються відклади олігоцену неогеновими відкладами.

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

В межах Вікторівського родовища представлена нижнім відділом міоценових молас поляницької світи.

### **Відклади поляницької світи (N<sub>1pl</sub>)**

Невідповідно перекривають відклади палеогену. Представлені вони аргілітами, алевролітами і пісковиками.

Аргіліти темно-сірі, інколи з коричневатим відтінком, щільні, слабослюдисті, невапнисті, інколи вапнисті, в різній степені алевритисті, тріщинуваті із замітними дзеркалами ковзання.

Пісковики сірі і світло-сірі, інколи зеленувато-сірі, дрібно- і середньозернисті, слюдисті, вапнисті з включеннями гіпсу. Товщина піщаноалевритових прошарків коливається від 0,2 до 0,5 м.

Товщина світи в межах родовища коливається від 255 м до 1175 м. Проте ці товщини не характеризують повний розріз, так як відклади поляницької світи, під час руху складки зрізались і розмивались.

#### **Четвертинна система – Q**

Представлена суглинками, глинами, пісками, галькою та ґрунтовим шаром. Товщина відкладів четвертинної системи складає 20 – 50 м.

### **2.1.2 Тектоніка**

Вікторівське нафтове родовище в тектонічному відношенні знаходиться в межах другого ярусу складок Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і приурочено до північно-західній перикліналі ВерхньоВікторівської складки. На основі фактичного матеріалу більшість геологів в районі ВерхньоВікторівської структури виділяють вісім лінійно витягнутих і згрупованих в три яруси складки, які між собою знаходяться в складному взаємозв'язку. Перший верхній ярус представлений відкладами Сливкінської складки, другий – Майданської, ВерхньоВікторівської і Богрівської, третій – Дзвинячської, Космачської, Росільнянської і Вікторівської глибинної. Для другого ярусу структур фронтальною складкою з підвернутим північно-східним крилом є Майданська складка, для третього ярусу – Дзвиняцька складка. Загальною тенденцією для всіх складок ВерхньоВікторівської структури є їхні насуви одна на одну в північно-східному напрямку, внаслідок чого складки набувають асиметричної форми [1].

Амплітуда лінії насуву між ярусами складає 5 – 7 км. В межах одного ярусу амплітуда насуву коливається від десятків метрів до 1 км і більше.

ВерхньоВікторівська складка представляє собою лінійну асиметричну антикліналь північно-західного простягання довжиною 10 км і шириною 2 км.

За даними сейсмічних матеріалів і даними глибокого буріння складка поперечними тектонічними порушеннями, скидо-зсувового характеру розділена на окремі блоки: Перегінський, Північно-Майданський, Майданський, Солотвинський блоки і занурюється в північно-західному напрямку. З

південного заходу відклади ВерхньоВікторівської складки перекриті Сливкінською складкою [1].

Максимальне положення шарніру ВерхньоВікторівської складки по покрівлі еоценових відкладів відмічено в Майданському блоці і відповідає абсолютним відміткам мінус 69,5 м (свердловина 9-Вікторівська) і мінус 80 м (свердловина 3-Сливки). В південно-східному і північно-західному напрямках шарнір складки знижується відповідно до мінус 1200 м і мінус 1800 м. За сейсмічними даними (Симоненко та інші, 1978, 1980 рр.) складка має майже південне простягання, а чолова лінія, вигинаючись дугоподібно, заходить на північно-східний район ВерхньоВікторівської структури. Даний насув виявлений в результаті буріння свердловин: 11, 4, 12, 5, 8, 10, 12, в геологічних розрізах яких, над відкладами ВерхньоВікторівської структури залягає горизонт відкладів поляницької і менілітової світи Сливкінської складки. Контакт насуву ВерхньоВікторівської структури на Майданську зафіксовано в північній частині структури, в розрізі свердловини 4-Вікторівська, свердловина на глибині 1968 м (абсолютна відмітка мінус 1461,8 м) з відкладів манявської світи ВерхньоВікторівської складки увійшла в менілітові відклади Майданської складки. Амплітуда насуву складає до 700 м. Промислові скупчення нафти Вікторівського родовища в основному, пов'язані з Північно-Майданським блоком і тільки дві видобувні свердловини 6 і 72 знаходяться у Майданському блоці, одна свердловина 77 перебувала в експлуатації та наданий час нагнітальна. З північного-заходу і південного-сходу родовище обмежене поперечними тектонічними порушеннями. Порушення між ПівнічноМайданським і Майданським блоками підсічене розрізами свердловин: 7, 75, 77. Менілітові поклади Вікторівського родовища екрануються граничним південно-східним тектонічним порушенням, яке проходить в нижньоменілітових відкладах розрізів свердловин Майданського блоку: 6, 72, 66, по лінії глибин: 1212 м, 1276 м, 1324 м, з абсолютними відмітками, відповідно: мінус 663,4 м, мінус 701,6 м, мінус 775,9 м. Амплітуда порушення складає 250 – 300 м, площина скиду нахилена на південний схід під кутом 65 °. Північно-Майданський блок, за даними геофізичних досліджень свердловин і сейсмічними дослідженнями, ускладнений чотирма поперечними тектонічними порушеннями і розділений на п'ять ділянок, порушення скидозсувового характеру, різної амплітуди і крутизни нахилу. Блокова будова Вікторівського нафтогазоносного родовища узгоджується з матеріалами сейсмічних досліджень 1979 – 1980 років (Симоненко О. Ф. та інші) [1].

Крайньою північно-західною частиною Північно-Майданського блоку є перша ділянка. Повний розріз менілітових і еоценових відкладів в ділянці розкрили свердловини 4, 12, 29. Починаючи з глибини 1342 м з абсолютною

відміткою мінус 795,5 м в межі першої ділянки попадає розріз першого стовбура свердловини 83, складений менілітовими відкладами клівського продуктивного горизонту та відкладами еоцену. На даній глибині свердловиною 83 (I) підсічене тектонічне порушення, яке розділяє I і II ділянки Північно-Майданського блок. Відклади клівського горизонту свердловиною розкриті, вище проектної глибини, при значному зменшенні їх товщини в порівнянні з сусідніми свердловинами, а з розрізу свердловини випали аргілітовий, роговиковий і підроговиковий горизонти. Складка в I ділянці має витягнуте, полого, практично горизонтальне північно-західне крило, в південно-східній частині ділянки, складка круто піднімається в районі свердловин 29 і 83 (I) та в склепінній частині зрізається вище описаним тектонічним порушенням. I ділянка Північно-Майданського блоку найбільш опущена частина ВерхньоВікторівської складки. Верхні горизонти менілітових відкладів у свердловинах I ділянки обводнені. Невеликий за площею нафтовий поклад нижньоменілітових відкладів клівського горизонту виділяється тільки за даними ГДС у свердловинах 29, 83 склепінної частини складки, де глибини розкриття покрівлі, відповідно 1439,0 м (абсолютна відмітка мінус 918,3 м) та 1344,0 м (абсолютна відмітка мінус 797,2 м). У свердловинах 4 і 12 північнозахідного витягнутого крила складки горизонт обводнений, його покрівля за абсолютними відмітками знаходиться на глибинах мінус 988,2 м та мінус 998,7 м, відповідно, покрівля горизонту в межах пробурених свердловин описується ізогіпсою мінус 1000 м. Підроговиковий горизонт в цій ділянці розкритий тільки однією свердловиною 29. Продуктивність горизонту визначена тільки за даними ГДС, його покрівля – на глибині 1491,6 м з абсолютною відміткою мінус 968,7 м. У свердловинах 4 і 12 горизонт виклинюється, у свердловині 83 не розкритий [1].

Найвище точка покрівлі еоценових відкладів I ділянки розкрита свердловиною 83 (I) на глибині 1378 м з абсолютною відміткою мінус 825,7 м, а найнижче, в її північно-західній частині, свердловиною 12, на глибині 1626 м з абсолютною відміткою мінус 1109,3 м. Основний поклад нафти в I ділянці приурочений до вигодсько-манявських відкладів, по покрівлі оконтурюється ізогіпсою мінус 1225 м. Тектонічне порушення між I і II ділянками практично вертикальне, малоамплітудне, висота скиду в покрівлі продуктивного горизонту середньо-менілітових відкладах складає до 50 м і зростає з глибиною, в покрівлі еоценових відкладів висота скиду досягає 200 м, внаслідок значного збільшення потужності клівського горизонту нижньоменілітових відкладів II ділянки. У II і III ділянках ПівнічноМайданського спостерігається підняття ВерхньоВікторівської складки. Глибини розкриття продуктивних горизонтів в межах II і III ділянок відмічаються найвищими відмітками на Вікторівському родовищі. Тут пробурена основна кількість свердловин родовища. Границя між

II і III ділянками прослідковується тільки за абсолютними відмітками розкритих горизонтів пробурених свердловин. Відклади середньоменілітових відкладів в межах II ділянки, розкриті свердловинами: 1, 24, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 39, 41, 42, 50, 51, 52, 53, 83 (I), 83 (II), 83 (III), у межах III ділянки – свердловинами: 25, 27, 33, 38, 40, 44, 57. З глибиною спостерігається розширення площі III ділянки за рахунок II. У нижньоменілітових відкладах в межі III ділянки попадають розрізи свердловини: 1, 36, 41, по продуктивного горизонту клівських пісковиків – розрізи свердловини: 24, 32, 39, 42, 53. У відкладах еоцену III ділянку доповнюють свердловини 35 і 30. В еоценових відкладах порушення між I і II ділянками прослідковується більш чіткіше. Розрізи свердловин 30 і 35 пересікли порушення і покрівлю еоцену розкрили на 100 м вище ніж свердловини II ділянки, товщини клівського і підроговикового горизонтів зменшені. Порушення між ділянками скидового характеру, в менілітових відкладах кут нахилу площини скиду в південно-східному напрямку складає до 40 °, в еоценових відкладах напрям порушення змінюється на вертикальний [1].

ВерхньоВікторівська складка в II і III ділянках має круте південно-західне крило та зрізане насувом північно-східне, а також широке в поперечному січенні склепіння. III ділянка блоку в свою чергу, ускладнена поздовжнім тектонічним порушенням. Порушення невеликої амплітуди, практично вертикальне, проходить в покрівлі нижніх менілітів свердловини 1 і розділяє ділянку на північну і південну частини. Розрізи свердловин центральної частини II ділянки і північної частини III ділянки характеризуються потужними газонафтопродуктивними горизонтами середньо- і нижньоменілітових відкладів. У свердловинах: 83, 30, 35, 11 південно-західного крила складки II ділянки продуктивний горизонт високого опору виклинується. Для розрізів свердловин: 27, 36, 37, 38, 57 південної частини III ділянки характерні невеликі товщини середніх і нижніх менілітів. У свердловині 57 середньоменілітові відклади, а саме горизонт високого опору розмитий. Найвище покрівля газонафтового продуктивного горизонту середньоменілітових відкладів II ділянки розкрита у свердловині 41 на глибині 990 м з абсолютною відміткою мінус 485,5 м. Продуктивний горизонт по покрівлі оконтурюється ізогіпсою мінус 625 м. У північній частині III ділянки максимальна глибина розкриття горизонту: 1008,6 м (абсолютна відмітка мінус 503,5 м) у свердловині 25, в південній частині III ділянки максимальна глибина розкрита свердловинами 27 та 37, відповідно на глибинах 1172,2 м (абсолютна відмітка мінус 630,2 м) та 1198,8 м (абсолютна відмітка мінус 630,6 м). Покрівля першого продуктивного горизонту нижніх менілітів II ділянки оконтурюється ізогіпсою мінус 700 м, його найвища точка розкрита свердловиною 34 на глибині 1187,6 м при абсолютній відмітці мінус 631,8 м. Максимальні відмітки покрівлі покладу в північній частині III ділянки

оконтурюються ізогіпсою мінус 600 м, в межах свердловин 33, 40, 41. Найвища точка південної частини ділянки відмічена у свердловині 1 на глибині 1137,8 м з абсолютною відміткою мінус 629,6 м. Складка по покрівлі продуктивного горизонту клівських пісковиків у межах II ділянки описується ізогіпсою мінус 825 м, найвища точка розкриття відмічена у свердловині 34 на глибині 1336,8 м з абсолютною відміткою мінус 770,6 м. Для III ділянки максимальні відмітки покрівлі горизонту її північної частини, розкриті свердловинами: 1, 33, 40, 41 і описуються ізогіпсою мінус 725 м. Найвищі точки продуктивного горизонту південної частини відмічаються у свердловинах: 37, 38 на глибинах 1298,8 м та 1300 м з абсолютними відмітками мінус 727,8 м і мінус 731,2 м, відповідно. Підроговиковий продуктивний горизонт II ділянки розкритий свердловинами її центральної частини з найвищою відміткою на глибині 1415 м (абсолютна відмітка мінус 843,4 м) у свердловині 34. У розрізах свердловин: 11, 51, 52 горизонт виклинюється. У III ділянці горизонт розкритий усіма пробуреними свердловинами, виняток свердловина 53. В північній частині ділянки найвище горизонт розкритий свердловиною 40 на глибині 1344,4 м (абсолютна відмітка мінус 815,5 м), у південній частині – свердловиною 57 на глибині 1341,4 м (абсолютна відмітка мінус 798,0 м). Покрівлю еоценових відкладів у II ділянці найвище розкрито свердловиною 34 на глибині 1423 м з абсолютна відміткою мінус 850,8 м, складка по покрівлі оконтурюється ізогіпсою мінус 950 м. Еоценовий поклад у II ділянці розкритий тільки однією 31 свердловиною, на глибині 1570 м при абсолютній відмітці мінус 1030,5 м [1].

Покрівля еоценових відкладів III ділянки її північної частини найвище відмічена у свердловині 40 на глибині 1369 м (абсолютна відмітка мінус 838,5 м), оконтурюється ізогіпсою мінус 875 м, в межах свердловин 1, 33, 40, 41. Еоценовий поклад розкрили свердловини 1 та 33 (абсолютні відмітки покрівлі мінус 980,8 м та мінус 1029,8 м). Покрівля еоценових відкладів південної частини найвище розкрита свердловинами 27 і 37 на глибинах, відповідно 1358 м (абсолютна відмітка мінус 813,6 м) та 1386 м (абсолютна відмітка мінус 813 м), оконтурюється теж ізогіпсою мінус 875 м, в межах свердловин 27, 37, 38, 57. Еоценовий поклад розкрили свердловини 27 та 30 (абсолютні відмітки покрівлі мінус 929,7 м та мінус 1010,3 м). На південний схід від пробурених свердловин 27, 37, 57 ВерхньоВікторівська складка зрізана поперечним тектонічним порушенням, яке розділяє III і IV ділянки ПівнічноМайданського блоку. Порушення практично вертикальне, скидового характеру. Порушення не підсічене жодною свердловиною і прослідковується за абсолютними відмітками розкритих горизонтів. Це порушення встановлено за результатами сейсмічних досліджень і в попередньому підрахунку встановлене.

У IV ділянці ВерхньоВікторівської складка опускається по відношенню до III ділянки, а її склепінна частина розширюється на північний схід. З глибиною складка розширюється і в південно-східному напрямку. У відкладах клівського горизонту та еоцену склепіння складки утворює два крила із заглибленням в районі свердловини 58. Південно-західне крило складки круте і занурене, північно-східне ускладнене порушенням. У середньоменілітових відкладах складку IV ділянки розкрили три свердловини 28, 54, 58, а продуктивний горизонт високого опору – тільки свердловини 54 і 58, відповідно на глибинах 1163,0 м (абсолютна відмітка мінус 609,9 м) та 1118,4 м (абсолютна відмітка мінус 632,7 м). У свердловині 28 продуктивний горизонт високого опору ущільнений. У нижньоменілітових горизонтах склепіння складки IV ділянки доповнюють розрізи свердловини: 60, 61, 62. По покрівлі продуктивного горизонту п'яти пластів нижньоменілітових відкладів складка ділянки оконтурюється ізогіпсою з абсолютною відміткою мінус 750 м. Перший продуктивний горизонт нижніх менілітів IV ділянки обводнений [1].

В продуктивному горизонті клівських пісковиків складка IV ділянки розширюється, це встановлено за результатами буріння свердловин: 21, 26, 71, 73. Свердловини своїми розрізами перетнули порушення зі сторони V ділянки і відповідно на глибинах 1410,6 м (абсолютна відмітка мінус 894,1 м), 1431,0 м (абсолютна відмітка мінус 905,4 м), 1366,4 м (абсолютна відмітка мінус 836,0 м), 1416 м (абсолютна відмітка мінус 866,3 м) розкрили відклади продуктивного клівського горизонту IV ділянки з відповідними для неї абсолютними відмітками і характерною невеликою товщиною, до 35 – 46 м. Свердловини добре корелюються з свердловинами V ділянки. Склепіння складки в продуктивному горизонті клівських пісковиків широке в межах свердловин 54, 58, 60, 61, 62, 71 оконтурюється ізогіпсою мінус 850 м. В районі свердловини 58 та вздовж північно-східного поперечного порушення складка утворює руслоподібні заглиблення. У свердловині 60 продуктивний горизонт виклинюється. Аргілітовий, роговиковий і підроговиковий горизонти у свердловинах IV ділянки невеликої товщини, їх сумарна потужність не перевищує 15 м, у деяких свердловинах окремі горизонти відсутні. Продуктивний підроговиковий горизонт менілітових відкладів IV ділянки найвище розкритий свердловиною 54 на глибині 1393,0 м з абсолютною відміткою мінус 854,1 м. У свердловинах 21, 62 спостерігається його виклинювання. В еоценових відкладах найвища точка розкриття їх покрівлі відмічається у свердловині 54 на глибині 1400 м з абсолютною відміткою мінус

860,8 м. По еоценових відкладах складка описується ізогіпсою мінус 900 м. Продуктивний горизонт еоценових відкладів не розкритий жодною свердловиною даної ділянки. Поперечними тектонічними порушеннями, яке

розділяє IV і V ділянки Північно-Майданського блоку проходить через розрізи вищеописаних свердловин: 21, 26, 60, 61, 62, 71, 73. Найвність даного порушення в районі свердловини 21 узгоджується з матеріалами сейсмічних досліджень 1979, 1980 років (Симоненко О.Ф. та ін.) [1].

Складка V ділянки по відношенню до складки IV, зміщена на південний захід, характеризується широким і масивним склепінням з витягнутим в північному напрямку крилом, яке під насувом складки IV ділянки руслоподібно заглиблюється вздовж тектонічного порушення. Заглиблення чітко прослідковується в горизонті середньоменілітових відкладів розкритих свердловинами: 60, 61, 62. В межах V ділянки відклади горизонту високого опору розкриті свердловинами: 21, 22, 23, 26, 59, 60, 61, 62, 65, 67, 73, 74, 80, 81. Найвище продуктивний горизонт розкритий свердловинами 22 і 23 на глибинах 1066,4 м і 1067,4 м з відповідними абсолютними відмітками мінус 554,9 м і мінус 549,9 м, складка по його покрівлі оконтурюється ізогіпсою мінус 625 м, в межах свердловин: 21, 22, 23, 59, 65, 67, 73, 74, 76. По покрівлі відкладів продуктивного горизонту п'яти пластів нижньоменілітових відкладів складка V ділянки оконтурюються ізогіпсою мінус 725 м, в межах свердловин: 22, 23, 59, 65, 67, 74, 76. По покрівлі продуктивного клівського горизонту – ізогіпсою мінус 875 м, в межах свердловин: 22, 23, 59, 67, 74, 76. Підроговиковий продуктивний горизонт прослідковується частково, у свердловинах: 65, 67, 74, 76 горизонт виклинюється, у свердловині 81 – не розкритий. В північній частині ділянки покрівля продуктивного горизонту оконтурюється ізогіпсою мінус 1025 м, в межах свердловин: 23, 59, 79, 80, У південній частині ділянки – ізогіпсою мінус 975 м, в межах свердловини 22. У свердловинах: 65, 67, 74, 76 підроговиковий горизонт виклинюється. Розрізи свердловин V ділянки характеризуються потужними горизонтами менілітових відкладів з покращеними колекторськими властивостями. Складка по покрівлі еоцену повторює структуру вище залягаючих горизонтів. В силу масивних товщ менілітових відкладів покрівля бистриці в V ділянці прослідковується нижче IV на 50 м. Найвище еоценові відклади ділянки розкриті свердловиною 75 на глибині 1455 м з абсолютною відміткою мінус 896,3 м, складка по покрівлі оконтурюється ізогіпсою мінус 1000 м, в межах свердловин: 22, 23, 59, 65, 67, 74, 75, 76. Продуктивний горизонт еоценових відкладів в межах ділянки розкрила тільки одна 22 свердловина в південно-західному крилі складки на глибині мінус 1214,5 м, горизонт водоносний. З південного сходу складка V ділянки зрізана поперечним тектонічним порушенням, яке відділяє ПівнічноМайданський блок від Майданського. Порушення скидового характеру, нахилене в північно-західному напрямку під кутом 80 °. По відношенню до складки Північно-Майданського блоку складка Майданського блоку опущена до 100 м. Порушення між блоками

підсічене розрізами свердловин: 7, 75, 77. Свердловина 77 закладена в Північно-Майданському блоці, бурились в південному напрямку, порушення перетнула в горизонті верхніх менілітів і розкрила комплекс продуктивної частини менілітових відкладів в Майданському блоці. Свердловина 75 порушення перетнула в нижній частині горизонту других зеленувато-сірих аргілітів із сторони Майданського блоку. Свердловина 7 закладена в південно-східній частині складки і бурилась на північний-схід, товщу поляницьких та менілітових відкладів розкрила в Майданського блоці, а покрівлю еоцену зустріла на глибині 1720 м (абсолютна відмітка мінус 1189 м), що за абсолютною відміткою можна віднести до V ділянки Північно-Майданського блоку. При цьому з розрізу свердловини випав аргілітово-підроговиковий горизонт. Середньоменілітові відклади Майданського блоку розкриті свердловинами: 6, 7, 66, 72, 75, 77. Склепіння складки по покрівлі продуктивного горизонту середніх менілітів оконтурюється ізогіпсою мінус 600 м, в межах свердловин 6 і 72. У нижньоменілітових відкладах ВерхньоВікторівська складка представлена двома блоками Північно-Майданським і Південно-Майданським, це пов'язано з тектонічним порушенням, яке проходить по лінії глибин: 1212 м, 1276 м, 1324 м у розрізах свердловин 6, 72, 66. В наслідок горизонтальних зміщень, в даних свердловинах відклади першого продуктивного горизонту менілітів зрізані частково, а клівський горизонт відсутній. Наявність порушення в районі свердловини 6 узгоджується з матеріалами сейсмічних досліджень (Симоненко О. Ф. та ін., 1979, 1980 роки) [1].

Продуктивний горизонт п'яти пластів нижньоменілітових відкладів в північно-східному Майданському блоці розкритий свердловиною 77 на глибині 1363,2 м (абсолютна відмітка мінус 813,9 м). В південно-західному Майданському блоці горизонт розкрили свердловини: 6, 7, 66, 72, 75, склепінна частина складки оконтурюється ізогіпсою мінус 675 м. В даному блоці продуктивний горизонт обводнений. Продуктивний горизонт клівських пісковиків в північно-східному Майданському блоці розкритий свердловиною 77 на глибині 1533,4 м (абсолютна відмітка мінус 975,4 м). В південнозахідному Майданському блоці горизонт розкрила свердловина 7 на глибині 1472,8 м (абсолютна відмітка мінус 948,7 м). Еоценові відклади в Майданському блоці розкрили свердловини: 6, 66, 72, складка по покрівлі оконтурюється ізогіпсою мінус 750 м. Блокова будова Вікторівського нафтогазоносного родовища узгоджується з матеріалами сейсмічних досліджень 1979 і 1980 років (Симоненко О. Ф. та інші). За цими матеріалами чітко і однозначно виділені порушення в районі свердловини 6 і 21. Порушення в Північно-Майданському блоці між I і II ділянками підсічене в результаті буріння першого стовбура свердловини 83, між II і III, III та IV ділянками – встановлено за результатами

кореляції розрізів свердловин та переміщенням структурних планів розкритих свердловинами горизонтів. Порухення між Північно-Майданським і Майданським блоками встановлене на основі результатів буріння свердловин 7, 75, 77. В таблиці 2.1 наведено дані про глибини підсічень поперечних скидозсувів в межах Північно-Майданського і Майданського блоків Вікторівського родовища. Основні особливості тектонічної будови Вікторівського родовища вивчені та встановлені на основі даних буріння свердловин, які деталізовані за даними сейсмічних досліджень та даних регіональної ув'язки структурних планів різних тектонічних елементів. В загальному, геологічна модель родовища дуже складна, продуктивні горизонти характеризуються невитриманістю поширення як по площі, так і по літералі, виклинюванням, заміщенням колекторських різновидів, а також ускладнена тектонічними порушеннями [1].

### **2.1.3 Нафтогазоносність**

Вікторівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Надвірнянському нафтопромисловому районі. В тектонічному відношенні пов'язане з Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину. За даними сейсмічних досліджень і глибокого буріння, у межах Надвірнянського нафтопромислового району виявлено три яруси антиклінальних структур, кожний з яких складений з однієї або більше лініями антиклінальних складок. За результатами буріння і випробування свердловин на Вікторівському родовищі промислові скупчення нафти встановлені у верхньоменілітових, середньоменілітових та нижньоменілітових відкладах олігоцену, а також у відкладах еоцену. Загальний поверх продуктивності родовища складає 900 м. Палеоценові відклади не містять промислових колекторів або обводнені. Відклади неогену, що залягають вище, утворюють потужну регіональну покришку. Згідно теми бакалаврської роботи та виданого завдання, більш детально розглянемо нафтогазоносність нижньоменілітових відкладів [2].

#### **Нафтогазоносність середньоменілітових відкладів**

Нафтогазоносність середньоменілітових відкладів пов'язана з пластамиколекторами високого опору. Нафтогазоносність горизонту високого опору встановлена в окремих блоках ВерхньоВікторівської складки, а саме: II, III, IV та V ділянці Північно-Майданського блоку, а також в Майданському блоці.

В II ділянці продуктивні відклади середніх менілітів розкрили 16 свердловин: 1, 24, 31, 32, 34, 36, 39, 41, 42, 47, 49, 50, 51, 52, 53 та третій стовбур свердловини 83 в межах глибин 990 м та 1286,6 м. У свердловинах центральної частини ділянки 1, 31, 32, 34, 36, 39, 41, 42, 47, 53, 83 (III) виділяється газова

шапка, з найвищою абсолютною відміткою розкриття покрівлі мінус 485,5 м у свердловині 41. Наявність газової шапки підтверджена результатами випробування свердловин 1 і 31.

У свердловині 1 горизонт високого опору випробувався VII і VIII об'єктами після відкриття клівського нафтового покладу. Випробування проводилось в інтервалах 1070 – 1124 м та 1010 – 1124 м, з першого отримали 111,4 тис. м<sup>3</sup>/д, другого – 223,6 тис. м<sup>3</sup>/д газу. Абсолютно вільний дебіт газу складав 413 тис. м<sup>3</sup>/д. У свердловині 31 горизонт високого опору випробувався III об'єктом в інтервалі 1050 – 1178 м, отримали 2 – 3 тис. м<sup>3</sup>/д газу. Газонафтовий контакт в II ділянці прийнятий на глибині з абсолютною відміткою мінус 632,1 м, по подошві останнього газонасиченого пласта свердловини 83 (III). В опущеній південно-західній частині ділянки продуктивний горизонт розкритий свердловиною 24 на глибині 1238,8 – 1309,6 м (абсолютні відмітки мінус 723,5 – 793,6 м). За даними ГДС у свердловині 24 на глибині з абсолютною відміткою мінус 772 м підсічено водонафтовий контакт в середньоменілітовому горизонті. Горизонт високого опору свердловині 24 випробувався III об'єктом в інтервалі 1288 – 1307 м спільно з клівським продуктивним горизонтом, загальний інтервал випробування 1288 – 1510 м, отримали приплив нафти, дебітом 13,5 – 13,8 т/д і 1,5 – 2,2 м<sup>3</sup>/д води на 8 мм штуцері. У північно-східній частині III ділянки продуктивний нафтонасичений горизонт середніх менілітів розкрили п'ять свердловин: 25, 33, 40, 43, 44, на глибинах 1008,6 – 1183,2 м. У свердловинах 25, 33, 40, 44 в покрівлі продуктивного пласта, за даними ГДС виділяється газова шапка, з найвищою абсолютною відміткою в покрівлі мінус 503,8 м у свердловині 25. Горизонт високого опору не випробувався в жодній свердловині. Газонафтовий контакт для північно-східної частини ділянки прийнятий з абсолютною відміткою мінус 603,9 м за подошвою останнього газонасиченого пласта свердловини 44. Нижня границя встановленої продуктивності – за подошвою останнього нафтонасиченого пласта свердловини 43, на глибині з абсолютною відміткою мінус 639,4 м. У південно-західній частині III ділянки нафтонасичений горизонт середніх менілітів розкрили три свердловини: 27, 37, 38 в межах глибин 1172,2 – 1232,6 м з найвищою абсолютною відміткою розкриття мінус 630,2 м у свердловині 27. Випробування продуктивних відкладів високого опору проводилось у свердловині 27 спільно з нижчезалягаючими продуктивними горизонтами менілітів, з об'єкту в інтервалі випробування 1172 – 1348 м отримали приплив нафти, дебітом 2,4 т/д. У свердловинах 37 і 38 продуктивні пласти високого опору охарактеризовані як нафтоносні за даними ГДС, випробування не проводилось. Нижня границя встановленої продуктивності для середньоменілітового покладу південнозахідної частини III ділянки прийнята за

підшоною останнього нафтонасиченого пласта свердловини 38, з абсолютною відміткою мінус 667,0 м. У IV ділянці горизонт високого опору розкрили три свердловини: 28, 54, 58. У свердловині 28 його продуктивна частина заміщена щільними різновидами. У свердловинах 54, 58 продуктивні пласти високого опору розкриті в межах глибин 1143,8 – 1168,0 м, охарактеризовані, як нафтонасичені за даними ГДС, випробування не проводилось. Водонафтовий контакт для продуктивного горизонту IV ділянки прийнятий по границі розподілу нафтовода по свердловині 54, абсолютна відмітка мінус 637,5 м. Горизонт високого опору V ділянки розкрили усі 17 свердловин пробурені в її межах: 21, 22, 23, 26, 59, 60, 61, 62, 65, 67, 71, 73, 74, 76, 79, 80, 81, на глибинах від 1067 до 1276 м. В покрівельній частині продуктивного горизонту високого опору центральної частини ділянки у свердловинах: 22, 23, 67, 74 виділяється газова шапка. Найвища абсолютна відмітка покрівлі газової шапки мінус 549,9 м, розкрита свердловиною 23. Наявність газової шапки у відкладах середніх менілітів підтверджена результатами випробування II об'єкту свердловини 22 в інтервалі 1060 – 1144 м. При випробуванні отримали 7,3 м<sup>3</sup>/д конденсату та 96 тис. м<sup>3</sup>/д газу на 10 мм штуцері. Продуктивні пласти у свердловині, за даними ГДС, на глибині 1066,4 – 1094,0 м (абсолютні відмітки мінус 554,9 – 582,4 м). Пізніше у свердловині провели достріл клівського та підроговикого горизонтів. У свердловинах 67, 74 газонасичені пласти та газонафтові контакти виділені за даними ГДС. Газонафтовий контакт для ділянки прийнятий з абсолютною відміткою мінус 582,4 м по підшві останнього газонасиченого пласта свердловин 22 та 67. Горизонт в межах ділянки випробувався у свердловинах 21 та 26. У свердловині 21 – в інтервалі 1100 – 1160 м, отримали 13,4 т/д газу, продуктивний горизонт на глибині 1124,8 – 1145,2 м (абсолютні відмітки мінус 610,7 – 630,9 м). У свердловині 26 випробування в інтервалі 1180 – 1280 м спільним об'єктом з клівським та підроговиковим горизонтами. В результаті випробування об'єкту в інтервалах: 1180 – 1280 м, 1426 – 1464 м, отримали 0,8 т/д нафти, при газовому факторі 278 м<sup>3</sup>/т та 0,2 тис. м<sup>3</sup>/д газу. Середньоменілітові відклади в інших свердловинах ділянки не випробовувались, нафтонасичені пласти виділені за даними ГДС. Нижня границя встановленої продуктивності прийнята з абсолютною відміткою мінус 721,3 м по підшві останнього нафтонасиченого пласта свердловини 26. В Майданському блоці горизонт високого опору розкритий свердловинами 6, 7, 66 і 72. Нафтонасичені пласти виділені у свердловинах 6 і 72. У свердловині 6 покрівля нафтового покладу на глибині 1109,6 м (абсолютна відмітка мінус 561,3 м) і є найвищою для блоку. Випробування горизонту у свердловині 6 проводилось V об'єктом в інтервалі 1043 – 1138 м, при випробуванні отримали 0,1 м<sup>3</sup>/д нафти, слабкий приплив газу і 9,9 м<sup>3</sup>/д пластової води, при динамічному рівні 604 м [2].

У свердловині 72 нафтонасичений горизонт за даними ГДС на глибині 1161 – 1183,6 м, з абсолютними відмітками мінус 593,1 – 614,2 м. Випробування проводилось в інтервалі фільтра на глибині 1170 – 1187 м і в інтервалі перфорації 1174 – 1160 м спільним об'єктом, отримали приплив нафти з пластовою водою, на усті виділявся газ. Свердловини 7, 66, 75, 77 розкрили водонасичену частину продуктивного горизонту середніх менілітів. У свердловинах 7, 75, 77 горизонт не випробувався. У свердловині 66 в результаті випробування спільним об'єктом інтервалів перфорації на глибинах 1147 – 1170 м, 1196 – 1206 м отримали приплив пластової води дебітом 5,2 м<sup>3</sup>/д при динамічному рівні 1170 м. Нижня границя встановленої продуктивності для горизонту високого опору Майданського блоку прийнята з абсолютною відміткою мінус 614,2 м, по підшві нафтонасиченого пласта в свердловині 72 [2].

## **2.2 Характеристика товщин, колекторських властивостей продуктивних пластів та їх фізико-літологічна характеристика**

Літологічне розчленування розрізів свердловин і кореляція продуктивного горизонту проводилась за даними комплексу геофізичних досліджень та кернового матеріалу. Перевага в кореляції і літологічному розчленуванні продуктивного розрізу надавалась електрометричним і радіоактивним методам дослідження свердловин, а також літологічній і мікрофауністичній характеристикам керну [2].

Продуктивна частина розрізу в межах площі дослідження складена теригенними відкладами з нашаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів менілітової світи олігоцену та вигодської і манявської світ еоцену ВерхньоВікторівської складки Перегінського, Північно-Майданського та Майданського блоків. Значно рідше в розрізі зустрічаються пласти мергелів, вапняків, роговиків та інших порід. Ці породи за своїми фізичними властивостями досить чітко виділяються на діаграмах методів ГДС, що дає можливість використовувати їх як репери для кореляції геологічного розрізу. У межах продуктивної частини розрізу колекторами є пісковики і алевроліти, які представлені окремими пластами або залягають серед аргілітів у вигляді прошарків. Не колекторами, в основному, є аргіліти з прошарками щільних піщано-алевролітових порід.

Поклади нафти і газу на Вікторівському родовищі приурочені до горизонту високого опору середньоменілітової підсвіти, піщано-аргілітового горизонту п'яти пластів, горизонту клівських пісковиків, підроговикового горизонту нижньоменілітової підсвіти олігоцену, вигодської та манявської світ палеогенових відкладів.

В підшвенній частині на межі олігоцену і еоцену присутній роговиковий горизонт високого опору, який є репером для усієї Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Представлений він кремнями з прошарками аргілітів і окремих вапняків та пісковиків.

У розрізі середньоменілітової підсвіти прослідковуються знизу вгору два горизонти: перших зеленувато-сірих аргілітів та піщано-аргілітовий високого опору.

В нижньоменілітовій підсвіті за даними ГДС виділяють наступні горизонти: підроговиковий, роговиковий, аргілітовий, горизонт клівських пісковиків, других зеленувато-сірих аргілітів та піщано-аргілітовий горизонт п'яти пластів.

Горизонт клівських пісковиків розповсюджений майже по всій площі і представлений пісковиками з прошарками алевролітів, характеризується підвищеними питомими електричними опорами та від'ємними значеннями ПС, пониженим значенням природної радіоактивності ГК та підвищеним значенням умовних одиниць НГК. В свердловинах 6, 66, 72-Вікторівські горизонт відсутній внаслідок виклинювання.

### **2.3 Властивості та склад пластових флюїдів**

У процесі розвідки і експлуатації Вікторівського родовища проведені відбори глибинних і поверхневих проб нафти і газу з метою отримання даних про їх фізико-хімічні властивості. Роботи з вивчення фізико-хімічних властивостей нафти проводились з метою одержання необхідної і достатньої інформації для використання її при підрахунку запасів нафти і газу, складанні проектів дослідної експлуатації та оцінки стану розробки родовища [2].

#### **Склад і властивості дегазованих нафт**

У поверхневих умовах вивчалась нафта із 20 свердловин 1, 4, 6, 7, 12, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 30, 31, 32, 34, 58, 65, 71, 75. Всього на родовищі відібрано 81 проба нафти.

Відбір проб нафти в свердловинах 1 і 4 проводився в період розвідки і в період експлуатації родовища. Із експлуатаційних свердловин проби нафти відбиралися в процесі їх дослідження і експлуатації. Нафти еоценового покладу вивчались в п'ятьох свердловинах північно-західної частини родовища. Це свердловини 1, 4, 12, 27, 31. Всього проведено 11 аналізів поверхневих проб нафти. Густина сепарованої нафти змінюється від 809 кг/м<sup>3</sup> до 845 кг/м<sup>3</sup> (свердловина 1-Вікторівська). Середня густина сепарованої нафти складає 830 кг/м<sup>3</sup>. Ця величина прийнята до підрахунку. Нафта малосірчиста. Вміст сірки

змінюється від 0,11 % до 0,41 %, в середньому по свердловинах складає 0,25 %. В більшості проб вміст сірки відсутній. Нафта високопарафініста, вміст парафіну досягає до 12,13 % (свердловина 27-Вікторівська). Мінімальний вміст парафіну складає 3,99 %, середнє значення – 7,27 %. Нафта смолиста. Вміст смол змінюється від 1,36 % до 12 %, в середньому складає 5,8 %. Вміст асфальтенів в відібраних пробах не встановлений. Тільки в свердловині 12 вміст асфальтенів складає 0,02 % – 0,05 %. Кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти різний, змінюється від 4,7 мкм<sup>2</sup>/с до 14 мкм<sup>2</sup>/с, в середньому складає 5,8 мкм<sup>2</sup>/с при 20 °С. Практично у всіх відібраних пробах спостерігається вміст води, який іноді досягає до 10 %. Розгонка на фракції за наявними аналізами дана тільки до 300 °С. Температура початку кипіння нафти коливається від 45 до 99 °С, становлячи в середньому 65 °С. Вихід фракцій, які википають до 150 °С, змінюється по окремих пробах від 14 % до 25 % ( в середньому 18 %); до 300 °С википає від 46 % до 60 % (в середньому 53 %). Нафта еоценових покладів по геохімічній класифікації відноситься до середніх, малосірчистих, високопарафіністих, смолистих. Найбільш вивчені нафти менілітових відкладів. Аналізи проведено по сімдесяти пробах сепарованої нафти. В більшості свердловин відібрані проби нафт відносяться до сумішновипробованих продуктивних горизонтів. Так в нижньоменілітових відкладах сумісно експлуатуються клівський і підроговиковий горизонт, які є єдиним об'єктом розробки, але окремими об'єктами підрахунку. Такі самі умови відбору з другого об'єкту розробки, що об'єднує горизонт високого опору середньоменілітових відкладів і п'яти пластів нижньоменілітових відкладів. З продуктивного горизонту верхньоменілітових відкладів не відібрано жодної проби. Аналізуючи умови відбору проб, обґрунтувати фізикохімічні властивості сепарованих нафт окремо для всіх об'єктів підрахунку не має можливості. Відповідно для всіх продуктивних горизонтів менілітових відкладів обґрунтовано усереднені параметри сепарованої нафти. Густина нафти для менілітових відкладів змінюється від 793,8 кг/м<sup>3</sup> до 875,9 кг/м<sup>3</sup>, середня величина складає 834 кг/м<sup>3</sup>. Ця величина прийнята до підрахунку запасів. Нафта малосірчиста. Вміст сірки змінюється від 0,1 % до 1 %, в середньому по свердловинах складає 0,23 %. В більшості проб вміст сірки відсутній. Нафта високопарафініста, вміст парафіну досягає до 15,28 %. Мінімальний вміст парафіну складає 5,27 %, середнє значення – 9,8 %. Нафта смолиста. Вміст смол змінюється від 4 % до 22 %, в середньому складає 12,5 %. Вміст асфальтенів в більшості відібраних пробах не встановлений. В деяких свердловинах вміст асфальтенів складає 0,18 % – 0,4 %. Кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти різний, змінюється від 2,45 мкм<sup>2</sup>/с до 37,13 мкм<sup>2</sup>/с, в середньому складає 11,4 мкм<sup>2</sup>/с при 20 °С. В свердловині 7-Вікторівська відібрана проба не тече при 20 °С. Розгонка на фракції за наявними аналізами дана тільки до 300 °С.

Температура початку кипіння нафти коливається від 41 до 102 °С, становлячи в середньому 73 °С. Вихід фракцій, які википають до 150 °С, змінюється по окремих пробах від 9,4 % до 31 % ( в середньому 14,3 %); до 300 °С википає від 38 % до 71 % ( в середньому 48 %). Властивості нафт Вікторівського родовища показують, що нафти еоценових відкладів більш легкі в порівнянні з нафтами менілітових відкладів. Закономірностей у зміні фізико-хімічних властивостей нафти в залежності від віку порід не вивчено. Нафти Вікторівського родовища відносяться до класу метано-нафтеневих, за величиною молекулярної маси до легких. Нафти малосірчисті, високопарафінні, смолисті [2].

### **Фізико-хімічні властивості нафти в пластових умовах**

Нафта в пластових умовах вивчена по 19 глибинних пробах. В процесі розвідки родовища відібрано дев'ять глибинних проб нафти із свердловин 1 і 4, в попередньому підрахунку представлені усереднені результати дослідження цих проб. Інші проби відібрані із свердловин 21, 24, 25, 27 та 29. Після виконано підрахунку в 1981 році, в нових пробурених на родовищі свердловинах відібрано глибинні проби в дев'ятьох свердловинах 34, 35, 44, 51, 58, 65, 71, 75, 76-Вікторівських. Відбір проб проводився пробовідбірниками типу ВПП-300м ПД-3М. В результаті лабораторних досліджень визначені тиски насичення, газовміст, об'ємний коефіцієнт, щільність, в'язкість і інші параметри пластової нафти [2].

Нафта еоценового покладу вивчалась по чотирьох глибинних пробах із двох свердловин 1 і 4. В таблиці приведені усереднені дані по відібраних пробах по свердловинах, так в свердловині 1 відібрано три проби. Середня густина нафти в пластових умовах рівна 672 кг/м<sup>3</sup>, змінюється від 642,8 кг/м<sup>3</sup> до 701,2 кг/м<sup>3</sup>. Динамічний коефіцієнт в'язкості в середньому складає 0,67 мПа·с, змінюється від 0,48 мПа·с до 0,86 мПа·с. Кількість розчиненого в нафті газу коливається в межах від 184,6 м<sup>3</sup>/т до 274,8 м<sup>3</sup>/т, в середньому ця величина складає 229,7 м<sup>3</sup>/т. Ця величина газовмісту прийнята до підрахунку запасів розчиненого газу еоценового покладу. Середня усадка нафти 33,5 %. Об'ємний коефіцієнт по свердловинах 1 та 4-Вікторівських складає 1,411 та 1,611. Відповідно до підрахунку прийнято усереднений параметр перерахунковий коефіцієнт по свердловинах, що складає 0,665 [2].

Характеристика пластової нафти менілітових покладів проаналізована по більшості глибинних пробах, відібраних в свердловинах. Результати по двох глибинних пробах нафти від 9.06.1978 р. по свердловині 25 не визнані, так як отримані параметри пластової нафти різко відрізняються від інших проб. Тиск насичення, газовміст, усадка пластової нафти в 4 – 8 разів нижча ніж в інших пробах [2].

Середня густина нафти, в пластових умовах складає  $743 \text{ кг/м}^3$ , змінюється від  $704 \text{ кг/м}^3$  до  $812 \text{ кг/м}^3$ . Динамічний коефіцієнт в'язкості в середньому складає  $1,528 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , змінюється від  $0,68 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  до  $2,76 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Газовміст коливається в межах від 7 до  $178,3 \text{ м}^3/\text{т}$ . Найбільше первинне значення газовмісту  $178,3 \text{ м}^3/\text{т}$  по свердловині 1-Вікторівська прийняте при підрахунку запасів розчиненого газу нижньоменілітових відкладів, а саме підроговікового, клівського і горизонту п'яти пластів. Об'ємний коефіцієнт пластової нафти змінюється від 1,066 до 1,455, в середньому складає 1,25. Прийнятий до підрахунку перерахунковий коефіцієнт складає 0,802. Середня усадка нафти рівна 20,1 % [2].

Аналізуючи різні характеристики нафт по менілітових відкладах, для середньоменілітових і верхньоменілітових продуктивних горизонтів обґрунтовано значення початкових параметрів. Так по горизонту високого опору середньоменілітових відкладів відібрано дві проби нафти в свердловині 21. Густина нафти в пластових умовах  $740 \text{ кг/м}^3$ . Об'ємний коефіцієнт 1,22, це значення прийнято для розрахунку перерахункового коефіцієнту, що складає 0,820. Газовміст  $64,2 \text{ м}^3/\text{т}$ . Оскільки значення газовмісту досить низьке, до підрахунку прийнятий газовміст  $140,8 \text{ м}^3/\text{т}$  по свердловині 1-Вікторівська. Усадка нафти 18 % [2].

### **Фізико-хімічні властивості і склад вільного газу**

Всього по родовища вивчено 6 проб газу із трьох свердловин , 1,6, 22-Вікторівські. За складом газ на 84,9 % – 95,8 % складається із метану, в середньому молярна частка метану складає 89,9 %. Із інших вуглеводнів присутні: етан в об'ємі 0,1 % – 5,6 %, в середньому – 3,7 %, пропан 0,07 % – 2,4%, в середньому 1,5 %, бутан 0,07 % – 1,01 %, в середньому 0,63 % .Із не вуглеводневих компонентів в газі присутній азот і діоксид вуглецю. В окремих пробах склад азоту до 5,8 %, а вуглекислого газу до 1,7 %. В свердловині 6, в одній пробі виявлений вуглеводень і аргон, склад яких не перевищує 0,6 %. Мольна частка сухого газу визначена на основі вмісту гомологів метану до пентану, складає 0,9584 [2].

### **Фізико-хімічні властивості і склад розчиненого газу**

Всього відібрано 115 проб газу із 35 свердловин. Також із 17 свердловин досліджено склад газу при контактному розгазуванні. Аналізуючи результати випробування проб газу, можна зробити висновок, що розчинні гази всіх покладів подібні за складом і властивостями. Відповідно до підрахунку прийнято, що склад газу вільного і розчиненого газу однаковий [2].

Нафтові гази Вікторівського родовища характеризується високим вмістом вуглеводневих компонентів, за об'ємом вони складають 96 % – 99 %. Серед вуглеводнів є метан: 82 % – 87 %. Присутній етан в об'ємі 6 % – 8 %, пропан 3 % – 4 %. Вміст бутанів і пентанів не перевищує 1 % – 1,5 %. Негорючі компоненти присутні в невеликій кількості. Середній вміст азоту складає 3,4 %, діоксид вуглецю не перевищує 0,6 %. Відносна густина газу по повітрю коливається в межах 0,63 – 0,65 [2].

Виходячи із середніх значень мольних часток супутніх корисних компонентів розчиненого газу для кожного із блоків, вміст етану, пропану, бутану в усіх продуктивних горизонтах перевищує мінімальну промислову концентрацію.

### **Фізико-хімічні властивості і склад конденсату**

При дослідженні газових об'єктів горизонту високого опору разом з газом виявлений винос конденсату. Спеціальних досліджень на газоконденсатність на родовищі не проводилось. Конденсат відібраний при випробуванні свердловини 22. Густина 728 кг/м<sup>3</sup>. Молекулярна вага 94,6. Початок кипіння конденсату плюс 40 °С. Температура застигання мінус 21°С. Вміст парафіну до 7%. Сірка відсутня. Початковий конденсатовміст в газі розраховано із отриманого прпливу газу і конденсату, що складає 51 т/млн м<sup>3</sup> [2].

### **2.4 Властивості та склад пластових вод**

На Вікторівському родовищі водоносні об'єкти досліджувались спеціалістами об'єднання «Західукргеологія» і гідрогеологічною групою УкрДГРІ. Час освоєння об'єктів від п'яти до 50 днів. Крім того, об'єкти випробувались шляхом спуску насосно-компресорних труб з пластовипробувачами КВІ-95 і КВІ-146. На розкритих водоносних об'єктах проводився нагляд за встановленням рівня, замір пластових тисків і температур. По встановленню рівня непереливаючих свердловин розраховувались дебіти. У кінці випробування глибинним пробовідбірниками, відбирались проби пластових вод і газів розчинених у воді на хімічний аналіз.

Аналіз води і газів проводились в газогідрохімічній лабораторії УкрДГРІ. По просторовому розміщенню покладів нафти і газу, виділяється три гідродинамічні, ізольовані один від одного водоносні комплекси: крейдовопалеоценовий (P<sub>1jm</sub>+K<sub>2st</sub>), еоценовий (P<sub>2</sub>) і олігоценовий (P<sub>3</sub>). В них зустрічаються води хлоркальцієвого, хлормагнієвого, сульфатомагнієвого і гідрокарбонатного типів. Із крейдово-палеоценових (P<sub>1jm</sub>+K<sub>2st</sub>) відкладів проби води на Вікторівському родовищі відбирались у свердловині 1 ПівнічноМайданського блоку і в свердловині 2 Майданського блоку. У

свердловині 1 при випробуванні ямненських і манявських відкладів в інтервалі 1700 – 1964 м отримали приплив  $6 \text{ м}^3/\text{д}$  пластової води, дебітом  $6 \text{ м}^3/\text{д}$ . Вода хлоркальцієвого типу, густиною  $1049 - 1075 \text{ кг}/\text{м}^3$ , загальною мінералізацією  $68,9 - 67,2 \text{ г}/\text{л}$ . Коефіцієнт метаморфізації –  $0,88$ , сульфатності –  $6$ . Вода містить мікроелементи бром у частках  $44,1 - 102,9 \text{ мг}/\text{л}$ . У свердловині 2 проби пластової води відбирались в межах глибин  $1750 - 2038 \text{ м}$  з крейдових і ямненських відкладів. Води хлоркальцієвого типу, густиною  $1053 - 1103 \text{ кг}/\text{м}^3$ , мінералізація змінюється від  $26,2 \text{ г}/\text{л}$  до  $138,4 \text{ г}/\text{л}$ , коефіцієнт метаморфізації – від  $0,82$  до  $0,97$ , сульфатності – від  $0$  до  $4$ . У пробі води верхньої частини ямненських відкладів, з інтервалу  $1650 - 1720 \text{ м}$  коефіцієнт сульфатності досягає  $53$ . Еоценовий водоносний комплекс досліджувався свердловинами 1, 4, 8, 27 Північно-Майданського блоку і свердловинами 2, 3, 6, 7 Майданського блоку. Проби відібрані з бистрицьких, вигодських і манявських відкладів. Проби води у свердловині 1 з інтервалів випробування  $1700 - 1964 \text{ м}$  та  $1150 - 1450 \text{ м}$  відносяться до різних водоносних комплексів і за своїм складом не можуть однозначно характеризувати еоценовий комплекс. Проба пластової води з еоценових відкладів у свердловині 8, опущеної північно-західної частини Північно-Майданського блоку, відібрана з глибини залягання вигодських і манявських відкладів, в інтервалі  $2153 - 2210 \text{ м}$  [2].

У свердловині 4, I діляки Північно-Майданського блоку, відібрана одна проба з манявських відкладів. У свердловині приплив води дебітом  $2,7 \text{ м}^3/\text{д}$  отримали з інтервалу випробування  $1880 - 1940 \text{ м}$  [2].

Приплив пластової води дебітом  $1,2 \text{ м}^3/\text{д}$  з вигодсько-манявських відкладів, одержали також при випробуванні свердловини 22 (V ділянки). Інтервал випробування  $1680 - 1840 \text{ м}$ , проте відбору проб води не проводили.

У свердловині 27 (III ділянки), проба води відібрана з манявських відкладів, на глибині  $1430 \text{ м}$  [2].

Пластова вода еоценового комплексу Північно-Майданського блоку за даними проб свердловин 4, 8, 27 хлоркальцієвого та гідрокарбонатнатрієвого типу, густиною  $1006 - 1088 \text{ кг}/\text{м}^3$ , загальною мінералізацією від  $53 \text{ г}/\text{л}$  до  $102,7 \text{ г}/\text{л}$ , Коефіцієнти метаморфізації і сульфатності визначались тільки у свердловині 8 і складають відповідно  $0,87$  та  $2,64$ . Води містять мікроелементи бром і йоду.

Проби пластових вод з еоценових відкладів Майданського блоку відбирались у свердловинах 2, 3, 6, 7, 66 [2].

У свердловині 2 досліджувалось три проби води манявських відкладів з інтервалу відбору  $1450 - 1547 \text{ м}$ . У свердловині 3 – чотири проби з глибини залягання бистрицьких і вигодських відкладів, інтервал відбору  $1883 - 2006 \text{ м}$ . У північно-західній частині Майданського блоку, в межах Вікторівського родовища приплив пластової води отримали при випробуванні свердловин: 6, 7,

66. У свердловині 6 з глибини залягання бистрицьких і вигодських відкладів в інтервалах випробування: 1265 – 1340 м та 1380 – 1476 м, отримали припливи пластової води, дебітами 10,2 м<sup>3</sup>/д та 4,4 м<sup>3</sup>/д, з глибина залягання манявських відкладів в інтервалі 1490 – 1540 м – приплив 1,04 м<sup>3</sup>/д води та 0,56 м<sup>3</sup>/д нафти. Відібрано п'ять проб води. У свердловині 66 з вигодських і манявських відкладів, в інтервалах випробування: 1380 – 1410 м і 1458 – 1510 м, отримали припливи пластової води з плівкою нафти, дебітами 0,5 т/д і 0,34 т/д, відповідно. Проб пластової води не відбирали. У свердловині 7 приплив пластової води отримали при випробуванні методом ВПТ об'єкту в інтервалі 1650 – 1842м, де еоцен випробувався спільно з клівським горизонтом. Проба води однозначно еоценовий комплекс не характеризує. Воду еоценового комплексу Майданського блоку родовища можна охарактеризувати тільки за пробами води свердловини 6. Вода хлоркальцієва і гідрокарбонатнонатрієва, густиною 1006 – 1055 кг/м<sup>3</sup>, загальною мінералізацією від 11,9 г/л до 79,9 г/л. Коефіцієнт метаморфізації – 0,9-0,96, сульфатності – від 0,05 до 4,87. Містить бром до 139 мг/л і йод від 0,85 до 6,35 мг/л. Водний олігоценний комплекс в межах Вікторівського родовища досліджений пробами води усіх продуктивних менілітових горизонтів Північно-Майданського і Майданського блоків. У Північно-Майданського блоці приплив пластової води з менілітових відкладів отримали при випробуванні свердловини 4, 5, 21, 24, 28, 53, у свердловині 67 – приплив нафти з водою. У свердловині 5, пробуреній в північній частині блоку, за межами Вікторівського родовища, відбір пластової води проводили в межах глибин 1042 – 1455 м, охоплював усі продуктивні горизонти менілітових відкладів. Відібрали п'ять проб. [2]

Припливи пластової води у I ділянці Північно-Майданського блоку отримали при випробуванні трьох об'єктів свердловини 4 в інтервалах: 1180 – 1268 м (горизонт високого опору), 1313 – 1319 м (горизонт п'яти пластів), 1471 – 1488 м (клівський горизонт), дебіти води складали 0,56 м<sup>3</sup>/д, 1,7 м<sup>3</sup>/д, 1,8 м<sup>3</sup>/д, відповідно. Відібрано шість проб. В II ділянці приплив води з нафтою, отримали при випробуванні свердловини 24, в інтервалі 1288 – 1510 м, об'єкт випробування охоплював глибини залягання продуктивних пластів високого опору і клівського горизонту, дебіт води становив 1,5 – 2,2 м<sup>3</sup>/д. Відібрано п'ять проб. У IV ділянці пластову воду з менілітових відкладів отримали при випробуванні свердловин 28 і 53. У свердловині 28 менілітові відклади випробувались двома об'єктами: в інтервалі 1437 – 1573 м (горизонти високого опору і п'яти пластів) та в інтервалі 1720 – 1830 м (горизонти клівський і підроговиківий), в обох отримали припливи пластової води, дебітами 2,2 м<sup>3</sup>/д та 1 м<sup>3</sup>/д, відповідно. Відібрана одна проба. У свердловині 53 випробували клівський горизонт двома об'єктами в інтервалах 1437 – 1522 м та 1437 – 1643 м, отримали до 4,6 м<sup>3</sup>/д води. Відбір проб не проводився. У V ділянці приплив води

з розчиненим газом, дебітом 2,7 м<sup>3</sup>/д отримали у свердловині 21, при випробуванні горизонту п'яти пластів в інтервалі 1200 – 1240 м. З глибини інтервалу відібрано дві проби. Встановлена висока мінералізація і метаморфізація пластових вод в межах Вікторівського родовища вказують на існування степені гідрогеологічної закритості надр і відсутності якого-небудь зв'язку з високим джерелом пластової енергії. Гідрогеологічні дані свідчать про відокремлення палеогенового, еоценового і олігоценного водоносних комплексів в межах родовища. Це також підтверджує кореляційні гідрохімічні показники. Гідрогеологічна характеристика Вікторівського родовища, а також досвід розробки покладів в аналогічних гідрогеологічних закритих структурах Бориславсько-Покутської зони вказує, що в початковий період розробки основною енергією, що забезпечує режим розробки нафтових покладів, являється пружність пласта і насичених флюїдів [2].

## 2.5 Запаси нафти

У 1981 р. об'єднанням "Західукргеологія" представлено на розгляд ДКЗ колишнього СРСР підрахунок запасів нафти, нафтового та вільного газу Вікторівського родовища, результати якого затверджені Протоколом № 8878 від 20.11.1981 р. в кількості 4842/1502 тис. т нафти, 582 млн м<sup>3</sup> нафтового газу та 153 млн м<sup>3</sup> вільного газу. Запаси розподілені по трьох виділених об'єктах підрахунку: еоценовому, нижньоменілітовому та середньоменілітовому, на які припадає відповідно 369/26 тис. т та 76 млн м<sup>3</sup>, 4333/1430 тис. т та 490,3 млн м<sup>3</sup> і 140/46 тис. т та 15,7 млн м<sup>3</sup> [3].

Слід відмітити, що крім дрібного нафтового покладу з газовою шапкою з запасами 67 млн м<sup>3</sup>, у середньоменілітових відкладах виділено також окремий невеликий газовий поклад з запасами 86 млн м<sup>3</sup>. Підрахункові параметри і запаси вільного газу наведені у таблиці 2.1 [3].

Таблиця 2.1 – Зведена таблиця підрахункових параметрів, запасів нафти і розчиненого газу [3].

Поклади	Ділянка	Клас запасів	Площа нафтоносності, 10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup>	Серед. нафтонасич. товщина, м	Відкрита пористість	Нафтонасиченість	Об'ємний коефіцієнт нафти	Густина нафти, кг/м <sup>3</sup>	Початк. баланс. запаси нафти, 10 <sup>3</sup> т	Затверджений коеф. нафтовіддачі	Початк. видоб. запаси нафти, 10 <sup>3</sup> т	Газо вміст пласт. нафти, м <sup>3</sup> /т	Початкові балансові запаси розчиненого газу, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	
МЛ-1	Північна	111	28	3,6	0,178	0,664		835	82	0,33	27	64,2	9,1	
	Центральна	111	30	4	0,108	0,659		835	58	0,33	19	64,2	6,6	
	Всього		58					835	140	0,33	46	64,2	15,7	
МЛ-2	Північна	111	102	34,4	0,138	0,722	1,3	834	2268	0,33	749	114,6	256,5	
		122	40	24	0,138	0,722	1,3	834	621	0,33	205	114,6	71	
	Центральна	111	27	26,6	0,123	0,667	1,3	834	382	0,33	126	114,6	43,5	
		111	92	30,8	0,13	0,704	1,3	834	1683	0,33	555	114,6	190,3	
	Південна	111	221					1,3	834	4333	0,33	1430	114,6	490,3
		122	40	24	0,138	0,722	1,3	834	621	0,33	205	114,6	71	
ЕЦ-І+2		111	138	14,2	0,06	0,55	1,5	830	369	0,07	26	207,1	76	
По родовищу		111							4842		1502		582	

Затверджені запаси вуглеводнів родовища підраховані за результатами буріння і випробування тільки 17 свердловин (1, 4, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32). У результаті уточнення геологічної будови родовища та основних підрахункових параметрів, оцінені запаси нафти і нафтового газу основного експлуатаційного об'єкту зі збереженням затверджених запасів по решти об'єктах. При цьому запаси покладу нижньоменілітових відкладів змінилися не суттєво – збільшились до 4432,6/1462,8 тис т нафти та 599,7 млн м<sup>3</sup> нафтового газу або на 2,3 %. Зміни в запасах нафти виявились незначними, проте модель геологічної будови родовища ускладнилась в порівнянні із затвердженою ДКЗ колишнього СРСР. Дані обставини потребують детальнішого перегляду основних підрахункових параметрів та повноцінного перерахунку запасів з наступним затвердженням їх ДКЗ України. У 2016 р. проведено останній підрахунок запасів вуглеводнів та затверджено в ДКЗ України. Затверджені початкові запаси покладу середньоменілітових відкладів становлять 810 тис. т, видобувних 131 тис. т нафти та 114 млн м<sup>3</sup> початкових і 68 млн м<sup>3</sup> видобувних розчиненого газу. Початкові та видобувні запаси газу становлять 121/98 млн м<sup>3</sup> і конденсату 6/5 тис. т [3].

За весь період розробки середньоменілітового покладу видобуто 69 тис. т нафти, 28 млн м<sup>3</sup> розчиненого газу, 35 млн м<sup>3</sup> вільного газу та 2 тис. т конденсату [3].

### **3.ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОСТІ ПЛАСТІВ**

#### **3.1 Аналіз поточного стану структури фонду свердловин родовища.**

Станом на 01.01.2025 р. на родовищі продовжується промислова розробка основного експлуатаційного об'єкта – покладу нижньоменілітових відкладів МЛ-2 та другорядних за запасами об'єктів – покладів верхньосередньоменілітових відкладів МЛ-1 та еоценових ЕЦ-1+2.

Стан фонду свердловин родовища наведено в табл. 3.1.

З 41 свердловини видобувного фонду 4 експлуатуються фонтанним способом, 15 – глибиннонасосним, 22 – газліфтним. Дебіт свердловин по нафті змінюються від 0,032 до 11,15 т/добу (середній по родовищу 1,36 т/добу), рідини – від 0,32-17,97 т/добу (середній 2,1 т/добу) за обводненості 32,9% та газовому факторі 398,9 м<sup>3</sup>/т [4].

Нижньоменілітовий поклад МЛ-2 залягає по всій площі родовища в межах Північно-Майданського блоку (крім північно-західної його ділянки) і

частково Майданського блоку. При площі нафтоносності  $221 \times 10^4 \text{ м}^2$  густота сітки видобувних та нагнітальних свердловин становить  $5,8 \times 10^4$  та  $22,1 \times 10^4 \text{ м}^2$  [4].

Поклад є основним експлуатаційним об'єктом родовища.

Поклад МЛ-2 налічує 38 видобувних, 10 нагнітальних та 2 контрольних свердловини, поклад МЛ-1 – 1 видобувну, ЕЦ-1+2 – 2 видобувні. За прийнятим до впровадження VI варіантом технологічної схеми 1983 р. поклад МЛ-2 проектувалось розробляти 45 видобувними та 14 нагнітальними свердловинами, поклад ЕЦ-1+2 – 3 видобувними, поклад МЛ-1 розглядався як об'єкт повернення. На дату складання технологічної схеми поклад МЛ-2 розроблявся 12 свердловинами. Невідповідність початкових фактичних дебітів під час розбурювання очікуваним проектним величинам (протягом 1992-1995 р.р. 0,3-4 т/добу проти 9,5-6,5 т/добу) змусила з 1996 р. припинити експлуатаційне буріння [4].

Таблиця 3.1 – Характеристика фонду свердловин Вікторівського родовища станом на 01.01.2024 р [4].

Фонд	Категорія	Кількість		
		МЛ-1	МЛ-2	ЕЦ-1+2
Видобувні свердловини	Пробурено	-	50	3
	Повернено з інших горизонтів	1	1	-
	Всього	1	51	2
	в т.ч. діючі	1	38	2
	з них: фонтанні	-	4	-
	ШГН	-	13	2
	ЕВН	-	-	-
	газліфт	1	21	-
	бездіючі	-	-	-
	в освоєнні після буріння	-	-	-
	в консервації	-	-	-
	переведено на інші горизонти	-	1	1
	переведено під нагнітання	-	10	-
	ліквідовано	-	-	-
переведено в інші категорії	-	10	-	
Нагнітальні свердловини	Пробурено	-	-	-
	Повернено з інших горизонтів	-	-	-
	Всього	-	10	-
	в т.ч. під нагнітанням	-	10	-
	в бездії	-	-	-
	в освоєнні після буріння	-	-	-
	в консервації	-	-	-
	переведено на інші горизонти	-	-	-
	ліквідовано	-	-	-
переведено в інші категорії	-	-	-	
Спеціальні свердловини	Всього	-	2	-
	в т.ч. контрольні	-	2	-
	п'єзометричні	-	-	-
	Інші	-	-	-

### 3.2. Фізико-літологічна характеристика експлуатаційного об'єкта

Горизонт МЛ-2 представлений пачками піщано-алевритових і глинистих порід і охоплює відклади таких літолого-стратиграфічних горизонтів: шешорського, нижньороговикового, аргілітового і клівських пісковиків. Загальна товщина продуктивної частини нижньоменілітової підсвіти змінюється на родовищі від 13,2 до 52,8 м [4].

Шешорський горизонт (підроговиковий пісковик), що залягає в основі нижньоменілітової підсвіти, складений кварцовими, дрібнозернистими пісковиками. Товщина горизонту змінюється від 9 до 30 м. В горизонті нараховується від 1 до 5 прошарків пісковиків товщиною від 8 до 10 м [4].

На Центральній ділянці шешорський горизонт розкритий лише в районі свердловини 26 з ефективною товщиною 5,4 м, пористістю 10%, проникністю до 0,001 мкм<sup>2</sup>. На Південній ділянці в шешорському горизонті ефективна товщина пісковиків досягає 5 – 17 м, відкрита пористість змінюється в межах від 14% до 17%, проникність більше 0,03 мкм<sup>2</sup>. Нижньороговиковий горизонт складений силіцитами, мергелями, аргілітами з пластами і пропластками піщано-аргілітових порід. Товщина горизонту змінюється від 3 до 14,8 м. В горизонті прослідковується 1 – 2 піщаних пласти загальною товщиною від 2 до 11 м, ефективна товщина змінюється від 1 до 6 м, величина відкритої пористості змінюється від 9% до 11%, проникність в межах від 0,001 до 0,009 мкм<sup>2</sup>. Товщина аргілітового горизонту змінюється від 7 до 34 м. Найбільші товщини, від 25 до 34 м, на Північній ділянці спостерігаються в зоні субширотного напрямку. На Південній ділянці в межах аргілітового горизонту пласти-колектори відзначені лише в районі свердловини 74. Горизонт клівських пісковиків має найбільші товщини (90 – 110 м) в склепінній частині складки і на її північно-східному крилі. В південнозахідному напрямку вздовж перекліналі складки та на Центральній ділянці спостерігається зниження товщини відкладів горизонту до 30 – 50 м. У розрізі відкладів горизонту клівських пісковиків виділяються 5 характерних пачок, що відрізняються за літолого-петрографічним складом порід (знизу вгору) [4]:

- піщано-аргілітова пачка
- пачка масивних пісковиків - піщано-аргілітова пачка
- пачка масивних пісковиків
- піщано-аргілітова пачка

Піщано-аргілітова пачка. Що залягає в основі горизонту клівських пісковиків, має товщину від 6 до 29 м. Збільшення товщини цієї пачки спостерігається в периклінальному зануренні складки в північно-західній частині Північної ділянки, а також в при склепінні складки в південно-західній

частині. Ефективна товщина пластів-колекторів змінюється від 1,5 до 6 м. Пласти пісковиків з кращими колекторськими властивостями залягають смугою від свердловини 32 до свердловини 24 (пористість 13 - 17%, проникність 0,01 – 0,03 мкм<sup>2</sup>). На центральній ділянці дана пачка має майже повсюдне поширення. Проте колекторські властивості піщаних пластів невисокі. На південній ділянці в межах цієї пачки зустрічається один пласт глинистих пісковиків з ефективною товщиною до 2 – 3 м, пористістю 12 – 12,7% і проникністю до 0,006 мкм<sup>2</sup> [4].

Вище піщано-аргілітової пачки залягає пачка масивних пісковиків кварцового складу, дрібнозернистих, низько карбонатних 1 – 5%, з кременистим пористим цементом.

Найбільш високі колекторські показники пісковиків даної пачки спостерігаються у вузькій зоні Північної ділянки субширотного простягання, що проходять через свердловини 25, 33, 1, 24. На загальному фоні значень відкритої пористості (11 – 12)% і проникності 0,005 – 0,01 мкм<sup>2</sup> зустрічаються ділянки підвищених значень відкритої пористості до 13 - 15% і проникності до 0,01 – 0,3 мкм<sup>2</sup> [4].

На центральній ділянці пачка масивних пісковиків спостерігається лише в районі свердловин 61 і 62, але її товщина невисока (7 – 13 м). На Південній ділянці дана пачка має значення пористості 11 - 13%, проникності 0,01 – 0,02 мкм<sup>2</sup> [4].

На масивному пісковику залягає пачка піщано-аргілітових відкладів. У зоні лінії розлому, який розділяє Північну і Центральну ділянки, зустрічаються піщані пласти, в кількості 2 – 3, що характеризуються найбільш високими колекторськими показниками: пористість 14 – 16 %, проникність 0,02 – 0,05 мкм<sup>2</sup>. Зниження колекторських властивостей в північно-західному напрямку зумовлюються значною заглиненованістю (більше 10 - 15%) малопотужних (менше 1 м) піщаних пластів. На решті площі Центральної ділянки, де розповсюджені піщані пласти значної товщини, зниження колекторських властивостей відбувається за рахунок ущільнення уламків скелету і значної цементизації кременистим матеріалом.

Розповсюдження колекторів у другій пачці масивних пісковиків підпорядковується тим же закономірностям, що характерні для пачки масивних пісковиків, яка залягає нижче. Найвища пористість (13 - 16%) і проникність 0,01 – 0,03 мкм<sup>2</sup> на Північній ділянці характерні для вузької смуги субмеридіального простягання.

На Південній ділянці значення пористості знаходяться в межах 14 - 16%, а проникності – біля 0,07 мкм<sup>2</sup> [4].

Завершує розріз горизонту клівських пісковиків піщано-аргілітова пачка, яка складена глинистими породами з обмеженим розповсюдженням заглинзованих пісковиків і алевролітів. На північній ділянці пісковики мають пористість 11 - 15%, а проникність 0,002 – 0,007 мкм<sup>2</sup>. На центральній ділянці в цій частині розрізу горизонту клівських пісковиків пласти-колектори не зустрінуті. На Північній ділянці розповсюдження пластів-колекторів обмежується районом свердловин 22 і 76, де зустрінуті пласти пісковиків та нафтонасичених алевролітів з низькими колекторськими характеристиками [4].

Узагальнюючи характер розповсюдження пластів-колекторів продуктивного горизонту МЛ-2, що приурочений до відкладів нижньоменілітової підсвіти, можна сказати, що на Північній ділянці шешорський горизонт зустрінутий лише в окремих місцях ділянки (свердловини 39, 41, 40, 1, 30, 43); нижньороговиковий практично має повсюдне розповсюдження, за винятком окремих свердловин (свердловини 74, 75, 77, 79); пласти-колектори аргілітового горизонту мають місце в окремих місцях Північної ділянки (свердловини 1, 24, 25, 27, 50); та Південної (свердловина 74), а на Центральній - піщані нафтонасичені пласти цього горизонту мають майже повсюдне розповсюдження, крім свердловин 60 і 62; горизонт клівських пісковиків розповсюджений на всій площі покладу горизонту МЛ-2, за винятком значної площі Центральної ділянки; з п'яти пачок пластів горизонту найпоширенішими є нижня піщано-аргілітова пачка та дві пачки масивних пісковиків, а дві інші піщано-аргілітові пачки мають дещо обмежене розповсюдження [4].

### **3.3. Аналіз результатів промислово-геологічних досліджень свердловин і пластів.**

З 1990 року в покладі МЛ-2 проводиться підтримання пластового тиску з використанням прісної води ріки Турова. Через ускладнені термобаричні умови при заводненні пласта до 1996 року вода підігрівалась. За цей час було закачано біля 400 тис.м<sup>3</sup> гарячої води, пластовий тиск стабілізовано на рівні 10,5 Мпа, а поточний коефіцієнт нафтовилучення досяг 0,102. Наступні вісім років процес ППТ забезпечувався закачкою холодної води, що негативно не позначилось на рівнях відборів рідини. Численними промисловими дослідженнями на протязі 1995-2023р.р. встановлено, що пластова температура практично залишилась на рівні початкової 38-41°C.

У таблиці 3.2 наведені основні геолого-фізичні характеристики покладу горизонту МЛ-2.

Таблиця 3.2. Основні геолого-фізичні характеристики покладу МЛ-2 [4].

Назва	Розмірність	Величина
Глибина залягання	м	1200-1500
Тип покладу	пластовий	
Тип колектора	теригенний поровий	
Площа нафтоносності	м <sup>2</sup>	221
Середня загальна товщина	м	41,6
Середня нафтонасичена товщина	м	28,8
Пористість		0,134
Середня насиченість нафтою		0,735
Проникність	10-15 м <sup>2</sup>	15
Назва	Розмірність	Величина
Коефіцієнт піщанистості		0,23
Коефіцієнт розчленування		6,26
Пластова температура	°С	39
Поточний пластовий тиск	МПа	10,8
В'язкість нафти в пластових умовах	мПа·с	1,446
Густина нафти в пластових умовах	кг/м <sup>3</sup>	726,3
Об'ємний коефіцієнт нафти		1,337
Відмітка приведення Р <sub>пл</sub> і Т <sub>пл</sub>	м	-1020
Вміст сірки в нафті	%	0,25
Вміст парафіну в нафті	%	11,5
Тиск насичення нафти газом	МПа	14,5
Вміст газу в нафті	м <sup>3</sup> /т	114,6
В'язкість води в пластових умовах	мПа·с	0,9
Коефіцієнт продуктивності	т/д/МПа	1,8
Коефіцієнт приймальності	м <sup>3</sup> /д/МПа	7,1
Початкові загальні запаси нафти	10 <sup>3</sup> т	4954
Початкові видобувні запаси нафти	10 <sup>3</sup> т	1635
Коефіцієнт нафтовіддачі		0,33
Початкові загальні запаси розчиненого газу	10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	561,3

## **4.ЗАХОДИ З КОНТРОЛЮ ЗА ПРОЦЕСОМ РОЗРОБКИ, СТАНОМ І ЕКСПЛУАТАЦІЄЮ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХ ОБЛАДНАННЯМ.**

### **4.1 Технологічні режими роботи свердловин та їхній аналіз.**

Розробка нижньоменілітового покладу МЛ-2 розпочата в 1978 р. при наявності трьох видобувних свердловин з середнім дебітом нафти 45,9 т/добу.

На даний час поклад експлуатується великим фондом видобувних свердловин. Весь фонд видобувних свердловин можна поділити за способом їх експлуатації на три групи: перша – це ті, що експлуатуються за допомогою штангово-глибинно насосних установок, друга група, що експлуатуються газліфтним способом та третя група – фонтанним способом [5].

Свердловини, які експлуатуються за допомогою штангово-глибинно насосних установок є наступними: №№6, 7, 22, 24, 26, 27, 29, 32, 35, 37, 42, 43, 44, 50, 51, 67, 79 та 81 [5].

Свердловини, які експлуатуються газліфтним способом: №№33, 34, 36, 39, 40, 54, 57, 58, 29, 60, 61, 71, 73 та 76 [5].

Свердловини, які експлуатуються фонтанним способом: №№1, 30, 31 та 765 [5].

Технологічні режими роботи свердловин наведено у табл. 4.1 [5].

Всі свердловини, за винятком фонтанної свердловини №75, працюють періодично, тобто спочатку витримується період накопичення нафти, а потім свердловина в залежності від способу експлуатації або продувається газом протягом декількох годин або пускають в роботу глибинний насос.

Експлуатація газліфтних свердловин здійснюється установкою періодичного газліфта з постійно відкритим викидом і підкачкою газу в затрубний простір згідно із встановленими циклами роботи свердловин. Подача газу проводиться вручну із площадки ГЗУ-1 та біля гирла свердловин. Замір витрати газу для кожної свердловини не проводиться, крім автоматизованих свердловин 54 і 76. На групових замірних установках замірюється сумарний газ видобутий і витрачений на газліфт, ведеться замір добової витрати газу на газліфт. Тиски при роботі свердловин становлять в середньому 2 МПа буферні та 4,0 МПа на затрубі [5].

Підйомні ліфти та НКТ 73 мм спущені, в основному, до верхніх отворів інтервалів перфорації і обладнані пусковими муфтами.

Продуктивність свердловин досить низька і коливається в межах: по нафті від 0,1 до 6,7 т/добу в середньому складаючи величину 3 т/добу; по рідині дебіт свердловин коливається в межах від 0,5 до 9 т/добу, а обводненість свердловин так само досить широко коливається в межах від 18% до 90% [5].

Для газліфтної експлуатації використовується практично весь газ еоценового покладу Росільнянського газоконденсатного родовища, видобуток якого за останні 5 років становив в середньому 14,7 млн.м<sup>3</sup> на рік при об'ємах газліфта за цей же час 14,2 млн.м<sup>3</sup>. У 2006 р. на газліфт використано 16 млн.м<sup>3</sup> з видобутих 16,6 млн.м<sup>3</sup>, середньодобова витрата газу становила 43,7 тис.м<sup>3</sup> при максимальній розрахунковій величині, обчисленій за методикою ЦНДЛ, 41,2 тис.м<sup>3</sup> [5].

У нагнітальному фонді знаходиться 10 свердловин: 25, 38, 41, 52, 53, 62, 65, 77, 80, свердловини 28 і 66 використовуються як контрольні [5].

Система заводнення покладу сформована фронтальним рядом нагнітальних свердловин 52, 53, 62, 80, 77 та присклепінним рядом – свердловини 25, 41, 38, 23, 65. Найбільшого поширення заводнення пласта набуло на північній ділянці покладу (свердловини 25, 38, 41, 52, 53), де закачано 1212,2 тис.м<sup>3</sup> води, або 70% від загального об'єму покладу.

#### 4.2. Аналіз ускладнень в роботі свердловин.

Ряд свердловин характеризуються задовільними показниками роботи, але при видобуванні високопарафіністих і високосмолистих нафти досить часто виникають ускладнення в роботі глибинного обладнання. Це пов'язано з тим, що парафін відкладається на внутрішніх стінках колони НКТ, при цьому він перекидає прості для руху нафти. У свою чергу це призводить до зростання втрат тиску і зайвої витрати енергії на підйом нафти.

Також парафіністі відклади, що відкладаються на викиді з глибинного штангового насоса накопичуючись призводять до заклинювання обладнання та виходу його з ладу. Дані ускладнення є характерними для свердловин Вікторівського родовища.

Основним ускладненням при роботі видобувних свердловин Вікторівського родовища є відкладення парафінів у порах пластів, на стінках підйомного обладнання, викидних лініях. Це зумовлено фізико-хімічними властивостями нафти Вікторівського родовища, такими як: високий вміст парафінів (до 12%) і тим, що температура його кристалізації (від 33 до 35 °С) наближена до пластової (від 38 до 41 °С). Основне зниження температури в пласті на 7-10 °С відбувалось у перші роки експлуатації родовища через різке падіння пластового тиску від 14,5 до 10,3 МПа, що є значно нижчим від тиску насичення нафти газом ( $P_{нас}=14,5$  МПа). Оскільки температура на вибої більшості свердловин на даний час становить від 38 до 42 °С, то відкладення парафінів спостерігається в інтервалі підйому рідини від 1000 до 0 м, а також у викидних лініях [5].

Крім того, парафін внаслідок невисокої пластової температури, що становить в деяких свердловинах  $35^{\circ}\text{C}$ , має можливість випадати в привибійній зоні і зменшувати поточні дебіти свердловин. Така ситуація призвела до того, що досить часто свердловини Вікторівського родовища піддаються поточним ремонтам з метою депарафінізації обладнання та привибійної зони пласта.

На свердловинах Вікторівського родовища випробувано різні методи ліквідації і попередження відкладень АСПВ. Це і дія хімічних розчинників, механічне очищення, очищення теплом. Найефективнішими виявились теплові методи. Щорічно проводиться від 6 до 8 операцій, що є достатньо. Проте, слід зауважити, що теплові обробки є дорогими. У більшості проведених теплових обробок основною складовою є легка нафта або конденсат в об'ємі близько  $30\text{ м}^3$ , ресурси яких на підприємстві обмежені. Враховуючи вищезгадане доцільно випробувати методи, дія яких полягає у зміні термобаричних умов кристалізації парафінів.

#### **4.3 Аналіз методів дії на ПЗП з метою обґрунтування та вибору ефективного методу дії.**

На Вікторівському родовищі застосовуються різні методи інтенсифікації припливу флюїду [5].

В свердловинах постійно проводяться теплові обробки. З середини 80х років впроваджено термохімічні і термокислотні обробки та розриви пластів пороховим генератором. З початку 90-х років виключено азотокислотні і солянокислотні обробки, а також гідророзриви пластів легкою нафтою. Натомість запроваджуються кислотні обробки іншою рецептурою: лужнокислотні і глинокислотні з використанням біфториду амонію, такі методи як обробки розчинником, електропідігрів, дія установкою УКДП-І, дилатансійне торпедування та потужний гідророзрив пласта. Так в 2005 році теплові обробки були проведені на свердловинах №76, 54, 72, 30, 39 та 73. Технологічний ефект від проведення теплових обробок становить від 48 тон до 281 тони додатково видобутої нафти [5].

Найбільша успішність з кислотних обробок притаманна обробкам лужно-кислотним та термокислотним і термохімічним – відповідно 83% і 77%. Менш успішне, відповідно, 60% і 57%, проведення обробок глинокислотних і азотокислотних [5].

Найменший середній видобуток додаткової нафти на одну успішну обробку виявився після дії лужнокислотних обробок – 96 т. Більше, в

середньому до 312 т на одну успішну операцію отримано від АКО, до 235 т – від ТКО і ТХО та до 192 т від ГКО [5].

Загалом невелике зростання продуктивності після КО, на наш погляд, пов'язано з особливостями речового складу цементу колекторів в продуктивному горизонті МЛ-2 Вікторівського родовища.

Враховуючи вищезгадане, доцільно випробувати методи дії на ПЗП, які б ефективно поєднували очищення ПЗП від АСПВ та додатково хімічну дію на скелет породи.

До таких методів дії на ПЗП відноситься внутрішньопластове термохімічне оброблення солянокислотним розчином, який попередньо реагує в при вибійній зоні пласта з магнієм і нагрівається внаслідок екзотермічної реакції.

Перевага даного методу полягає в проведенні екзотермічної реакцію в пласті свердловини, що запобігає попередньому охолодженню привибійної зони пласта при закачуванні реагентів в пласт.

Саме тому, згідно сформульованого завдання, пропонується проведення внутрішньо пластового термохімічного оброблення привибійної зони пласта гарячим солянокислотним розчином. Такий захід дозволить збільшити продуктивність видобувних свердловин за рахунок очищення ПЗП від АСПВ, так і за рахунок наступного розчинення карбонатних порід.

Саме тому пропонується проведення внутрішньопластового термохімічного оброблення привибійної зони пласта. Такий захід дозволить збільшити продуктивність видобувних свердловин за рахунок розчинення не тільки карбонатних порід, а й виносу асфальтеносмолопарафіністих відкладів.

#### **4.4 Аналіз результатів гідротермодинамічних, геофізичних, витрато- і дебітометричних досліджень свердловин.**

Результати гідротермодинамічних, витрато- і дебітометричного дослідження свердловин використовуються для контролю за режимами роботи свердловин, а також для контролю і регулювання розробки покладу. Основні види геофізичних досліджень, які рекомендується виконати в період буріння і спуску колон з метою успішного прокладання свердловин і отримання припливу продукції на вибій мають включати, крім стандартного каротажу, каверно мерії, профілометрії, термометрію після спуску колон і акустичну цементометрію для контролю якості цементування. Для прив'язки глибин

відбору керну перед спуском експлуатаційної колони діаметром 177 мм доцільно повторити запис КС і ПС з інтервалом через 100 м. ГТК необхідно зробити після спуску хвостовика, ОЦК – у випадку невиходу цементного розчину за експлуатаційною колоною на поверхню. Для прив'язки інтервалів перфорації, якщо хвостовик буде зацементований, в інтервалі продуктивного пласта необхідно зняти криві ГК і ЛМ. За бажанням НГВУ у список досліджень може бути включено відбір проб пластових флюїдів для хімічного аналізу і інші дослідження. Для контролю за процесом розробки та станом фонду свердловин здійснюється комплекс геолого-промислових, промисловогеофізичних та гідродинамічних досліджень свердловин та пластів відповідно до встановлених норм та правил. На Вікторівському нафтовому родовищі виконується цілий комплекс заходів для контролю та регулювання процесу розробки (табл. 4.1) [5].

Дослідження включають замір продукції свердловин, пластових та вибійних тисків, динамічних рівнів. Аналіз фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату, води, газу. Дослідження фільтраційних властивостей пластів та ін. Комплекс досліджень свердловин та пластів, який виконується на родовищі співробітниками НГВУ «Надвірнанафтогаз» дає змогу вести аналіз розробки продуктивних пластів і визначати особливості вироблення покладів. Дослідження в цілому задовольняють вимоги, які ставляться до системи контролю за процесом розробки родовища та станом фонду свердловин.

Перед дослідженнями ставляться такі задачі [6]:

- контроль за розробкою видобувних та нагнітальних свердловин (замір видобутку свердловин, визначення обводненості продукції, замір динамічного рівня, гирлових тисків та ін.);

- контроль за динамікою пластового тиску (замір пластового тиску в п'єзометричних свердловинах);

- вивчення характеру насичення колекторів (дослідження методами промислової геофізики, вивчення керну відібраного при бурінні на розчині. Що не фільтрується або промивальній рідині з мінімальною водовіддачею);

- оцінка ефективності заходів з інтенсифікації видобутку нафти (оцінка коефіцієнта продуктивності, побудова характеристик витіснення);

- дослідження фізико-хімічних властивостей нафти, пластової води (лабораторний аналіз проб).

Таблиця 4.1 – Комплекс геолого-промислових і гідродинамічних досліджень [5].

№ п/п	Найменування	Періодичність 1 раз в
1.	Замір дебіту рідини, нафти і обводненості продукції	5 днів
2.	Замір динамічного рівня	квартал
3.	Дослідження характеру насиченості пластів в неперфорованих інтервалах свердловин методом ІННК	рік
4.	Дослідження п'єзометричних і видобувних свердловин, що простоюють (пластовий тиск, статичний рівень, розділ нафта-вода)	півріччя
5.	Замір об'єму закачки по нагнітальним свердловинам	тиждень
6.	Замір тиску на усті по нагнітальним і газовим свердловинам	день
7.	Зняття профілю приймальності і термограми у водонагнітальних свердловинах	півріччя
8.	Зняття індикаторної діаграми (не менше 4-ох точок) по нагнітальним свердловинам	рік
9.	Дослідження герметичності експлуатаційних колон видобувних і нагнітальних свердловин	рік
10.	Опресування і відбракування насосно-компресорних труб у свердловинах і гирлового обладнання	при ремонті

У результаті виконання усіх методів дослідження свердловин та пластів оцінюється ефективність процесу розробки родовища та застосування методів регулювання.

У проекті розробки контроль за розробкою родовища передбачалось проводити з виконанням наступного об'єму робіт:

- 1.Контрольні заміри дебітів нафти, газу і води.
- 2.Дослідження глибинно-насосних свердловин для визначення оптимального режиму їх роботи.
- 3.Визначення приймальності нагнітальних свердловин.
- 4.Заміри пластового тиску у зупинених свердловинах.

5.Визначення оптичних властивостей нафти при заводненні покладу.  
Намічені заходи в основному виконуються.

Не регулярно проводяться заміри пластового тиску через неможливість довготривалої зупинки свердловини на їх відновлення. Дані про проведення досліджень свердловин відображені у табл. 4.2. [5].

Таблиця 4.2 – Об’єми і періодичність проведення дослідницьких робіт [5].

№ п/п	Вид робіт	Періодичність та кількість робіт	
		планова	фактична
1.	Контрольний замір дебітів нафти, газу і води	1 раз на місяць	1 раз на місяць
2.	Дослідження свердловин для визначення оптимального режиму роботи	2 рази на рік	1 раз на рік
3.	Визначення приймальності нагнітальних свердловин	постійно	постійно
4.	Замір пластових тисків у зупинених свердловинах	2 рази на рік	□ 4 рази на рік
5.	Замір динамічних і статичних рівнів рідини у зупинених свердловинах	2 рази на рік	1 раз на рік
6.	Визначення профілів приймальності нагнітальних свердловин	2 рази на рік	1 раз на рік
7.	Дослідження оптичних властивостей нафти	2 рази на рік	не проводилось

На період до розробки родовища об’єм дослідних робіт слід продовжити в об’ємі, передбаченому у проекті розробки з визначенням коефіцієнту світло переломлення. Враховуючи незначні рівні відборів нафти з покладів та обмежені можливості підприємства, періодичність проведення досліджень на продуктивність, заміри пластового тиску, рівнів рідини, профілів приймальності встановлюються один раз на рік. Особлива увага має бути зосереджена на замірах пластового тиску, а також на зняттях характеристик «до»–«після» під час проведення геолого-технічних заходів з впливу на ПЗП, як один з методів регулювання процесу розробки.

#### 4.5. Інтенсифікація видобутку нафти і газу

Інтенсифікація видобутку нафти і газу досягається згущенням видобувної сітки за рахунок буріння нових свердловин. Пропонується буріння п'яти похилоспрямованих свердловин в північно-західній частині покладу МЛ-2 (свердловини 47, 48, 83, 84, 85) середньою глибиною 1500 м.

Пропонується також проведення потужних гідророзривів пласта та теплових і кислотних обробок (12 свердловинно-операцій щороку), перехід від площового заводнення до при контурного з виключенням присклепінного ряду нагнітальних свердловин.

До впровадження рекомендується розрахунковий варіант з бурінням нових свердловин і проведенням перелічених вище заходів. Він характеризується кращими у порівнянні з базовими показниками як в технологічному, так і в економічному плані. За цим варіантом видобуток нафти до кінця розробки, тобто до 2042 року, має скласти 1174 тис.т. при кінцевому коефіцієнті нафтовилучення 0,242, що на 202 тис.т. більше ніж за базовим варіантом, за яким накопичений видобуток до 2030 року мав би скласти 972 тис.т. при кінцевому коефіцієнті нафтовилучення 0,201 [5].

## 5. ПРОЕКТУВАННЯ ЗАХОДІВ З ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ РОЗРОБКИ ПОКЛАДУ

З метою вдосконалення системи розробки покладу рекомендується провести ряд заходів:

1) Рекомендується перевести свердловину 1 в контрольні, оскільки її видобувні можливості вже вичерпані. На даний час її дебіт нафти нижчий 1 т/добу, тоді як в початковий період експлуатації свердловин він був на рівні 60 – 70 т/добу (Рис.5.1).

2) У зв'язку з обмеженими запасами газу високого тиску та зниженням рівня його видобутку, рекомендується поступовий перехід газліфтних свердловин на експлуатацію за допомогою штангових глибинних насосів (ШГН) у період з 2003 по 2007 роки. Також після припинення фонтанування фонтанні свердловини слід перевести на роботу з використанням ШГН. У результаті, до 2009 року весь видобувний фонд має бути переведений на глибинно-насосний спосіб експлуатації. При цьому необхідно враховувати складні умови роботи глибинно-насосного обладнання в похило-спрямованих свердловинах, передбачених проектом. Обов'язковою умовою для оснащення таких свердловин є використання насосів, труб і штанг високої якості та підвищеної міцності.

3) З метою зменшення інтенсивності відкладень АСПВ на свердловинах Вікторівського родовища пропонується випробування свердловинного газового якоря, конструкція якого передбачає використання магнітних сил для впливу на структуру потоку. Такий якор встановлюється під прийомним отвором глибинного штангового насоса. Додатково рекомендується застосовувати штанги зі скребками-центраторами типу ШНШЦ 16, 19, 22, 25 виробництва Очерського машинобудівного заводу. Використання цього обладнання дозволяє відмовитися від промивання свердловин гарячою водою.

4) Для захисту експлуатаційних колон від корозійної дії і забезпечення довготривалого терміну використання міжтрубний простір заповнюється нейтральною рідиною, рекомендуємо: нафтою або прісною водою.

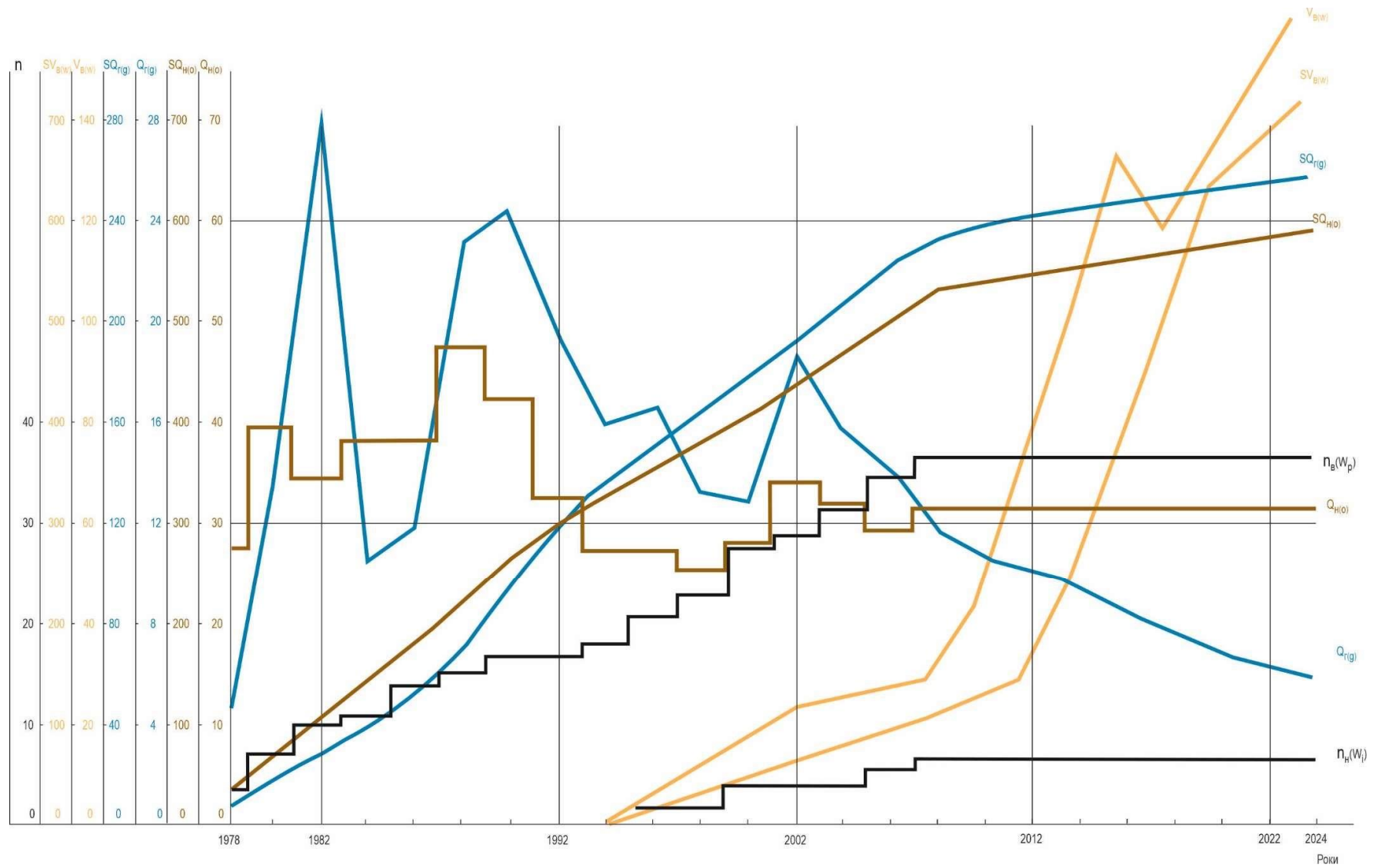


Рис. 5.1 Графік розробки Вікторівського нафтового родовища.

## ВИСНОВКИ

Вікторівське родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Рожнятівського району Івано-Франківської області і належить до Надвірнянського нафтопромислового району. У геотектонічному відношенні Вікторівське нафтове родовище розташоване у центральній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. У геологічній будові Вікторівського родовища приймають участь крейдово-палеогенові відклади флішу і неогенові відклади молас Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, які перекриті четвертинними відкладами

Станом на 01.01.2025 р. на родовищі продовжується промислова розробка основного експлуатаційного об'єкта – покладу нижньоменілітових відкладів МЛ-2 та другорядних за запасами об'єктів – покладів верхньосередньоменілітових відкладів МЛ-1 та еоценових ЕЦ-1+2.

Поклад є основним експлуатаційним об'єктом родовища.

Поклад МЛ-2 налічує 38 видобувних, 10 нагнітальних та 2 контрольних свердловини, поклад МЛ-1 – 1 видобувну, ЕЦ-1+2 – 2 видобувні. За прийнятим до впровадження VI варіантом технологічної схеми 1983 р. поклад МЛ-2 проєктувалось розробляти 45 видобувними та 14 нагнітальними свердловинами, поклад ЕЦ-1+2 – 3 видобувними, поклад МЛ-1 розглядався як об'єкт повернення. На дату складання технологічної схеми поклад МЛ-2 розроблявся 12 свердловинами. Невідповідність початкових фактичних дебітів під час розбурювання очікуваним проєктним величинам (протягом 1992-1995 р.р. 0,3-4 т/добу проти 9,5-6,5 т/добу) змусила з 1996 р. припинити експлуатаційне буріння

Горизонт МЛ-2 представлений пачками піщано-алевритових і глинистих порід і охоплює відклади таких літолого-стратиграфічних горизонтів: шешорського, нижньороговикового, аргілітового і клівських пісковиків. Загальна товщина продуктивної частини нижньоменілітової підсвіти змінюється на родовищі від 13,2 до 52,8 м.

Горизонт клівських пісковиків має найбільші товщини (90 – 110 м) в склепінній частині складки і на її північно-східному крилі. В південнозахідному напрямку вздовж перекліналі складки та на Центральній ділянці спостерігається зниження товщини відкладів горизонту до 30 – 50 м. У розрізі відкладів горизонту клівських пісковиків виділяються 5 характерних пачок, що відрізняються за літолого-петрографічним складом порід .

Продуктивність свердловин досить низька і коливається в межах: по нафті від 0,1 до 6,7 т/добу в середньому складаючи величину 3 т/добу; по рідині дебіт свердловин коливається в межах від 0,5 до 9 т/добу, а обводненість свердловин так само досить широко коливається в межах від 18% до 90%.

На даний час фонд свердловин покладу МЛ-2 Вікторівського нафтового родовища практично вже сформовано, тобто пробурено і введено в експлуатацію 38 видобувних та 10 нагнітальних свердловин. Практично всі свердловини мають добрий стан експлуатаційної колони, що дозволяє застосовувати різні методи дії на ПЗП. На даний час свердловини експлуатуються як фонтанним способом так і механізованим – за допомогою ШГНУ та газліфтним способом. Свердловини мають невисокі дебіти, за великих депресій на пласт, що є свідченням складних умов експлуатації.

Для покращення експлуатації свердловин пропонується проведення потужних гідророзривів пласта та теплових і кислотних обробок (12 свердловинно-операцій щороку), перехід від площового заводнення до при контурного з виключенням присклепінного ряду нагнітальних свердловин.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Б. Поляняк, Д. Шарун, В. Котик. Проект дорозвідки Великомоствівського газового родовища. Звіт ДП "Західукргеологія" НАК "Надра України", Львів - 2006, 89 с.
2. Довідник з газової справи/За заг.ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. -К.:Львів. 1996. - 620 с.
3. Правила розробки нафтових і газових родовищ.  
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0692-17#Text>
4. ДБН А.2.2-1-2003 "Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Основні положення".
5. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ - Київ-РеалПринт 2004 . - 695 с.
6. Орлов О. О., Євдошук М.І., Омельченко В. Г., Трубенко О. М., Чорний М. І. Нафтогазопромислова геологія. - Київ: Наукова думка, 2005. - 432 с.
7. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. Львів, 2004.
8. Нафтогазопромислова геологія та гідрогеологія: підручник / Ляху М. В., Михайлів І. Р., Манюк М. І. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 304 с.
9. СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 "Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ".