

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*БР 103 НЗГ*

*Група НЗГ-21-1*

***Поліна Казакова***

*2025*

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

УДК 553.98

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Геологічна будова та характеристика продуктивних  
горизонтів Казаковського нафтового родовища.

(назва відповідно до наказу ректора)

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

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

### БР 103 НЗГ

(позначення)

Студент гр. НЗГ–21-1 \_\_\_\_\_ Казакова П.М.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Омельченко В. Г.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

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

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

## Допускається до захисту

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

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

2025 р.

## 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 \_\_\_\_\_ **Казакова Поліна Михайлівна**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

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

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

**2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи)** 17 червня 2025 року

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

1. Фондові геолого-геофізичні ПАТ «Укрнафта»

2. Опублікована література по району досліджень.

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

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

ВСТУП; 1. КОРОТКА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА; 1.1 Адміністративне і географічне розташування; 1.2 Історія відкриття і розвідки родовища; 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОДОВИЩА; 2.1 Стратиграфія; 2.2 Основні відомості про тектонічну будову родовища; 2.3 Нафтогазоносність родовища; 2.3.1 Відомості про нафтогазоносність району; 2.3.2 Форма і тип покладів; 2.3.3 Обґрунтування положення водонафтових контактів; 2.4 Фізико-хімічна характеристика нафти і газу; 2.4.1 Характеристика сепарованих нафт і газів; 2.4.2 Характеристика нафти в пластових умовах; 2.5 Гідрогеологічна характеристика; 2.5.1 Фізичні властивості та хімічний склад підземних вод; 3 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ; 3.1 Літологічне розчленування розрізу і кореляція продуктивних горизонтів; 3.2 Петрографо-мінералогічна характеристика порід-колекторів; 3.3 Методика вивчення фізичних параметрів; 3.4 Петрофізична характеристика порід-колекторів; 4 ВІДОМОСТІ ПРО РОЗРОБКУ РОДОВИЩА; 4.1 Характеристика експлуатації свердловин; 4.2 Характеристика відборів нафти і розчиненого газу; 5 ПРОГРАМА І ОБСЯГ ДОСЛІДНИХ РОБІТ; 6 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДЕВИЩА; ВИСНОВКИ; ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

**5. Перелік графічних додатків**

1. Структурна карта покрівлі покрівлі середньоменілітових відкладів

2. Структурна карта покрівлі підосви нижньосередньоменілітових відкладів

3. Структурна карта покрівлі покрівлі нижньосередньоменілітових відкладів

4. Профільні геологічні розрізи по лінії I-I, II-II

5. Зведений геолого-геофізичний розріз

6. Схема кореляції розрізів свердловин

7. Карта ефективних та нафтонасичених товщин середньоменілітових відкладів

8. Карта нафтонасичених товщин нижньосередньоменілітових відкладів

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

Розділ	Консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
Нормоконтроль	ас. 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	22.02.2025	Виконано
2.	Підготовка базової частини. Загальні відомості та геологічна будова району	до 15.03.2025	Виконано
3.	Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів	до 17.05.2025	Виконано
4.	Розробка технічної частини. Загальні відомості про розробку родовища. Програма і обсяг дослідних робіт	до 02.06.2025	Виконано
5.	Охорона надр та навколишнього середовища. Розроблення висновків	до 10.06.2025	Виконано
6.	Оформлення тексту і графічних додатків	до 17.06.2025	Виконано
7.	Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат	до 18.06.2025	
	Захист бакалаврської роботи	20.06.2025	

8. Дата видачі завдання: 22 лютого 2025 р.

Завдання видав керівник

\_\_\_\_\_ (підпис)

доц. Омельченко В. Г.  
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Казакова П. М.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота містить: 81 сторінку, 17 таблиць, 2 рисунка, 8 графічних додатків.

Приведені сучасні уявлення про геологічну будову і нафтоносність Казаковського родовища, що розташоване в центральній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

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

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

## ANNOTATION

The bachelor's thesis contains: 81 pages, 17 tables, 2 figures, 8 graphical additions.

It presents modern concepts regarding the geological structure and oil-bearing capacity of the Kazakovske field, located in the central part of the Boryslav-Pokuttya zone of the Precarpathian Foredeep.

The physical and lithological characteristics of the reservoirs of the productive layers and deposits of the deposit were analyzed in detail. On the basis of the geological study of open gas deposits, areas with reserves of various degrees of exploration have been identified. An analysis of the performance indicators of the field's wells was performed and measures to control the development of deposits and the operation of the wells were designed.

Key words: oil, reserves, well, operation, water cut.

## ЗМІСТ

ВСТУП. ....	8
1. КОРОТКА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА. ...	10
1.1 Адміністративне і географічне розташування. ....	10
1.2 Історія відкриття і розвідки родовища .....	14
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОДОВИЩА .....	17
2.1 Стратиграфія .....	17
2.2 Основні відомості про тектонічну будову родовища .....	24
2.3 Нафтогазоносність родовища. ....	28
2.3.1 Відомості про нафтогазоносність району .....	28
2.3.2 Форма і тип покладів .....	31
2.3.3 Обґрунтування положення водонафтових контактів.....	31
2.4 Фізико-хімічна характеристика нафти і газу .....	32
2.4.1 Характеристика сепарованих нафт і газів .....	35
2.4.2 Характеристика нафти в пластових умовах .....	35
2.5 Гідрогеологічна характеристика .....	42
2.5.1 Фізичні властивості та хімічний склад підземних вод. ....	42
3 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ. ....	49
3.1 Літологічне розчленування розрізу і кореляція продуктивних горизонтів. 57	
3.2 Петрографо-мінералогічна характеристика порід-колекторів .....	58
3.3 Методика вивчення фізичних параметрів .....	63
3.4 Петрофізична характеристика порід-колекторів .....	64
4 ВІДОМОСТІ ПРО РОЗРОБКУ РОДОВИЩА. ....	67

4.1 Характеристика експлуатації свердловин. ....	67
4.2 Характеристика відборів нафти і розчиненого газу .....	68
5 ПРОГРАМА І ОБСЯГ ДОСЛІДНИХ РОБІТ .....	73
6 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДЕВИЩА. ....	75
ВИСНОВКИ. ....	79
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ .....	81

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Промислова нафтоносність центральної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на сьогоднішній день не викликає ніякого сумніву, оскільки в межах його території відкрито та експлуатується такі родовища: Росільнянське нафтогазоконденсатне родовище, Космацьке газоконденсатне родовище та Дзвиняцьке нафтове родовище, з Луквинське, Ріпнянське, Чечвинське, Струтинське нафтові родовища, а також Підлісівське нафтогазоконденсатне родовище, Спаське нафтове родовище.

В результаті проведення сейсмічних досліджень та пошуково-розвідувального буріння вивчена геологічна будова Богрівської складки в межах Небилівського, Слобода-Небилівського, Північно-Майданського та Майданського блоків. Встановлена нафтогазоносність менілітових відкладів тільки в Північно-Майданському блоці.

Казаковське нафтове родовище відкрите в 1979 році свердловиною 3, з якої при випробуванні менілітових відкладів отримано промисловий приплив нафти. Загалом, геологорозвідувальні роботи на площі Казаковська розпочаті в 1978 році з метою в'ясування перспектив і оцінки нафтогазоносності палеогену Богрівської складки. Дослідно-промислову розробку нафтових покладів родовища розпочато свердловиною 3 у липні 1980 року.

**Метою бакалаврської роботи** є встановлення особливостей геологічної будови продуктивних горизонтів Казаковського 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 Казаковського нафтового родовища;
- проаналізувати ступінь геологічного вивчення відкритих покладів газу;

- описати гідрогеологічні умови родовища;
- навести фізико-хімічні властивості нафти;
- детально проаналізувати фізико-літологічну характеристику колекторів продуктивних пластів та покришок родовища;
- виконати аналіз показників експлуатації свердловин родовища;
- запроєктувати заходи з контролю за розробкою покладів та експлуатацією свердловин.

**Об’єкт досліджень** – Казаковське нафтове родовище.

**Предмет досліджень** – породи-колектори продуктивних горизонтів нижньоменілітової та середньоменілітової підсвіти.

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

**Практичне значення.** 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 геолого-геофізичні матеріали та дані буріння, випробування, дослідження та експлуатації свердловин, що зібрані по району досліджень.

# 1. КОРОТКА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

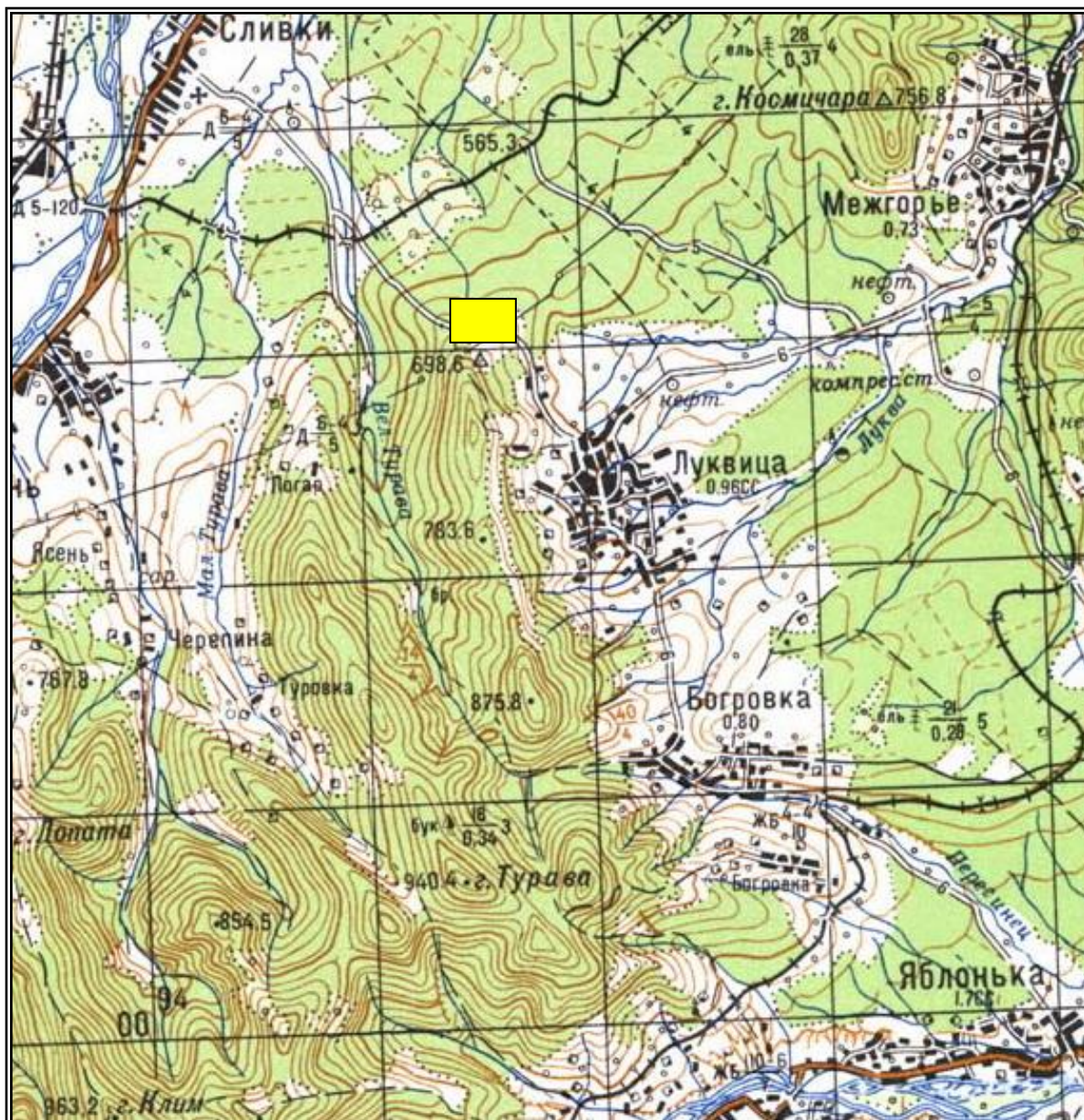
## 1.1 Адміністративне і географічне розташування

Казаковське родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Рожнятівського району Івано-Франківської області і належить до Надвірнянського нафтопромислового району. В геотектонічному відношенні Казаковське нафтове родовище розташоване у центральній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Відстань від обласного центру до родовища складає 60 км у південно-західному напрямку. Поблизу знаходяться смт. Рожнятів, Перегінське, Богородчани, а також села Небилів, Сливки, Закерничне, Ясень, Луквиця, Міжгір'я, Космач, Майдан, Росільна, Красне, Пороги, Яблунька, Богрівка, Кривець та інші. Дорожня сітка даного району з'єднює вищеперераховані села з районними центрами. З селами районні центри Богородчани і Рожнятів з'єднані гравійними дорогами і частково асфальтованим шосе, а між собою покращеними ґрунтовими дорогами з гравійним покриттям. Найближчими залізничними станціями є Брошнів і Рожнятів. Через площу проходить шосе Рожнятів-Дуба-Перегінськ-Ясень-Осмолода. Видобуток на родовищі ведеться згідно наданого спеціального дозволу на користування надрами № 2268 від 10.10.2000 року (переоформлено). Площа ділянки 0,6 км<sup>2</sup>, вона оконтурює тільки експлуатаційні свердловини 3, 8, 9, 10 в межах склепінної частини Північно-Майданського блоку. В безпосередній близькості від даного родовища з південного сходу знаходяться Росільнянське нафтогазоконденсатне родовище, Космацьке газоконденсатне родовище та Дзвиняцьке нафтове родовище, з півночі – Луквинське, Ріпнянське, Чечвинське, Струтинське нафтові родовища, а також Підлісівське нафтогазоконденсатне родовище, з північного заходу Спаське нафтове родовище (рисунок 1.1). Спаське, Чечвинське, Струтинське, Підлісівське нафтові родовища відносяться до Долинського нафтопромислового району, з яким безпосередньо межує

Надвірнянський нафтопромисловий район. Промисловість представлена галузями: нафтогазовою, лісозаготівельною і деревообробною. У зв'язку з несприятливими рельєфними ґрунтовими умовами, сільське господарство не одержало тут широкого розвитку. Частина населення зайнята в сільському господарстві і на лісорозробках, в останні десятиліття значна кількість населення працює в нафтовій промисловості. Нафта Казаковського родовища поступає на Надвірнянський нафтопереробний завод. Газ після сепарації використовується як паливо. В м. Надвірна, що знаходиться на віддалі 42 км від площі Казаковська, знаходиться НГВУ «Надвірнанафтогаз», Надвірнянська експедиція Прикарпатського управління бурових робіт, нафтопереробний завод та інші підприємства [1].

В геоморфологічному відношенні район родовища характеризується пагорбно-рівнинним рельєфом. Абсолютні відмітки коливаються від плюс 470 м до плюс 650 м. Підвищення рельєфу місцевості проходить з півночі на південь. На підвищених ділянках беруть початок річки Турава і Черлен, які нище за течією впадають з правого боку в ріку Лімниця. Гідрографічна мережа району представлена ріками Лімниця і Бистриця Солотвинська. Річки повноводні, гірські. Разом з дрібними річками і потоками вони використовуються для забезпечення технічних потреб бурових. В якості питної води використовуються води гірських річок і струмків. Ґрунтові води приурочені до аллювіально-піщано-галькових відкладів річкових терас. Рівень їх постійний і залежить від кількості опадів. Клімат району помірно-континентальний і відноситься до області помірних температур та підвищеної вологості. Середньорічна температура коливається від плюс 7 °С до плюс 8 °С. В зимовий час мінімальна температура змінюється від мінус 15 °С до мінус 27 °С. Сніговий покрив зберігається 60 – 90 днів на рік. Найхолодніший місяць року – січень. Максимальна глибина промерзання ґрунту 0,5 м. Літо тепле, дощове з середньою температурою плюс 20 °С. Найтепліший місяць – липень. Річна кількість опадів 650 – 800 мм. Вітри змінних напрямків, переважно західні та північно-західні. Територія Рудавецького нафтового родовища вкрита значною кількістю лісів. Лісові масиви

розташовані на підвищених ділянках і представлені, в основному, хвойними породами, рідше буком, дубом, грабом. Схили пагорбів покриті кущами і дрібноліссям. Понижені ділянки рельєфу ближче до долин річок розорані і зайняті під посіви зернових та технічних культур. Ґрунти глинисті і суглинисті [1].



МАСШТАБ 1:100 000

 – Казаковське родовище

Рисунок 1.1 – Оглядова карта району розташування Казаковського родовища

## 1.2 Історія відкриття і розвідки родовища

Історія відкриття та вивчення родовища пов'язана з дослідженнями Передкарпатського прогину, що тривають вже понад століття. На даний час більшість цих досліджень носять історико-пізнавальний характер. Планомірне дослідження Передкарпатського прогину почато після Великої Вітчизняної війни. В цей час проведено великий об'єм геолого-геофізичних досліджень і бурових робіт з метою пошуків нафти і газу, що внесло додаткові відомості про геологічну будову прогину. Одним з основних досягнень стало встановлення «багатоповерховості» (ярусності) у будові Бориславсько-Покутської зони. З 1940 року в Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину, до складу якої входить і площа проектних робіт, проводились магнітометричні, аеромагнітні і електророзвідувальні роботи. У 1958 році на досліджуваній території проводились сейморозвідувальні роботи (автори І.І. Бородатий, Ю.Я. Ейхберг). В результаті цих робіт виділено ряд тектонічних блоків і побудовано карту глибинної будови району, яка надалі, при проведенні глибокого пошукового і розвідувального буріння, постійно коректувалася. В 1961–1962 роках проводилась геологічна зйомка масштабу 1:25000 під керівництвом А.Л. Арцабка, а у 1964–1965 роках тут же проведена державна геологічна зйомка в масштабі 1:50000 під керівництвом М.П. Мочаліна. Проведенню глибокого пошуково-розвідувального буріння на площі проектних робіт передувало структурно-пошукове буріння, яке проводила ГПК об'єднання «Укргаз» у 1956 році, а також геологічні зйомки в масштабах: 1:200000, 1:50000. Цими роботами розпочате вивчення геологічної будови верхнього ярусу складок. В 1964–1965 роках на площах Космач, Росільна, Перегінськ, Ясень, Вільхівка проводились детальні сейсмічні дослідження Західно-Українською геофізичною експедицією під керівництвом Б.І. Івахіва. В результаті інтерпретації сейсмічних даних була виділена Богрівська складка, розташована на південний захід від Луквинської складки. В 1966–1978 роках Богрівська складка розкрита рядом глибоких свердловин, пробурених міністерством нафтовидобувної промисловості на площах Сливки, Яблунька-Кричка, а також пошуковими свердловинами

1, 2-Перегінськ, пробуреними Калуською НГРЕ. Всі свердловини бурились з метою вивчення геологічної будови і виявлення нафтогазоносності у структурах, перекритих насупом Майданської, Луквинської і Богрівської складок.[1].

В 1977 році в результаті випробування отримано приплив нафти з відкладів олігоцену і еоцену Слобода-Небилівського блоку Верхньолуквинської складки, а також отримано газ з верхньої частини менілітової світи. Після отримання промислових припливів нафти і газу з менілітових та еоценових відкладів Луквинської складки, було переглянуто будову Богрівської структури. Найбільш перспективною ділянкою була виділена площа Казаковська. В 1978 році проведені додаткові сейсмічні дослідження. Також в цьому році інститутом «УкрДіпроНДІнафта» був складений «Проект поислового и разведочного бурения на Богровской площади», в якому запроєктоване буріння восьми пошукових і двох розвідувальних свердловин. На практиці цей проект не був реалізований. В цьому ж році І.І. Курилець та З.П. Удовенко (НГРЕГБ) виконали проект пошукового буріння на площі Казаковська. Метою буріння була оцінка нафтогазоносності палеогенових відкладів Північно-Майданського і Слобода-Небилівського блоків Богрівської складки. В зв'язку з отриманням позитивних результатів із перших двох свердловин, в 1979 році забурена також свердловина 3. Місцерозташування свердловини визначено у припіднятій частині Північно-Майданського блоку. При випробуванні в експлуатаційній колоні в свердловині 3 менілітових відкладів в інтервалі 1112 – 1024 м (мінус 488,8 – мінус 401,0 м) отримано промисловий приплив нафти дебітом 10 м<sup>3</sup>/д. В 1981 році на площі Казаковська та прилеглих до неї площах проведено додаткові сейсмічні дослідження МВХ багатократними схемами спостережень. Автор А.М. Симоненко та інші. В 1985 році тематичною партією «Західукргеологія» виконано підрахунок запасів нафти і розчиненого газу Казаковського нафтового родовища. У 1988 – 1989 роках сейсмічною партією 56/88 ЗУГРЕ були проведені сейсморозвідувальні роботи на Дзвиняцькій площі. До території досліджень ввійшла і Богрівська складка. У 1995 році під керівництвом Я.І. Добровольського за матеріалами геологічних зйомок, картувального, структурно-пошуково і глибокого буріння була складена геологічна

карта Бориславсько-Покутського покриву Передкарпатського прогину у межиріччі річок Лімниці і Лючі, яка охопила також Казаковську площу [4]

В 1998 році ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта» складена технологічна схема розробки Казаковського родовища, згідно з якою пропонується у Північно-Майданському блоці проводити розробку нафтових покладів на режимі розчиненого газу. Оскільки цей режим характеризується, як правило, низькими коефіцієнтами вилучення нафти, то у даній техсхемі досліджено також варіант розробки середньоменілітового покладу з підтриманням пластового тиску шляхом заводнення. При цьому, для закачки води проектується використати свердловину 3, а відбір здійснювати з чотирьох свердловин (8, 9, 10 і 12). У Слобода-Небилівському блоці передбачається видобуток нафти і газу новою свердловиною із середньоменілітових відкладів. В 1999 – 2000 роках ІФДТУНГ під керівництвом Д.І. Аронського був виконаний «Газогеохімічний прогноз і системна оцінка перспектив нафтогазоносності площ НГВУ «Надвірнанафтогаз» для вибору першочергових нафтогазопошукових об'єктів». В межах цієї роботи, на основі системного аналізу геохімічних даних, визначені перспективи нафтогазоносності Богрівської площі, виділено ряд об'єктів для постановки розвідувального буріння. В 2010 році виконана геолого-економічна оцінка запасів Казаковського родовища, в результаті роботи оціненні запаси в межах Північно-Майданського блоку Богрівської складки, де проводиться видобуток. Модель структурно-тектонічної будови прийнята за даними переінтерпретації сейсмічних матеріалів виконаних ЗУГРЕ.[1]

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОДОВИЩА

### 2.1 Стратиграфія

Казаковське родовище в тектонічному плані відноситься до другого ярусу структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Розріз Казаковського родовища розчленований відповідно до стратиграфічної схеми розробленої працівниками УкрНДГРІ в 1978 році. Геологічні профіля представлені на графічному додатку 4 [1].

Узагальнюючи об'єм геологорозвідувальних робіт, проведених на родовищі, виконано стратиграфічне і літологічне розчленування розрізів пробурених свердловин в таблиці 2.1 та складений зведений геолого-геофізичний розріз (графічний додаток 5). Деталізація літолого-стратиграфічних особливостей порід, розкритих в межах Богрівської складки наведена в попередньому підрахунку, в даній роботі аналізувались лиш свердловини пробурені в межах Північно-Майданського блоку [1].

У геологічній будові родовища приймають участь крейдово-палеогенові відклади флішу і неогенові відклади молас Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. 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 Прикарпатського УБР, Солотвинської експедиції та Калуської контори буріння. Детальна кореляція розрізів свердловин представена на графічному додатку 6 [1].



**Крейдова система – К**, представлена відкладами стрийської світи –  $K_{2st}$  і складена чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Аргіліти сірі, темно-сірі до чорного кольору, переважно невапнисті, слабослюдисті. Алевроліти темно-сірі, слюдисті, невапнисті або слабовапнисті, міцні, тріщинуваті. Пісковики сірі, дрібно- і різнозернисті, місцями переходять у конгломерати і гравеліти, тріщинуваті, тріщини заповнені кальцитом. Товщина прошарків пісковіку у керні від 2 – 3 до 25 см. Повну товщину стрийських відкладів жодна свердловина не пройшла, максимальна розкрита у Богрівській складці товщина світи складає 238 м (свердловина 29-Сливки). Стрийські відклади розкрила свердловина 1, розкрита товщина складає 190 м. Електрокаротажна характеристика слабодиференційована на кривій ПС. За кривими ПО розріз характеризується ритмічним чергуванням порід. Позірний опір не перевищує 18 Ом·м.[4]

**Палеогенова система – Р** представлена трьома відділами: палеоценовим еоценовим та олігоценовим.

**Палеоценові відклади (ямненська світа –  $P_{1jm}$ )** представлені горизонтом ямненських пісковиків, складених пісковиками темно-сірими і зеленувато-сірими, щільними, дрібнозернистими, тріщинуватими, які ритмічно перешаровуються з алевролітами сірими, темно-сірими, рідше зеленувато-сірими, невапнистими, щільними, міцними та аргілітами зеленувато-сірими і темно-сірими, алевритустими, тонкослюдистими, невапнистими, щільними, міцними. В нижній частині світи залягає яремчанській горизонт. Він представлений аргілітами зеленувато-сірими та вишнево-коричневими, з тонкими прошарками алевролітів, вапняків та мергелів. Позірний опір по стандартному каротажу коливається від 8 Ом·м до 250 Ом·м. Ямненські світа розкрита тільки в двох свердловинах, товщина складає 121 м (свердловина 1), 111 м (свердловина 29-Сливкінська). [4]

**Еоценові відклади –  $P_2$**  згідно залягають на палеоценових і представлені манявською, вигодською та бистрицькою світами.

Розріз **манявської світи -  $P_{2mn}$**  починається горизонтом нижніх строкато-барвистих аргілітів, в якому спостерігається чергування тонких прошарків

аргілітів та алевролітів темно-сірих, сіро-зелених, вишнево-червоних, слабослюдистих, невапнистих. Вище по розрізу залягає пісковиково-аргілітовий горизонт: пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, кварцеві і кварцево-глауконітові, в різній мірі вапнисті, з прошарками алевролітів та аргілітів сіро-зелених, слабослюдистих, невапнистих. Дані відклади перекриваються аргілітовим горизонтом, представленим аргілітами темно-сірими і зеленувато-сірими, невапнистими, щільними. Наступним в розрізі виділяється верхній пісковиково-аргілітовий горизонт, що представляє собою товщу пісковиків світло-сірих, кварцевих, дрібнозернистих, слабовапнистих, окремілих, з частими прошарками аргілітів і алевролітів сіро-зелених, слабослюдистих, невапнистих, щільних, міцних, а також вапняків сірих з зеленуватим відтінком, прихованокристалічних, щільних, міцних. Завершується розріз манявської світи горизонтом верхніх строкато-барвистих аргілітів, аналогічним за літологічною характеристикою до горизонту нижніх строкато-барвистих аргілітів. Електрокаротажна характеристика розрізу чітка. На кривих ПО опір змінюється від 10 Ом·м до 100 Ом·м. В межах родовища манявська світа розкрита чотирима свердловинами. Товщина складає від 199 м (свердловина 1) до 223 м (свердловина 6), в середньому в межах Богрівської складки становить 150 – 200 м [4].

**Вигодська світа – P<sub>2</sub>vg** в межах площі представлена чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Аргіліти темно-сірі з зеленуватим відтінком, слабослюдисті, невапнисті, щільні, міцні, тріщинуваті, тріщини заповнені кальцитом. Алевроліти сірі і темно-сірі, вапнисті, щільні, тверді, з прожилками кальциту. Пісковики сірі, дрібнозернисті, слюдисті, вапнисті і слабовапнисті, щільні, міцні. В середній частині розрізу світи виділяється високоомна пачка алевролітів і пісковиків з прошарками вапняків. На діаграмах стандартного каротажу опір змінюється від 10 Ом·м до 60 Ом·м. Розкрита свердловинами товщина світи складає від 88 м (свердловина 6) до 128 м (свердловина 29-Сливкінська, в середньому розкрита товща в межах Богрівської складки становить 70 – 100 м [4].

**Бистрицьку світу – P<sub>2</sub>bs** за літологічним складом порід поділяють на дві

фації: бистрицьку і попельську. Попельська являє собою ритмічне чергування прошарків пісковиків (потужністю 0,5 – 3, рідше 5 – 8 см), алевролітів, аргілітів зеленувато-сірих, невапнистих, щільних, твердих. Бистрицька фація – це аргіліти темно-сірі, з зеленуватим відтінком і темно-коричневими плямами, слабослюдисті, невапнисті, щільні, тверді, з мушлевидним зламом, інколи з прошарками окремнілого аргіліту, прожилками кальциту, а також прошарками алевроліту. Розкрита свердловинами товщина світи у Богрівській складці складає від 144 м (свердловина 1) до 158 м (свердловина 3), в середньому становить 150 – 170 м (у Богрівській складці). На каротажній діаграмі відклади характеризуються значеннями ПО до 10 Ом·м. [4]

**Олігоцені відклади** представлені менілітовою світою –  $\mathbb{P}_3m_1$ , яка складається з трьох підсвітів: нижньої, середньої і верхньої.

**Нижньоменілітова підсвіта** –  $\mathbb{P}_3m_1$ . В основі підсвіти залягає підроговиковий горизонт, який простежується не у всіх свердловинах, отже, деколи виклинюється з розрізу, це пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, кварцеві, слюдисті, невапнисті, щільні, тверді, тріщинуваті. Над ним повсюдно простежується високоомний маркуючий роговиковий горизонт, товщиною 6 – 10 м, представлений аргілітами темно-сірими і коричневими, слюдистими, сланцюватими, з прошарками роговику темно-коричневого, міцного, з кальцитом по тріщинах. Перекривається роговиковий горизонт аргілітовим, складеним аргілітами темно-сірими, коричнево-сірими і сіро-зеленими, слюдистими, невапнистими, твердими, щільними, іноді з прошарками алевролітів і пісковиків. Над ними залягає потужна піщано-глиниста, високоомна пачка різнозернистих, кварцевих, алевритистих клівських пісковиків. Клівські пісковики перекриті горизонтом других зеленувато-сірих аргілітів, складеним аргілітами алевритистими, темно-сірими з зеленуватим відтінком, слюдистими, невапнистими, з прошарками алевролітів глинистих, темно-сірих, слюдистих, невапнистих, а також пісковиків сірих і темно-сірих, дрібнозернистих, глинистих, щільних. Вище в розрізі підсвіти залягає піщано-аргілітовий горизонт («Горизонт п'яти пластів»), представлений піщано-алевролітовими різновидами. Пісковики

темно-сірі до чорного кольору, дрібнозернисті, сильно глинисті, слюдисті, невапнисті, щільні, міцні. Алевроліти темно-сірі з коричневим відтінком, невапнисті, сильнослюдисті, окремілі, з лінзами і прошарками пісковиків сірого і темно-сірого, дрібнозернистого, глинистого. Аргіліти алевритисті, темно-сірі до чорного кольору, з коричневим відтінком, невапнисті, слабослудисті, тріщинуваті, тріщини заповнені білим кальцитом. Розкрита свердловинами товщина підсвіти на родовищі складає від 303 м (свердловина 29-Сливкінська) до 422 м (свердловина 3). Неповна найменша розкрита товщина в свердловині 10 складає 16 м. Середня розкрита товщина складає 250 – 300 м [1].

**Середньоменілітова підсвіта** –  $\text{P}_3\text{ml}_2$  містить два горизонти: перших зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовий високого опору. Перший горизонт представлений аргілітами алевритистими до переходу в алевроліти, темно-сірими з зеленуватим відтінком, слюдистими, невапнистими, щільними, твердими, з прошарками пісковиків сірих, дрібнозернистих, глинистих, щільних, міцних, вапнистих. Розкриті прошарки туфітів сірих з зеленуватим відтінком, тріщинуватих, з кальцитом по тріщинах; а також вапняків сірих з зеленуватим відтінком, щільних, з прожилками кальциту. Другий – складений аргілітами темно-сірими до чорного кольору, алевритистими, щільними, міцними, невапнистими, слюдистими, тріщинуватими, тріщини заповнені кальцитом; які чергуються з пісковиками сірими, різнозернистими, глинистими, слюдистими, невапнистими, щільними, міцними, твердими, і алевролітами темно-сірими, глинистими, слюдистими, невапнистими, щільними, міцними. Зустрічаються шари осадової брекчії, що складаються зі слабо обкатаних гальок діаметром 0,3 – 8 см: філітів сіро-зелених, вапняків світло-сірих, білого і світло-сірого кварцу, пісковиків кварцевих, зеленувато-сірих аргілітів; зцементованих піщано-глинистим матеріалом. Розкрита свердловинами товщина підсвіти складає від 47 м (свердловина 6) до 65 м (свердловина 10), в середньому по Богрівській складці становить 80 – 120 м. В свердловині 29-Сливкінська середньоменілітові і верхньоменілітові відклади відсутні, очевидно розмиті. В межах родовища виділено два продуктивні горизонти, які приурочені до середньоменілітових та

нижньосередньоменілітових відкладів, які розділені між собою непроникною товщею порід, що стратиграфічно приурочена до підшови піщано-аргілітового горизонту високого опору. В товщі переважають в основному аргіліти алевритисті, темно-сірі до чорного кольору, невапнисті, щільні, міцні, в деякій мірі окремілі, тріщинуваті, рідко вертикальні тріщини виповнені кальцитом, рідко прослідковуються прошарки окремілих пісковиків сірих, дрібнозернистих, глинистих, тонкошаруватих за рахунок чергування світлих і темних різновидів, слюдистих, щільних, міцних, окварцованих. Товщина перемички між покладами складає від 8 м до 20 м [1].

**Верхньоменілітова підсвіта – P<sub>3</sub>mI<sub>3</sub>** в межах Передкарпатського прогину частково розмита. В межах досліджуваного району вона літологічно представлена аргілітами алевритистими, темно-сірими до чорного кольору, невапнистими, слюдистими, щільними, міцними, з частими прошарками алевролітів світло-сірих, сірих і темно-сірих, слюдистих, невапнистих, щільних, міцних. Рідше зустрічаються прошарки пісковиків світло-сірих і сірих, дрібнозернистих, слюдистих, невапнистих, тріщинуватих. Розкрита свердловинами товщина підсвіти складає від 121 м (свердловина 8) до 174 м (свердловина 9), в середньому становить 150 м [4].

**Неогенова система – N** складена міоценовими моласами поляницької світи. Воротищенська світа в межах Північно-Майданського блоку не розкрита. Відклади **поляницької світи N<sub>1</sub>pI** неузгоджено перекривають породи палеогену і представлені аргілітами, алевролітами і пісковиками. Аргіліти сірі, слюдисті, вапнисті, з прошарками сірих, слюдистих, вапнистих алевролітів і пісковиків. Питомий опір їх складає 6 Ом·м – 25 Ом·м. Більш високі значення опорів відповідають навпроти пісковиків і конгломератів. Максимальна розкрита товщина світи у свердловинах 9, 10 становить 218 м [4].

**Четвертинна система – Q** представлена суглинками, глинами, пісками, галькою та ґрунтовим шаром. Товщина відкладів четвертинної системи складає 20 – 30 м.

## 2.2 Основні відомості про тектонічну будову родовища

Казаковське родовище в тектонічному відношенні розташоване в межах Майданського підняття Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Загальна геологічна модель будови мезокайнозойського комплексу Внутрішньої зони створена на основі чисельних побудов з використанням даних глибокого буріння, регіональних і детальних польових геофізичних робіт. Згідно з цим, виділяються чотири яруси структур, простягання яких спостерігаються вздовж всієї зони. До аллохтонної частини відносять два верхніх яруси структур, до параавтохтонної – третій, до автохтонної – четвертий [4].

Аллохтонна частина Внутрішньої зони складена, в основному, палеоген-неогеновими утвореннями. Параавтохтонна і автохтонна частина крім названих відкладів має у своєму складі значної товщини крейдовий комплекс порід. Покривна складчаста будова Внутрішньої зони обумовила конформність структурних поверхонь всіх ярусів складок, але, разом з тим, структурні елементи всіх рівнів мають лінійні форми карпатського простягання, які сформувалися внаслідок орогенних процесів завершальної фази складчатості. Будова мезокайнозойських утворень в автохтонному заляганні вивчена слабо, хоч основні характеристики їх будови ґрунтуються як на глибинних сейсмічних та гравітаційних дослідженнях, так і на основі геологічного графічного моделювання з врахуванням даних надглибоких свердловин [4].

Третій параавтохтонний ярус у межах Надвірнянського району залягає на відносно невеликих глибинах, що підтверджується результатами буріння надглибоких свердловин. Так свердловини 1, 812, 814-Пасічнянські, 1-Саджавська при вибоях відповідно 6210, 6203, 6003, 5511 м після розкриття палеогенових відкладів третього ярусу складок не вийшли із стрийської світи верхньої крейди. Про незначну амплітуду насуву третього ярусу складок на четвертий безпосередньо свідчать результати буріння свердловини 14-Іваниківська, 419-Новоселицька, 101-Спаська, 18-Вільхівська. Тільки на крайньому південному сході Надвірнянського нафтогазоносного району і в межах

Покутсько-Буковинських Карпат спостерігається значне зміщення третього ярусу складок у північно-східному напрямку, про що є незаперечні дані глибокого буріння. Внутрішня будова третього ярусу є складною, антиклінальні складки групуються в окремі лінії: від двох-трьох у Бориславському перетині до п'яти-шести у Надвірнянському [4].

Другий ярус складок розповсюджений майже на всю довжину Внутрішньої зони. В його складі налічується 42 антиклінали, які згруповані від одної до п'яти ліній складок. В районі Казаковського родовища виділені (з північного сходу на південний захід) Майданська, Луквинська, Богрівська складки у другому ярусі, та Сливкінська, Верхньо- і Нижньоострутинська у I ярусі структур. У районі досліджень другий ярус складок включає в себе три лінії складок. Ширина ярусу тут становить близько 8 – 9 км. Амплітуда насуву другого ярусу на третій оцінюється в 5 – 7 км [4].

Перший структурний ярус в межах Надвірнянського нафтопромислового району має ширину 2 – 14 км і аналогічно до другого простягається на всю довжину Внутрішньої зони. 34 антиклінали згруповані від одної до чотирьох ліній складок, а в межах досліджуваної території виділена тільки одна лінія структур. Від крайнього північного заходу Внутрішньої зони до Перегінського блоку на південному сході перший ярус складок повністю перекриває другий ярус при амплітуді насуву 5 – 14 км, а вже в районі Делятинської депресії амплітуда зменшується до сотні метрів. Домінуюче висотне положення мають антиклінали крайньої північно-східної лінії складок. Гребені цих складок виходять на денну поверхню в межах Майданського і Покутсько-Буковинського підняття. Перший ярус складок повністю перекритий Скибовим покривом Карпат у північно-західній частині Внутрішньої зони включно до Танявського блоку. Амплітуда насуву тут змінюється в межах 3 – 12 км. На Майданському піднятті Скибовий покрив простежується над першим ярусом вузькою смугою завширшки 1 – 2 км [4].

Тектоніка району, де розташоване Казаковське родовище, складна. Значний об'єм фактичного матеріалу дозволив виділити тут три яруси структур, насунутих

один на другий. До першого ярусу, на даному етапі вивченості, віднесені складки: Сливкінська, Верхньо- і Нижньострутинська; до другого – Майданська, Луквинська, Богрівська; до третього ярусу – Росільнянська, Луквинська Глибинна, Дзвиняцька, Космацька. Спільним для всіх структур є насування однієї на другу у північно-східному напрямку [4].

В результаті насувів складки набули асиметричності: північно-східне крило коротке і круте, південно-західне видовжене і полого. Характерною рисою всіх ярусів є наявність фронтальної складки з підверненим північно-східним крилом. Це є надійною ознакою групування складок в яруси. До фронтальних складок в районі робіт віднесені Нижньострутинська, Сливкінська у першому ярусі структур, Майданська – у другому та Дзвиняцька – у третьому ярусі складок. Яруси складок розділені між собою лінією насуву з амплітудою до 7 км. В межах одного ярусу амплітуда насунання однієї складки на іншу коливається від десятків метрів до 1 км. Значну роль у будові складок всіх ярусів відіграють, крім поздовжніх порушень (насувів), поперечні скидо-зсуви. Ці порушення ділять Бориславсько-Покутську зону на окремі блоки з загальною тенденцією їх занурення у північно-західному напрямку. На основі сейсмічних досліджень і даних глибокого буріння Богрівська складка другого ярусу структур розділена поперечними тектонічними порушеннями на блоки: Небилівський, Слобода-Небилівський, Північно-Майданський, Майданський, Космацький та Дзвиняцький. Матеріали буріння на Богрівській площі констатують, що свердловинами розкриті відклади Сливкінської (вверху), Богрівської і Луквинської Глибинної складок. [4]

Богрівська складка вивчена значною кількістю свердловин, пробурених на Перегінській, Казаковській і Сливкінській площах. В межах досліджуваного району вона є крайньою південно-західною складкою у другому ярусі. У структурному відношенні – це витягнута антикліналь південно-східного простягання, довжиною близько 16,5 км і шириною в середньому 4,75 км (покрівля еоценових відкладів); виповнена крейдовими, палеогеновими і неогеновими відкладами. Північно-східне крило Богрівської складки насунуте на

Луквинську. У тектонічному відношенні Богрівська антикліналь розбита скидо-зсувами на блоки. Площини поперечних порушень близькі до вертикальних. По покрівлі еоценових відкладів Богрівська складка має такі особливості геологічної будови. В межах Слобода-Небилівського блоку склепінна частина оконтурюється ізогіпсою з абсолютною відміткою мінус 1300 м, в межах Північно-Майданського блоку – ізогіпсою з відміткою мінус 900 м, в межах першої ділянки Майданського блоку – мінус 900 м, а на другій ділянці Майданського блоку – мінус 800 м. Північно-східне крило Богрівської складки відносно полого, кут його нахилу досягає до  $20^\circ$ . Південно-західне крило досить круте ( $30 - 50^\circ$ ) і значно протяжніше [4].

Видобуток на Казаковському родовищі ведеться з Північно-Майданського блоку Богрівської складки. Це антиклінальна складка, склепіння якої зміщене в південно-східному напрямку і підсічене тектонічним порушенням сусіднього Майданського блоку. В склепінній апікальній частині пробурені свердловини 3, 8, 9 і 10. На крилі складки в північному напрямку пробурена свердловина 29-Сливкінська, в якій верхня частина олігоценових відкладів відсутня, а саме верхньоменілітові і середньоменілітові відклади розмиті.

Ширина складки в межах Північно-Майданського блоку складає близько 4 км, довжина – 2 км. Північно-східне крило складки полого, кути падіння  $10 - 15^\circ$ . Південно-західне крило більш круте (кути падіння досягають до  $40^\circ$ ).

Ядро Богрівської структури складене відкладами стрийської світи верхньої крейди, на яких послідовно залягають відклади палеоцену, еоцену, олігоцену і міоцену. До даного часу цілий комплекс відкладів, що виповняють складку, до стрийських включно, розкритий свердловинами і вивчений. Детально опис розкритих відкладів в межах складки наведено в підрозділі 2.1 [4].

В основу створеної структурно-тектонічної будови Казаковського родовища, використані матеріали переінтерпретації виконаного комплексу сейсмічних досліджень виконаних ЗУГРЕ до 2010 року. Використані побудови реперних структурних карт по відбиваючому горизонту еоценових відкладів

другого ярусу в межах досліджуваного району, а також дані пробурених свердловин за якими створена модель родовища [4].

## **2.3 Нафтогазоносність родовища**

### **2.3.1 Відомості про нафтогазоносність району**

Казаковське нафтове родовище розташоване в Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину, в межах Надвірнянського нафтопромислового району. В межах Надвірнянського нафтопромислового району основні промислові скопчення нафти і газу пов'язані з відкладами олігоцену та еоцену, які розділені між собою регіональною покришкою (аргілітами бистрицької світи). Нафтогазоносні поклади виявлені в межах трьох ярусів структур. У межах даної території і прилеглих районах скопчення нафти встановлені як в першому ярусі структур (Луквинське родовище), так і в другому (Росільнянське і Казаковське родовища). Казаковське родовище відкрито у 1979 році в межах Богрівської складки. Запаси вуглеводнів приурочені до середньо-нижньомелітової підсвіти. Оцінка запасів нафти і газу здійснена у 1985 році за результатами буріння свердловини 3. На держбалансі ВАТ «Укрнафта» числилися початкові загальні запаси нафти категорії  $C_1$  – 330 тис. т, і видобувні – 33 тис. т [1].

В 2010 році проведена переоцінка запасів олігоценового покладу в межах Північно-Майданського блоку, оцінені запаси складають – 531 тис. т початкових загальних та 62 тис. т початкових видобувних нафти, 46 млн. м<sup>3</sup> початкових загальних та 21 млн. м<sup>3</sup> початкових видобувних розчиненого газу [1].

Богрівська складка розкрита свердловинами 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 2, 4, 7, 8, 9, 11, 21, 29, 36 - Сливкінськими, 32, 33 - Яблунька-Кричківськими, 2-Богрівською та 4-Східно-Луквинською, причому у межах спеціального дозволу Казаковського родовища знаходяться тільки свердловини 3, 8, 9, 10. У межах Слобода-Небилівського блоку Богрівську складку розкрили свердловини 2, 5, 7, 9, 21-Сливкінські. Промислова нафтогазоносність тут встановлена свердловиною 2,

з якої при випробуванні відкладів середньоменілітової підсвіти в інтервалі 1358 – 1419 м у процесі буріння отримали приплив нафти і газу дебітом 4,74 т/д та 7 – 10 тис. м<sup>3</sup>/д відповідно, а при випробуванні інтервалу 1335 – 1425 м (мінус 808 – мінус 898 м) в колоні дебіт нафти становив 0,43 т/д, газу – 3 тис. м<sup>3</sup>/д. Після СКО дебіт нафти збільшився до 0,66 т/д. Середньоменілітові відклади у свердловині 5 при випробуванні дали воду. У результаті дослідження нижньоменілітових відкладів Богрівської складки Слобода-Небилівського блоку у свердловинах 5 і 21-Сливкінська отримано припливи пластових вод [3].

Еоценові відклади, зокрема вигодсько-манявські, досліджувалися у свердловині 2, де при випробуванні інтервалів глибин 1952 – 2031 м (мінус 1424 – мінус 1503 м) та 1966 – 2130 м (мінус 1438 – мінус 1601 м) отримано незначні припливи газу (2 – 5 тис. м<sup>3</sup>/д), а з інтервалу 2092 – 2330 м (мінус 1564 – мінус 1801 м) отримали приплив води з газом і плівкою нафти. У 1995 році згідно рішення ВАТ «Укрнафта» щодо перегляду ліквідованого фонду малодебітних свердловин в експлуатацію введена свердловина 2 з дебітом 0,3 т/д, яка була ліквідована за геологічними причинами у 1980 році. Дебіт на 2003 рік – 0,161 т/д, в цьому ж році свердловину переведено в контрольний фонд, оскільки її експлуатація нерентабельна [1].

У межах Північно-Майданського блоку, де експлуатуються свердловини, виділено два нафтоносні поклади, а саме: середньоменілітовий і нижньосередньоменілітовий. Структурні карти наведено на графічних додатках 1, 2 та 3 [1].

В межах блоку пробурені свердловини 1, 6, 3, 8, 9, 10 та 29-Сливкінська. У свердловині 1 при випробуванні нижньо- і середньоменілітових відкладів отримано приплив води і за висновками ГДС виділені пласти-колектори водонасичені. Менілітові відклади у свердловині 6 не випробовувалися, а виділені пласти-колектори за промислово-геофізичними даними також водонасичені. При випробуванні менілітових відкладів в інтервалі 1468 м – 1554 м (мінус 941,3 – мінус 1027,3 м) у свердловині 29-Сливкінська отримано приплив газу і води дебітом 10 тис. м<sup>3</sup>/д і 12,9 т/д відповідно. За даними промислово-геофізичних

досліджень в розрізі менілітових відкладів цієї свердловини виділено водонасичені пласти-колектори [3].

Еоценові відклади випробовувалися у свердловинах 1 і 6, в результаті чого у свердловині 1 з інтервалу глибин 1718 м – 1930 м отримали промисловий приплив газу дебітом більше 100 тис. м<sup>3</sup>/д, а з інтервалу 1616 м – 1930 м – фонтан газу, нафти і води дебітом 50 тис. м<sup>3</sup>/д, 8,5 т/д і 50 т/д – 70 т/д відповідно при випробуванні у відкритому стовбурі. При випробуванні в колоні інтервалу 1750 – 1730 м отримали приплив води з газом (фонтанування), дебіт газу – 1 тис. м<sup>3</sup>/д. Із свердловини 6, розташованої поряд із свердловиною 1, із еоценових відкладів отримано непромисловий приплив газу з інтервалів глибин 1664 – 1764 м та 1758 – 1875 м. При випробуванні в колоні з інтервалу глибин 1647 – 1723 м отримано приплив води з нафтою дебітом 4,4 т/д та 0,43 т/д відповідно. Еоценові відклади Богрівської складки у свердловині 29-Сливкінська не випробовувалися. За даними промислової геофізики виділено два пласти колектори з невизначеним характером насичення [3].

Свердловиною 3 відкрито Казаковське родовище. За результатами випробування у відкритому стовбурі інтервалу 966 м – 1161 м (мінус 343,1 – мінус 537,8 м) отримали приплив нафти і газу дебітом 24 т/д – 25 т/д та 1 тис. м<sup>3</sup>/д відповідно із верхньо-середньо-нижньоменілітових відкладів. При випробуванні в колоні відкладів середньоменілітової підсвіти в інтервалі 1080 – 1112 м (мінус 456,8 – мінус 488,8 м) отримано приплив нафти дебітом 0,26 т/д. Після дострілу інтервалу 1024 – 1065 м (мінус 401 – мінус 441,9 м) дебіт нафти збільшився до 1,7 т/д при переливі. На даний час нафтовий поклад розробляється ще трьома експлуатаційними свердловинами – 8, 9, 10. При випробуванні у свердловині 3 бистрицько-вигодських відкладів в інтервалі глибин 1615 м – 1752 м отримано приплив сильно розгазованого глинистого розчину, а в результаті випробування вигодсько-манявських відкладів в інтервалі 1660 м – 1779 м – приплив соленої води [3].

### 2.3.2 Форма і тип покладів

Форми покладів визначаються морфологічними формами структур, які їх вміщують. У Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину розвинені лінійні антиклінальні складки з крутими північно-східними і більш пологими південно-західними крилами. Складки розбиті поперчними порушеннями на блоки. Скупчення вуглеводнів пов'язують зі склепінними частинами антикліналей. Блоки складок є гідродинамічно ізольованими природними резервуарами і можуть вміщувати поклади вуглеводнів незалежно від їх гіпсометричного положення на структурі. Скупчення флюїдів встановлені в менілітових відкладах. За характером насичення поклади нафтові, по типу середньоменілітовий пластовий, склепінний, а нижньосередньоменілітовий – склепінний масивний (оскільки загальна продуктивна товща є більшою за висоту покладу і водонафтовий контакт утворює єдине дзеркало, тобто весь поклад є водоплаваючим, тектонічно-екрановані. Нафтогазоносність менілітових відкладів встановлена в Північно-Майданському блоці, поклади гідродинамічно ізольовані з різними відмітками водонафтових контактів. В таблиці 2.1 наведено основні відомості про поклади Казаковського родовища [1].

### 2.3.3 Обґрунтування положення водонафтових контактів

Водонафтові контакти на Казаковському родовищі визначені за результатами випробування і даними інтерпретації промислово-геофізичних досліджень свердловин (таблиця 2.2) [1].

В межах Північно-Майданського блоку нафтоносність встановлена в чотирьох свердловинах, три з яких не розкрили повністю менілітових відкладів, тільки середньонижньоменілітову підсвіту, це свердловини 8, 9 та 10 [2].

Водонафтовий контакт середньоменілітового продуктивного горизонту що є пластовим склепінним приймався по свердловині 9 по підшві останнього

найнижчого нафтоносного пласта виділений на глибині 1086,6 м (абсолютна відмітка мінус 460,8 м) [1].

Водонафтовий контакт по нижньосередньоменілітовому покладу, що є склепінним масивним, прийнятий, як в попередньому підрахунку, по підшві останнього нафтоносного пласта виділеного у свердловині 3 на глибині 1127 м (абсолютна відмітка мінус 500,9 м), а перший водонасичений – на глибині 1128,8 м (абсолютна відмітка мінус 502,7 м) на 1,8 м нижче. У свердловинах 3, 8 і 10 нафтонасичені пласти та інтервали випробування знаходяться гіпсометрично вище. Так в свердловині 8 останній нафтонасичений пласт на глибині 1112,6 м (абсолютна відмітка мінус 457,4 м). В свердловині 10 – на глибині 1120,4 м (абсолютна відмітка мінус 463,3 м). В свердловині 3, яка пробурена першою в межах даного об'єкту, останній нафтонасичений пласт знаходиться на глибині 1117,6 м (абсолютна відмітка мінус 494,4 м), випробувачем пластів з інтервалу 966 – 1162 м отримано нафту дебітом 24 м<sup>3</sup>/д і газ, але перший водонасичений пласт знаходиться на глибині 1131,2 м (абсолютна відмітка мінус 508,0 м) [1].

#### **2.4 Фізико-хімічна характеристика нафти і газу**

У процесі розвідки і розробки покладів Казаковського родовища проведені відбори глибинних і поверхневих проб нафти і газу з метою одержання даних для визначення їх складу та фізико-хімічних властивостей. 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 [3].

Таблиця 2.2 - Основні відомості про поклади Казаковського родовища

Блок	Абсолютна відмітка, м		Зона	Розміри, м			Частка від об'єму покладу, %	Нафтонасичені товщини, м		Тип покладу
	склепіння	ВНК, НГВП		довжина	ширина	висота		границі	середньозважена величина	
Менілітовий поклад (район св. 2)										
Слободанебилівський	-823,2	-925,1	водо-нафтова	1450	1000	101,9	100	0-18,8	11,3	Склепінний, масивний, тектонічно екранований
Середньоменілітовий продуктивний горизонт										
Північно-Майданський блок	-402,8	-460,8	нафтова	790	1100	58	74	8-17,4	12,3	Склепінний, пластовий, тектонічно екранований
			водо-нафтова	920	110		26	0-17,4	5,9	
Нижньосередньоменілітовий продуктивний горизонт										
Північно-Майданський блок	-421,2	-500,9	водо-нафтова	860	1310	79,7	100	0-18,6	9,5	Склепінний масивний, тектонічно екранований

Таблиця 2.3 – Визначення положення водонафтових контактів покладів нафти Казаковського родовища

Блок	Номер свердловини	Інтервал виробування		Результат випробування	Інтервали нафтонасичені за ГДС		Інтервали водонасичені за ГДС		Визначення положення контуру, м	Прийняте положення контуру, м
		глибина, м	абсолютна відмітка, м		глибина, м	абсолютна відмітка, м	глибина, м	абсолютна відмітка, м		
Середньоомінілітовий поклад										
Північно-Майданський	3	966-1162	-343-538,7	нафта, газ	1030,4-1048,6	-407,4-425,6	-	-	-425,6	-460,8 (НГВП)
		1024-1112	-401,0-488,8	нафта						
		інт. п-щі 1024-1065	401,0-441,9							
		СКО								
Північно-Майданський	8	1023,4-1155,0	-368,3-499,8	нафта	1036,0-1058,0	-380,8-402,8	-	-	-402,8	
		1045-1127	-403,0-468,5	нафта	1046,4-1075,6	-404,1-427,6	-	-	-427,6	
Північно-Майданський	9	1062-1138	-435,6-511,8	нафта	1062,6-1086,6	-436,9-460,8	-	-	-460,8	
		1027-1038	-400,9-411,6	нафта						
Нижньосередньоомінілітовий поклад										
Північно-Майданський	3	966-1162	-343-538,7	нафта, газ	1068,8-1117,6	-445,7-494,4	1130,8-1439,2	-507,6-815,1	-501	-500,9 (ВНК)
		1156-1250	-532,7-626,5	вода з розчин.газом						
		1080-1140	-456,9-516,8	нафта (після ізоляції)						
		1024-1112	-401,0-488,8	нафта						
Північно-Майданський	8	1024-1065	401,0-441,9		1076,4-1112,6	-421,2-457,4	-	-	-457,4	
		СКО			1088,6-1120,4	-437,9-463,3	-	-	-463,3	
Північно-Майданський	10	1023,4-1155,0	-368,3-499,8	нафта	1107,8-1127,0	-481,8-500,9	1128,8-1142,2	-502,7-516,0	-500,9	
		1045-1127	-403,0-468,5	нафта						
Північно-Майданський	9	1062-1138	-435,6-511,8	нафта						
		1027-1038	-400,9-411,6	нафта						

### **2.4.1 Характеристика сепарованих нафт і газів**

Хімічний склад і фізичні властивості нафти Казаковського родовища вивчались за даними дослідження 11 проб відібраних в поверхневих умовах із п'яťох свердловин: 2, 3, 7, 8, 9. Результати аналізів приведені в таблиці 2.2.

Властивості нафти в межах Північно-Майданського блоку вивчені по свердловинах 3, 8 і 9. Густина нафти змінюється від 844,5 кг/м<sup>3</sup> до 857,3 кг/м<sup>3</sup>, складаючи в середньому 851 кг/м<sup>3</sup>. Кінематичний коефіцієнт в'язкості при 50 °С змінюється від 4,7 мм<sup>2</sup>/с до 6,65 мм<sup>2</sup>/с, вміст парафіну від 7,91 % до 11,95 %, вміст асфальтенів від 0,25 % до 0,96 %, в пробах виявлено вміст сірки від 8,3 % до 8,88 %. За густиною нафта відноситься до середніх, високо парафіністичних, смолистих. Розгонка на фракції за наявними аналізами дана тільки до 300 °С. Температура початку кипіння нафти коливається від 48 до 180 °С, становлячи в середньому 75 °С. Вихід фракцій, які википають до 150 °С, змінюється по окремих пробах від 8 % до 16 % ( в середньому 12,5 %); до 300 °С википає від 38 % до 47 % (в середньому 42 %). Висока в'язкість і температура застигання пояснюється високим вмістом парафіну – від 7,9 % до 11,95 %; у відповідності з цим нафта віднесена до виду високопарафінових [4].

Вміст смол і асфальтенів не входить в технологічну характеристику нафти, однак слід вказати, що нафта за приведеними аналізами характеризується високим вмістом смол та асфальтенів. Відповідно нафта відноситься до смолистих.

### **2.4.2 Характеристика нафти в пластових умовах**

Властивості нафти в пластових умовах вивчались за результатами аналізу трьох проб, відібраних у свердловинах 3, 8 і 9, їх приведено в таблиці 2.3. Проби відібрані пробовідбірником типу ПД-3М. Визначення параметрів пластової нафти виконувалось на установці КСМ-600. В таблиці 2.4 приведені дані експериментального дослідження контактного розгазування глибинних проб, а саме значення газовмісту, об'ємного коефіцієнту, густини нафти і газу,

коефіцієнту в'язкості нафти і коефіцієнту розчинності при різному тиску насичення [1].

Перша глибинна проба відібрана в 1987 році по свердловині 3, яка передана в експлуатацію в 1980 році. В попередньому підрахунку не було жодної глибинної проби. Пізніше відібрані глибинні проби з нових експлуатаційних свердловин 8 та 9 в 1995 – 1996 роках. Максимальна величина тиску насичення зафіксована в пробі з свердловини 8 – 8,9 МПа. Цьому тиску відповідає газовміст пластової нафти  $56 \text{ м}^3/\text{т}$ , об'ємний коефіцієнт 1,10, густина пластової нафти  $807,3 \text{ кг}/\text{м}^3$ , динамічний коефіцієнт в'язкості  $4,09 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . При виборі параметрів пластової нафти, необхідних для підрахунку запасів, необхідно брати за основу свердловини, які бурилися на початку експлуатації. Оскільки, в свердловині 3 глибинна проба взята на вісім років пізніше початку експлуатації, то ці дані не є досить точними, але оскільки інші відсутні, то в підрахунку значення газовмісту та об'ємний коефіцієнт прийнято за результатами контактного розгазування свердловини 3. Із свердловини 3 проби були відібрані 14.10.1987 року в період зупинки свердловини для заміру пластового тиску (з 14.09 по 22.10.1987 року). Пластовий тиск дорівнював 10,3 МПа на глибині 1024 м при пластовій температурі  $31 \text{ }^\circ\text{C}$ . Проби нафти відібрані з глибини 1020 м. Максимальне отримане значення тиску насичення становить 7,5 МПа. Враховуючи те, що свердловина тривалий час експлуатується глибинно-насосним способом, отримана величина тиску насичення може бути дещо занижена. При вказаному тиску насичення об'ємний коефіцієнт нафти дорівнює 1,27, густина пластової нафти –  $720 \text{ кг}/\text{м}^3$ , динамічний коефіцієнт в'язкості  $1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  [3].

Таблиця 2.4 – Фізико-хімічні властивості поверхневих проб нафти Казаковського родовища

Вік продуктивних відкладів	Номер свердловини	Інтервал випробування, м		Густина нафти в стандартних умовах, кг/м <sup>3</sup>	Кінематичний коефіцієнт в'язкості, мм <sup>2</sup> /с		Молекулярна маса, г/моль	Температура застигання, °С	Температура початку кипіння, °С	Об'ємна частка світлих фракцій при температурі °С, %					Масова частка, %					Температура плавлення парафіну, °С	Коксовність, %	Коефіцієнт світлопоглинання	Примітка	
					20 °С	50 °С				100	150	200	250	300	асфальтенів	смол селікагелевих	парафіну	сірки	води					асфальтогенових кислот
P <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>	2	1335	1425	835,2	9,99	3,75	-	-11	78	4,5	15,5	26	35,5	47	0,22	-	8,44	-	2	0,03	-	-	-	Смоли, % мас.: бензолні - 1,98, спиртобензол. - 4,46. Нафта середня, високопарафініста, смолиста
		1358	1419	847,4	30,1	5,28	-	8	64	3	13	22	30	43	0,18	-	11,35	-	1	0,12	-	-	-	Смоли, % мас.: бензолні - 6,37, спиртобензол. - 1,73. Нафта середня, високопарафініста, смолиста
P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>		1646	1681	904,2	-	-	-	22	-	-	-	-	-	-	2,47	-	11,8	-	-	0,04	-	-	-	Смоли, % мас.: бензолні - 3,65, спиртобензол. - 12,51. Нафта важка, високопарафініста, високосмолиста
-		Середні значення:		862,3	20	4,5	-	6,3	71	3,8	14,3	24	32,8	45	0,96	-	10,53	-	1,5	0,06	-	-	-	
P <sub>3</sub> ml	3	966	1162	857,3	275,6	6,65	-	19	56	2,5	10,5	19	27,5	39,5	0,25	8,4	11,65	-	60	0,08	-	-	-	Нафта середня, високопарафініста, смолиста
P <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>		1024	1112	854,3	16,64	6,52	-	8	82	1	8	19	28	38	0,46	-	7,91	-	10,2	0,07	-	-	-	Нафта середня, високопарафініста, смолиста
		1024	1112	844,5	-	5,18	-	14	57	3	10	19	27,5	39	-	-	11,95	-	0,06	-	-	-	-	Нафта середня, високопарафініста, смолиста
		1024	1112	856	-	5,08	-	10	68	3,8	12	18	-	38	-	-	-	-	32	-	-	-	-	Нафта середня, високопарафініста, смолиста
		1024	1112	847,2	-	4,763	235	20	58	8	15,5	25	-	47	0,69	9,6	8,4	0,28	-	-	55	2,6	190	Зольність - 0,19.
-		Середні значення:		851,9	137,1	5,64	235	14	64,2	3,7	11,2		27,7	40	0,47	9	10	0,28	15	0,08	55	2,6	190	
P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	7	2098	2228	879,5	68,68	10,17	-	14	180	-	-	10	22	40	0,61	10	9	0,8	89	0,05	-	-	-	
P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	8	1120	1155	850,7	-	7,695 при 40 °С	232,38	12	48	4	12	20	-	40	0,96	8,4	8,88	0,3	-	-	54,2	2,52	244	Вміст золи - 0,023 % мас.; кислотне число - 0,215 мг.
P <sub>3</sub> ml <sub>3</sub>	9	1027	1062	847,1	-	6,721 при 40 °С	209,8	11	55	8	16	24	-	46	0,37	8,6	8,3	0,4	-	-	53,5	2,28	192	

Таблиця 2.5 – Фізико-хімічні властивості нафт Казаковського родовища в пластових умовах

Номер свердловини	Горизонт відбору	Інтервал випробува- ння, м	Глибина відбору, м	Пластова температура, °С	Пластовий тиск, МПа	Тиск насичення, МПа	Об'ємний коєфіцієнт пластової нафти при пластовому тиску		Об'ємний коєфіцієнт пластової нафти при тиску насичення		Газовміст, м <sup>3</sup> /т		Густина		Коефіцієнт розчиненності газу в нафті м <sup>3</sup> /т·МПа)	Коефіцієнт динамічної в'язкості, МПа·с	Коефіцієнт розчиненності газу в нафті м <sup>3</sup> /т·МПа)	Коефіцієнт стисливості, МПа <sup>-1</sup> (при пластовій температурі)	Примітка
							контактне розгазування	диференціальне розгазування	контактне розгазування	диференціальне розгазування	контактне розгазування	диференціальне розгазування	пластової нафти, кг/м <sup>3</sup>	розчиненого газу, кг/м <sup>3</sup>					
Північно-Майданський блок																			
середньомементітовий поклад																			
3	Р <sub>3</sub> ml <sub>2</sub>	1024-1112	1020	31	10,3	7,5	1,25	-	-	-	86	-	720	0,890	1,59	-	-	6,6·10 <sup>-4</sup>	
8	Р <sub>3</sub> ml	1023-1155	-	29	10,5	8,9	1,10	-	-	-	56	-	807,3	0,629	4,09	-	-	1,16·10 <sup>-3</sup>	
9	Р <sub>3</sub> ml	1027-1065	1000	27	10	3,2	1,03	-	-	-	24	-	839,9	0,945	6,73	-	-	1,45·10 <sup>-3</sup>	

Таблиця 2.6 – Результати контактного розгазування проб пластової нафти Казаковського родовища

Номер свердловини	Інтервал виробування, м	Глибина відбору проби, м	Горизонт відбору проби	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С	Тиск насичення, МПа	Об'ємний коефіцієнт пластової нафти, частка одиниці	Газовміст, м <sup>3</sup> /т	Густина нафти в пластових умовах, кг/м <sup>3</sup>	Густина розчиненого газу, кг/м <sup>3</sup>	Коефіцієнт динамічної в'язкості, МПа·с	Коефіцієнт стисливості, МПа <sup>-1</sup>	Коефіцієнт температурного розширення, °С <sup>-1</sup>	Примітка	
3	1024-1112	1020	–	10,3	31	-	1,250	86	720	0,890	1,59	0,66·10 <sup>-3</sup>	-	-	-
							1,270	86	718	0,890	1,50				
							1,245	73	722	0,916	1,60				
							1,195	50	746	0,988	1,98				
							1,165	39	764	1,036	2,26				
							1,135	28	786	1,091	2,58				
							1,095	15	812	1,156	2,94				
0,0	0	836	-	-											
8	1023-1155	-	-	10,5	29	-	56	807	0,629	4,09	1,16·10 <sup>-3</sup>	4,97·10 <sup>-4</sup>	густина сепарованої нафти 847 кг/м <sup>3</sup>		
						8,89	56	806	0,629	4,08					
						6,0	47	819	0,727	4,51					
						4,0	35	829	0,765	5,28					
						2,0	20	839	0,837	6,54					
						1,0	11	843	0,912	7,49					
						0,1	-	849	0,951	8,84					
1,030	24	839,9	0,9453	6,73											
9	1027-1062	1000	-	10,01	27	3,2	24	831,0	0,9453	6,71	1,45·10 <sup>-3</sup>	8,9·10 <sup>-4</sup>	густина сепарованої нафти 847,1 кг/м <sup>3</sup>		
						3,0	23	831,5	0,9950	6,75					
						2,0	19	834,4	1,1760	7,23					
						1,0	12	837,6	1,3600	8,01					
						0,0	0	841,2	1,5800	9,67					

Із свердловини 8 пластові проби були відібрані 22.05.1995 року. Пластовий тиск у ній на глибині 1000 м дорівнює 10,5 МПа, величина пластової температури 29 °С. Тиск насичення дорівнював 8,9 МПа. Свердловина вводилась як фонтанна, а з червня 1996 року експлуатується глибинно-насосним способом. Об'ємний коефіцієнт нафти дорівнював 1,1, газовміст – 47 м<sup>3</sup>/т, густина пластової нафти – 807,3 кг/м<sup>3</sup>, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти – 4,1 мПа·с. У лютому 1996 року проби пластової нафти отримані з свердловини 9. Тиск насичення становив 3,2 МПа при пластовому тиску 10,01 МПа і пластовій температурі 27 °С, об'ємний коефіцієнт дорівнював 1,03, газовміст – 20,2 м<sup>3</sup>/т. Густина пластової нафти дорівнює 839,9 кг/м<sup>3</sup>, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти – 6,7 мПа·с [2].

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

Розчинений та вільний газ, досліджений по 41 пробі, відібраний з 15 свердловин. Газ, розчинений у нафті менілітових відкладів Богрівської складки, вивчався за результатами 23 проб, які були відібрані із 10 свердловин. Результати визначення представлені в таблиці 2.5. Як видно з таблиці, газ складений метаном, етаном, пропаном, бутаном і вищими вуглеводнями, азотом і вуглекислим газом. Процентний вміст окремих вуглеводнів в пробах коливається в дуже широких межах. Так мольна частка кожного компоненту складає: метану від 71,1 % до 97,6 %, етану від 0,76 % до 12,63 %, пропану від 0,11 % до 9,4 %. Вміст бутанів і пентанів в середньому складає 1,87 %. В незначних кількостях присутні негорючі компоненти. Вміст азоту в середньому складає 2,06 %, вуглекислого газу 0,45 %. Абсолютна густина газу змінюється від 0,6452 кг/м<sup>3</sup> до 1,0113 кг/м<sup>3</sup>, відносна – від 0,5355 до 0,8392. Виходячи із розрахунків середніх значень об'ємних часток компонентів розчиненого газу для кожного із блоків, вміст етану, пропану, бутану в продуктивних горизонтах для всіх блоків перевищує промислову концентрацію [4].

Таблиця 2.7 – Склад газу, розчиненого в нафті і воді Казаковського родовища

Номер свердловини	Місце відбору проб	Інтервал відбору, м	Вік	Кількість проб	Мольна частка, %										Об'ємна частка інших компонентів, %	Густина		Примітка	
					метану	етану	пропану	бутану	ізо-бутану	ізо-пентан	пентан + вищі	сірко-водню	гелію	азоту		вуглекислого газу	абсолютна, кг/м <sup>3</sup>		відносна
1	-	1405-1416	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	93,341	2,195	0,765	0,279	0,144	0,086	0,045	не виявл.	не визн.	2,813	0,352	повітря - 9,754	0,7156	0,5939	фазовий стан - вільний газ
3	-	1024-1112	P <sub>3</sub> ml <sub>2</sub>	-	87,627	5,225	2,774	1,682	0,950	0,542	0,611	-	-	0,528	0,500	-	0,8096	0,6719	фазовий стан - розчинений в нафті газ
	-	1024-1112		-	71,729	11,285	9,147	3,261	1,778	1,026	1,343	-	-	0,285	0,500	-	0,9948	0,8256	фазовий стан - розчинений в нафті газ
	-	1024-1112		-	81,190	7,250	5,060	2,040	1,160	0,710	0,770	-	-	1,360	0,460	-	0,8808	0,7310	фазовий стан - розчинений в нафті газ
	з гл. 1020 м пластовипробувачем	1024-1112		-	81,19	7,25	5,06	2,040	1,160	0,710	1,100	не визн.	-	1,360	0,460	-	0,8808	0,7310	P=7,16 МПа - I ступінь
				-	77,01	9,49	7,53	2,500	0,700	0,790	0,830	не визн.	-	1,080	0,300	-	0,9088	0,7542	P=5,1 МПа - II ступінь
	71,11	11,50	9,40	3,300	1,920	0,970	2,220	не визн.	-	відсутн.	0,430	-	1,0113	0,8392	P=3,14 МПа - III ступінь				
2	-	1335-1425	P <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>	1	87,353	4,280	2,726	0,448	0,332	0,089	0,093	-	-	1,968	0,419	-	0,7662	0,6359	розчинений в нафті газ
	-	2092-2330	P <sub>2</sub> mn	-	87,480	5,359	1,618	0,260	0,210	0,030	сліди	не виявл.	не визн.	2,365	2,146	аргон - 0,095 водень - 0,437 повітря - 2,171	0,7618	0,6322	фазовий стан - вільний газ
6	устя	1736-1784	P <sub>2</sub> vg	-	93,072	3,399	1,270	0,205	0,147	0,033	0,051	не виявл.	0,016	1,195	0,612	повітря - 2,099	-	-	
	устя	1647-1723	P <sub>2</sub> vg	-	80,391	7,174	5,087	2,940	1,695	0,982	0,515	не виявл.	0,006	0,898	0,312	повітря - 4,004	-	-	
7	устя	2097-2116	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	80,931	3,538	6,342	1,909	0,813	0,192	0,389	не виявл.	0,0043	2,286	2,241	водень - 1,3574 повітря - 10,765	0,8507	0,7060	
	устя	1800-1848;1853-1856	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	92,093	4,022	1,760	0,420	0,361	сліди	не виявл.	-	0,015	1,217	0,104	водень - 0,008 повітря - 1,709 кисень+аргон (факт. вміст) - 0,374	0,7340	0,6091	
8	-	1037-1076	P <sub>3</sub> ml <sub>2</sub>	-	85,100	5,860	2,620	0,270	0,270	0,060	0,030	-	-	4,830	0,940	-	0,7836	0,6503	вільний газ
	-	1023-1155	P <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>	-	89,600	5,770	2,140	0,450	0,270	0,520	0,390	-	-	1,180	0,360	-	0,7578	0,6289	
	-	1023-1155	P <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>	-	87,880	3,640	1,950	1,320	0,650	0,760	3,770	не визн.	не визн.	2,440	0,200	-	0,8130	-	фазовий стан - газ, розчинений у нафті
9	на викиді (пласто-випробувач)	1120-1180	P <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>	-	94,980	1,880	1,050	0,280	0,170	0,130	0,200	не визн.	не визн.	0,950	0,360	-	0,7173	0,5953	
	на викиді (пласто-випробувач)	1010-1096	P <sub>3</sub> ml <sub>3+2</sub>	-	75,850	12,630	6,710	1,990	1,120	0,520	0,590	не визн.	не визн.	не виявл.	0,590	-	0,9158	0,7600	

## 2.5 Гідрогеологічна характеристика

### 2.5.1 Фізичні властивості та хімічний склад підземних вод

Пластові води вивчались під час буріння і випробування пошукових та розвідувальних свердловин на Казаковській площі, а також сусідніх Луквинській та Яблунька-Кричківській. Припливи води отримані з менілітових відкладів у свердловинах 1, 2, 3, 4, 5, 7, 11, 29-Сливкінська. В процесі розвідки родовища промисловий інтерес представляли олігоценові (менілітова світа) та в меншій мірі еоценові відклади, тому пластові води вивчались, в основному, в цих комплексах. Водоносні об'єкти випробовувались в процесі випробування свердловин, а також шляхом спуску пластовипробувачів на бурильних трубах. Проводились заміри рівнів води, пластових тисків, відбирались проби пластових вод. Дебіти свердловин, які не переливають, розраховувались виходячи із замірів встановлення рівня води. Аналізи вод проводились у гідрохімічній лабораторії УкрНДГРІ, в лабораторії хіманалізів Тематичної партії ПГО «Західукргеологія» та в Івано-Франківській ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта». Характеристика пластових вод родовища та їх хімічний склад наведений в таблиці 2.6 [1].

В хімічному складі пластових вод в різних блоках спостерігаються відмінності, які не дозволяють виявити закономірності зміни складу вод в будь-якому напрямку. Тому пластові води, що вивчались в межах родовища, умовно розділено на два комплекси: еоценовий та олігоценовий. Варто відмітити, що це розділення досить умовне, оскільки в складі цих комплексів є свої ізольовані гідродинамічні системи, що зумовлено чергуванням пластів з високими колекторськими властивостями і непроникних глинистих пачок. Водоносні комплекси відкладів еоцену найбільш повно вивчені в свердловині 6, де в процесі випробування було досліджено водоносні об'єкти в інтервалах 1880 – 1868 м, 1855 – 1840 м (манявська світа), 1784 – 1736 м (манявська і вигодська світа), 1723 – 1647 м (вигодська і бистрицька світа). Дебіти склали від 3,7 т/д до 8,5 т/д. Тиски приблизно рівні гідростатичним, за виключенням інтервалу

1784 м – 1736 м, де тиск складав 20,2 МПа на глибині 1760 м. Мінералізація пластових вод еоцену коливається від 133,1 г/л до 167,1 г/л, ступінь метаморфізації висока ( $\frac{Na}{Cl}$  від 0,76 до 0,78), вміст  $B_2O_3$  складає 30 мг/л, брому 21,4 мг/л – 192,4 мг/л, йоду 2,1 мг/л – 25,4 мг/л, амонію 8 – 42 мг/л, тип води хлоркальцієвий. Максимальний дебіт еоценових вод складав 60 т/д при випробуванні в свердловині 1 з інтервалу 1616 м – 1930 м. Олігоцені водоносні комплекси вивчались в свердловинах 1, 2, 3, 4, 5. Максимальні припливи пластової води з менілітових відкладів спостерігались в свердловині 5., де випробувачем пластів випробувані водоносні інтервали 1918 – 1584 і 1526 – 1440 м. Дебіти склали відповідно 105 і 115 т/д при переливі. Мінералізація олігоценічних вод в свердловині коливається від 86,3 г/л до 120,4 г/л, вміст йоду складає 2,1 мг/л – 12,7 мг/л, брому 9,9 мг/л, води хлоркальцієвого типу. В свердловині 2. із інтервалів 1646 – 1681 і 1529 – 1373 м отримані припливи відповідно 31,5 т/д і 56,1 т/д при переливі. Мінералізація 82,1 г/л – 79,5 г/л, води високометаморфізовані ( $\frac{Na}{Cl}$  0,44 – 0,62), вміст  $B_2O_3$  рівний 30 мг/л, йоду 5,3 мг/л – 10,6 мг/л, брому 157,6 мг/л – 160,3 мг/л, води хлоркальцієвого типу [1].

Таблиця 2.8 - Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод Казаковського родовища

Номер свердловини	Інтервал випробування, м	Умови відбору проби	Світа, підвігта, ярус	Дебіт, м³/д	Динамічний рівень, м	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С	Глибина, м	Густина в стандартних умовах, кг/м³	Вміст іонів (мг/л, ммоль/л)											Тип води	Примітка	
										Загальна мінералізація	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	J <sup>-</sup>	Br <sup>-</sup>			інші
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1265-1332	з глибини 1140 м пробовідбірником	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	11,7	1029	-	-	-	1079	71660	23232,0	2800,5	998,3	43426,2	126,7	немає	793,0	180,0	8,46	96,2	-	хлор-кальцієвий	
	1323-1332	з глибини 1250 м пробовідбірником	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1068	69640	21631,27	3850,65	849,64	42108,75	151,43	немає	915,0	70,0	12,7	50,76	SiO <sub>2</sub> - 21,4 мг/л; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,0 мг/л	хлор-кальцієвий	
	1405-1416	пробовідбірник	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	2,3	680	14,3	-	1410	1081	76706,9	18171,13	4970,85	4067,66	48497,6	7,21	немає	671,0	150,0	10,58	160,3	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,0 мг/л	хлор-кальцієвий	
	1405-1416	пробовідбірник	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1079	74095,5	17702,3	4725,81	3865,87	46672,46	39,5	немає	768,6	150,0	10,58	160,32	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор-кальцієвий	
	1617-1918	на усті, при роботі свердловини	P <sub>2</sub> bs+vg+mn	50-70	-	-	-	-	1108	149300	45954,18 1998,79	9830,02 490,52	1261,72 103,76	91799,95 2589,05	76,54 1,59	немає	146,45 2,4	40,0 2,22	29,62 0,24	160,32 2,01	SiO <sub>2</sub> - 17,12 мг/л; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 60,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 5,5
	1617-1919	на усті, при промивці	P <sub>2</sub> bs+vg+mn	-	-	-	-	-	1100	136790	42002,72 1826,92	9546,45 476,37	802,92 66,03	83887,21 2363,02	194,23 4,04	немає	134,2 2,2	40,0 2,22	8,46 0,07	176,35 2,21	SiO <sub>2</sub> - 17,12 мг/л; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 20,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 8,0
2	1373-1529	на усті	P <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>	51,6	перелив	-	-	-	1081	79481,5	20242,9-	4428,25-	3855,26-	50322,8-	14,4-	немає	305,0-	150-	5,29-	157,64-	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 35,0 мг/л	хлор-кальцієвий	
	1645,8-1681	на усті	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-	80480	24736,48	4536,85	1147,05	49535,9	53,5	немає	207,46	120,0	8,46	130,93	SiO <sub>2</sub> - 17,12 мг/л; B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор-кальцієвий	
	1645,8-1681	на усті	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	29,2	перелив	-	-	-	-	82125,2	21385,8	4375,76	3823,39	51887,2	27,16	немає	305,0	150	10,58	160,3	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 35,0 мг/л	хлор-кальцієвий	
	1964-2103	на усті	P <sub>2</sub> vg+mn	19,8	перелив	-	-	-	1000	70421	20299,57	6479,08	106,16	42552,0	61,72	60,0	732,0	35,0	21,16	77,49	-	хлор-кальцієвий	

Продовження таблиці 2.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
3	1080-1140	пробо- відбірник з гл. 1075 м	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	5,6	964	-	-	-	1080	76380	24292,8 1056,21	2975,5 148,478	1316,9 108,301	46085 1300	8,2 0,171	немає	1342,0 22,0	200,0 11,086	12,7 0,1	144,2 1,804	SiO <sub>2</sub> - 6,0 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 20,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 6,8
	1157-1175	пробо- відбірник з гл. 1110 м	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	2,86	773	-	-	-	1037	39942	12626,77 548,99	1925,32 96,07	531,03 43,67	24157,12 681,25	54,32 1,13	немає	427,0 7,0	50,0 2,77	4,23 0,03	167,0 2,09	SiO <sub>2</sub> - 5,35 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 20,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 6,5
	1330-1348	пробо- відбірник з гл. 1310 м	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	0,3	1029	10,9	-	1320	1023	26024	8445,6 367,2	980,16 48,91	286,75 23,58	14848,87 418,75	156,37 3,26	немає	1220,0 20,0	50,0 2,77	3,17 0,03	33,4 0,42	SiO <sub>2</sub> - 21,4 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 5,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 6,5
	1464-1532	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub> +P <sub>2</sub> bs	8,65	-	-	-	-	1087	83060	25640,02 1115,22	3875,33 193,38	2351,5 117,91	50578,7 1426,48	4,94 0,1	немає	317,3 5,2	130 7,21	12,7 0,1	146,96 1,84	SiO <sub>2</sub> - 17,12 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 6,0
	1464-1532	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub> +P <sub>2</sub> bs	8,65	-	-	-	-	1083	87120	27656,9 1202,448	3920,67 195,642	1338,18 110,04	53451,7 1507,38	10,28 0,214	немає	402,6 6,6	150,0 8,315	14,81 0,116	171,0 2,14	SiO <sub>2</sub> - 10,0 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 25,0 мг/л	хлор- кальцієвий	
	1660-1779	на усті (ВПТ)	P <sub>2</sub> vg+ mn	26,2	-	-	-	-	1110	103720	17533,7 -	10151,74 -	7816,7 -	67662,0 -	89,29 -	немає	201,3 -	70,0 -	12,6 -	200,4 -	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 45,0 мг/л	хлор- кальцієвий	
	1660-1773	на усті (ВПТ)	P <sub>2</sub> vg+ mn	26,2	-	-	-	-	1110	10921	29184,88 1268,908	10151,74 506,85	1656,79 136,249	67662 1908,122	89,29 1,859	немає	201,3 3,3	70,0 3,88	12,6 0,099	200,4 2,508	SiO <sub>2</sub> - 5,35 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 45,0 мг/л	хлор- кальцієвий	
	1337-1381	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1085	82290	26315,96 1144,62	3686,15 183,94	1147,05 94,33	50318,09 1419,13	57,61 1,19	немає	488,15 8,0	130,0 7,21	10,58 0,08	136,27 1,7	SiO <sub>2</sub> - 17,12 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 6,0
	1645,8-1681	на усті (ВПТ)	P <sub>2</sub> bs+ vg	-	-	-	-	-	1084	80480	27463,48 1075,92	4536,85 226,39	1147,05 94,33	49535,91 1397,07	53,5 1,11	немає	207,46 3,4	120,0 6,65	8,46 0,07	130,93 1,64	SiO <sub>2</sub> - 17,12 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 6,5
	1155-1250	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1070	70400	21992,01 956,217	3815,65 190,401	785,917	42500,6 1198,55	97,52 2,03	немає	951,6 15,6	120,0 6,652	6,35 0,05	133,6 1,672	SiO <sub>2</sub> - 4,0 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,0 мг/л	хлор- кальцієвий	
1156-1250	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	27,6	-	-	-	-	1072	70270	22276,67 968,93	3213,61 160,36	1032,38 84,9	42757,24 1205,89	120,16 2,5	немає	634,6 10,4	110 6,09	6,35 0,05	114,9 1,44	SiO <sub>2</sub> - 19,26 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 7,0	
4	1183-1240	пробо- відбірник з гл. 1170 м	P <sub>3</sub> ml <sub>2</sub>	0,3 суміш н+в	-	11,9	+48	1212	1025	43190	16067,11 698,57	841,68 42,0	97,28 8,0	24850,37 700,8	409,85 8,53	немає	841,68 42,0	60,0 3,82	немає	26,72 0,56	SiO <sub>2</sub> - 42,8 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 7,0
	1684-1713	на усті, при промивці	P <sub>2</sub> vg	-	-	-	-	-	1000	697	165,43 7,19	60,12 3,0	не виявлено	128,93 3,636	238,67 4,97	немає	268,49 4,4	105,0 2,82	0,211 0,0017	0,4 0,005	SiO <sub>2</sub> - 74,9 мг/л	сульфатно- натрієвий	pH - 9,0
	1362-1528	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub> + P <sub>2</sub> vg	-	-	-	-	-	1061	83080	28227,21 1227,27	2713,02 135,38	785,9 64,63	50175,9 1415,0	103,7 2,16	немає	890,89 14,6	100,0 5,54	3,17 0,02	83,5 1,04	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 20,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 5,5
	1362-1528	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub> + P <sub>2</sub> vg	V=8 м <sup>3</sup> за 3 год.	-	-	-	-	1057	88750	30167,26 1311,62	2835,46 141,49	828,46 68,13	53190,0 1500,0	98,76 2,06	немає	14752,28 23,8	100,0 5,54	0,85 0,01	72,81 0,91	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 15,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 5,5
	1286-1354	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1089	130430	44039,02 1914,74	4200,0 209,62	1518,78 124,9	79430,4 2240,0	21,4 0,45	немає	951,91 15,6	150,0 8,31	4,23 0,03	118,9 1,49	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 40,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 5,5
	1286-1354	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1092	133880	45301,49 1969,63	4165,71 207,81	1603,66 131,88	81558,0 2300,0	24,69 0,51	немає	951,91 15,6	150,0 8,31	4,23 0,03	123,58 1,55	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 5,5
5	1482-1484 1491-1492 1493,6-1495	пробо- відбірник з гл. 1480 м	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	0,5	1239	14,2	+40	1489 1450	1048	86340	31564,65 68,0	1362,72 68,0	413,44 34,0	51541,1 1453,5	98,76 2,06	немає	1342,44 22,0	6,0 3,32	2,12 0,016	9,89 0,12	SiO <sub>2</sub> - 10,7 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 6,5
	1665-1878	на усті (ВПТ)	P <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	V=15,4 м <sup>3</sup> за 3,5 год.	-	-	-	-	1078	120439	40072,2 1742,27	4889,76 244,0	1118,72 92,0	72834,8 2054,0	10,7 0,22	-	1403,46 23,0	4,0 0,22	12,7 0,1	93,52 1,17	SiO <sub>2</sub> - 16,05 мг/л	хлор- кальцієвий	pH - 5,0

Кінець таблиці 2.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
5	1665-1878	на усті (ВПТ)	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	V=15,4 м <sup>3</sup> за 3,5 год.	-	-	-	-	1078	330920	122851,74 5341,81	4913,81 245,2	1118,72 92,0	200505,02 5654,4	12,7 0,22	немає	1342,4 22,0	4,0 0,22	8,46 0,07	168,33 2,11	SiO <sub>2</sub> - 5,35 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 5,0
6	1840-1848 1852-1865 1875-1878 1885-1896 1924-1985	пробо-відбірник з гл. 1900 м	Р <sub>2</sub> mn	-	-	-	-	-	1093	131231	29814,21 1296,27	9178,32 458,0	4600,0 625,0	84111,12 2372,0	82,3 1,71	сліди	396,63 6,5	22,5 1,25	2,645 0,02	23,38 0,29	SiO <sub>2</sub> - 10,7 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 5,0
	1736-1784	з гл. 1732 м	Р <sub>2</sub> vg	6-8	1387	20,2		1760	1104	155715	48347,15 2102,05	9976,71 497,84	1274,49 104,81	95742,0 2700,0	65,84 1,37	немає	146,4 2,4	15,0 0,83	21,16 0,17	126,92 1,59	SiO <sub>2</sub> - 2,5 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 5,0
	1840-1855	пробо-відбірник з гл. 1860 м	Р <sub>2</sub> mn	3,3	1238	18,5	+49	1847 1800	1106	167046	52349,61 227,07	9626,61 480,37	1805,52 148,48	102834,0 2900,0	58,43 1,22	немає	134,2 2,2	20,0 1,11	25,39 0,2	192,38 2,41	SiO <sub>2</sub> - сліди B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 5,0
	1647-1690	з гл. 1630 м	Р <sub>2</sub> vg	-	-	-	-	-	1062	88848	29167,22 1268,14	3938,26 196,52	902,75 74,24	54253,8 1530,0	176,12 3,67	немає	317,2 5,2	16,0 0,89	10,58 0,08	66,8 0,84	SiO <sub>2</sub> - сліди B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 6,5
	1647-1716	з гл. 1620 м	Р <sub>2</sub> vg	-	-	-	-	-	1040	60497	19985,62 868,94	2450,49 122,28	690,32 56,77	36878,4 1040,0	167,89 3,49	немає	244,0 4,0	7,0 0,39	8,46 0,07	63,46 0,82	SiO <sub>2</sub> - сліди B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 20,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 6,0
	1647-1723	пробо-відбірник	Р <sub>2</sub> vg	4,4	924	16,1	-	1685	1097	133122	41833,32 1818,84	8576,52 427,97	1486,92 122,28	83685,6 2360,0	268,3 5,59	немає	170,8 2,8	8,0 0,44	6,35 0,05	86,84 1,09	SiO <sub>2</sub> - 2,5 мг/л B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 30,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 6,0
	1868-1880	пробо-відбірник з гл. 1800 м	Р <sub>2</sub> mn	7,7	1648	19,5	-	1874	1105	155503	47224,5 -	10280,52 -	1702,4 -	95747,0 -	61,725 -	немає	427,14 -	42,0 -	2,116 -	21,376 -	SiO <sub>2</sub> - 10,7 мг/л	хлор-кальцієвий	
7	2225-2244	з гл. 2215 м	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1026	43133	14524,5 631,5	962,72 48,04	477,89 39,3	23049,0 650,0	554,7 11,55	немає	3538,0 58,0	15,0 0,83	3,17 0,02	8,02 0,1	SiO <sub>2</sub> - 8,0 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 6,0
	2034-2065	пробо-відбірник з гл. 2020 м	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	1,3	274	22,2	+53	2049	1066	86340	27999,28 1217,36	4080,5 204,0	802,56 68,0	52820,5 1490,5	64,7 1,369	немає	280,6 4,6	150,0 8,31	16,92 0,13	126,5 1,58	-	хлор-кальцієвий	pH - 5,0
	1800-1848 1853-1856	пробо-відбірник з гл. 1795 м	Р <sub>3</sub> ml <sub>2</sub>	0,46	1257,5	17,9	-	1845	1011	17920	5327,12 213,61	921,8 46,0	340,5 28,0	10705,9 302,0	164,4 3,424	немає	305,0 5,0	100,0 5,54	1,25 0,01	58,6 0,73	-	хлор-кальцієвий	pH - 5,5
	2120-2175	пробо-відбірник	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	1060	87220	27656,85 1202,47	4609,2 230,0	912,0 75,0	52865,9 1490,86	266,65 5,55	немає	854,0 14,0	54,0 3,0	0,21 0,0017	5,08 0,06	-	хлор-кальцієвий	pH - 6,0
	2097-2116	пробо-відбірник	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	-	-	17	+79	2090	1036	54286	17184,45 747,15	2204,4 110,0	1033,6 85,0	33000,14 930,63	139,91 2,91	-	671,22 11,0	45,0 2,49	0,212 0,0017	8,28 0,104	SiO <sub>2</sub> - 10,7 мг/л	хлор-кальцієвий	pH - 5,0
9	1120-1180	на поверхні	Р <sub>3</sub> ml <sub>2+1</sub>	0,49 м <sup>3</sup> за 130 хв.	-	-	-	-	1042	60489 2040	21124,08 880,17	1302,6 64,99	912,0 74,96	34463,4 971,86	951,68 19,85	немає	1732,4 28,41	-	сліди	не виявлено	SiO <sub>2</sub> - 760,0 мг/л	хлор-кальцієвий	
11	1960-2007	на усті (ВПТ)	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	2,2 м <sup>3</sup> за 92,5 хв.	-	21,8	-	1960	1090	-	43040,86 1871,34	5731,44 286,0	899,84 74,0	78344,5 2210,0	330,6 6,882	немає	1220,0 20,0	100,0 5,543	-	-	-	хлор-кальцієвий	pH - 5,5
	2022-2111	пласто-випробувач МІГ-127	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	3,1 м <sup>3</sup> за 85 хв.	-	20,2	-	2022	1086	115990	37457,8 1628,6	5450,8 272,0	1064,8 88,0	68773,0 1940,0	842,9 17,549	немає	2440,0 40,0	180,0 9,97	15,86 0,12	73,3 0,91	-	хлор-кальцієвий	pH - 6,0
	2106-2160	на усті (МІГ-146)	Р <sub>3</sub> ml <sub>1</sub>	4,85 м <sup>3</sup> за 60 хв.	-	23,1	-	2106	1103	132740	41643,6 1810,594	6960,0 398,0	1240,3 102,0	81535,0 2300,0	267,2 5,564	немає	915,0 15,0	180,0 9,97	31,6	113	-	хлор-кальцієвий	pH - 5,0

При випробуванні менілітових відкладів в свердловині 1. (інтервали 1405 – 1416 і 1332 – 1265 м) отримані припливи пластових вод з дебітами відповідно 2,5 т/д при динамічному рівні 680 м і 12,6 т/д при динамічному рівні 1029 м. Пластовий тиск на глибині 1410 м відповідно складає 14,27 МПа. Із водоносних об'єктів в свердловині 3. в інтервалах 1348 – 1330, 1175 – 1157, 1140 – 1080 м дебіти відповідно складають 0,31 т/д при динамічному рівні 1029 м, 2,97 т/д при динамічному рівні 773 м і 6,05 т/д при динамічному рівні 964 м. Мінералізація води коливається від 260 г/л до 76,4 г/л, вміст амонія від 50 мг/л до 200 мг/л, бромю від 33,4 мг/л до 167 мг/л, йоду від 3,2 мг/л до 12,7 мг/л. Тип води хлоркальцієвий. Пластовий тиск на глибині 1320 м рівний 10,89 МПа. В свердловині 4 при дослідженні водоносних об'єктів в олігоцені отримано приплив 36,1 т/д при переливі. Пластовий тиск складає 11,87 МПа на глибині 1212 м. Мінералізація до 130,4 г/л. Вода високометаморфізована, з вмістом амонію до 150 мг/л, бромю від 72,8 мг/л до 119 мг/л, йоду від 0,9 мг/л до 7,2 мг/л. Тип води хлоркальцієвий. В еоценових і олігоценових відкладах Казаковського родовища поширені води хлоркальцієвого типу. Вони характеризуються низьким вмістом сульфатів та гідрокарбонатів. Основна частка припадає на натрій з калієм та хлор. Мінімальні та максимальні значення вмісту іонів наведені в таблиці 2.7 [2].

Таблиця 2.9 – Діапазон зміни вмісту іонів у пластових водах Казаковського родовища

Вік	Вміст іонів, мг/дм <sup>3</sup>								
	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	I	Br
P <sub>2</sub>	41833-	6586-	803-	83689-	36,2-	122-	8-	2,11-	21,4-
	61804	10281	2284	117736	268,3	427,1	56,5	29,6	213
P <sub>3ml</sub>	21631-	1363-	413,4-	42108-	4,94-	61-	54-	0,21-	5,08-
	58978	6960	2855	101921	842,9	2440	310	768	261

Мінералізація вод еоценових відкладів змінюється від 133 г/дм<sup>3</sup> до 191,7 г/дм<sup>3</sup>, густина від 1097 кг/м<sup>3</sup> до 1120 кг/м<sup>3</sup>. Коефіцієнт метаморфізації коливається в межах 0,76 – 0,82. Води менілітових відкладів від еоценових вод відрізняються меншою мінералізацією (69,64 г/дм<sup>3</sup> – 167,7 г/дм<sup>3</sup>) і густиною

(1048 кг/м<sup>3</sup> – 1104 кг/м<sup>3</sup>). Співвідношення між вмістом іонів зберігається. Спостерігається деяке збільшення молярної частки гідрокарбонатів і амонію. Коефіцієнт метаморфізації змінюється від 0,73 до 0,94 [1].

Порівнюючи результати дослідження водоносних об'єктів і хімічний аналіз пластових вод, можна відмітити наступне. Водоносність водовміщуючих порід в основному залежить від їх колекторських властивостей. Припливи вод по випробуваних об'єктах коливаються від декількох до десятків кубометрів в добу при різних рівнях. Висока ступінь метаморфізації і мінералізації вод свідчить про те, що на родовищі є гідродинамічно закрыта система. Деякі відмінності гідрохімічних показників вод в різних блоках свідчать про ізолюваність блоків один від одного. Крім того, гідродинамічні системи в відкладах еоцену і олігоцену розділені, про що свідчать відмінності в гідродинамічних показниках пластових вод цих комплексів [1].

### 3 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

Для обґрунтування вихідних даних до підрахунку запасів нафти необхідне детальне дослідження порід-колекторів на зразках керна. Відомості про величину проходки з відбором керна і висвітленість розрізу свердловин керновим матеріалом наведені у таблицях 3.1, 3.2. Сумарний лінійний винос керна по свердловинах, що увійшли в даний підрахунок запасів з продуктивних горизонтів складає 845 м, при проходці з відбором керна 1487 м (таблиця 3.1) [1].

Таблиця 3.1 – Відбір та винос керна із свердловин Казаковського родовища

Номер свердловини	Категорія свердловини	Глибина свердловини, м		Проходка з відбором керна		Лінійний винос керна	
		проектна	фактична	м	%	м	%
1	пошукова	2400	2314	160,0	6,91	60,9	38,06
2	пошукова	2300	2330	163,0	7,00	89,7	55,03
3	пошукова	2000	1845	196,0	10,62	115,3	58,83
4	розвідувальна	1750	1756	439,0	25,00	301,3	68,63
5	розвідувальна	1750	1957	174,0	8,89	91,7	52,70
6	розвідувальна	2000	2007	65,0	3,24	35,0	53,85
7	пошукова	2500	2511	106,0	4,22	63,6	60,00
8	експлуатаційна	1210	1155	6,0	0,52	3,0	50,00
9	експлуатаційна	1210	1180	14,0	1,19	1,8	12,86
10	експлуатаційна	1210/1320	1127	-	-	-	-
11	розвідувальна	2500	2424	164,0	6,77	82,7	50,43
Всього			20606	1487	7,22	845	56,83

Загальна кількість визначень фізичних параметрів на зразках керна складає 149. Прив'язка відібраного керна до розрізу свердловин проводилась у два етапи. В першу чергу прив'язувались інтервали з великим виносом керна і характерними

Таблиця 3.2 – Відомості про літолого-фізичні властивості порід продуктивних горизонтів і покришок Казаковського родовища

Номер свердловини	Пласт	Інтервал відбору керна, м	Абсолютна позначка, м	Виніс керна, м	Літологічний опис зразків	Гранулометричний склад, %								Відкрита пористість, %	Повна пористість, %	Карбонатність, %	Водонасиченість, %	Нафтонасиченість, %	Абсолютна проникність, мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	Примітки
						більше 1 мм	1,0-0,5 мм	0,5-0,25 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,05 мм	0,05-0,01 мм	менше 0,01 мм								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	-	975,0-978,0	-427,8-430,8	2,5	аргіліт	-	-	-	-	-	-	-	4,6	-	13,6	-	-	0,02		
	-	1112,0	-564,4	0,01	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	8,7	-	3,4	-	-	зразок зруйн.		
	1140,0-1142,0	1142,0	-594,3	0,01	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	5,1	-	9,7	-	-	<0,01		
	1270,0-1272,0	1271,0	-722,3	0,03	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	12,0	-	-	зразок зруйн.		
	1280,6-1282,4	1282,0	-733,1	0,025	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	1,1	-	2,2	-	-	зразок зруйн.		
	-	1312,0	-762,7	0,01	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	12,2	-	0	-	-	зразок зруйн.		
	1346,8-1350,8	1350,0	-800,2	0,08	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	10,2	-	0	-	-	зразок зруйн.		
	1408,0-1416,4	1412,0	-861,4	0,08	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	8,2	-	0	-	-	зразок зруйн.		
	1408,0-1416,4	1402,0-1409,0	-851,6-858,5	1,5	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	10,2	-	0	-	-	0,2		
	1430,0-1433,6	1433,0	-882,2	0,015	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	10,5	-	0	-	-	0,51		
	1430,0-1433,6 1436,0-1439,0	1430,0-1437,0	-879,2-886,1	1,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	1,9	-	2,0	-	-	<0,01		
	1482,0-1486,8	1486,0	-934,5	0,02	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	7,1	-	0	-	-	0,43		
	1501,4-1504,6	1504,0-1511,0	-952,3-959,2	1,4	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	1,9	-	1,7	-	-	<0,01		
	1538,2-1542,4	1538,0	-985,8	0,02	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	12,4	-	0	-	-	1,06		
	-	1518,0-1525,0	-966,1-973,0	1,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	1,8	-	0	-	-	<0,01		

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	-	1114,0-1117,0	587,5-590,5	1,2	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	5,9	-	-	0,07	
	-	1419,0-1422,0	891,7-894,7	2,0	пісковик вапнистий з домішк. аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	0,5	-	4,7	-	-	0,12	
2	1527,2-1528,8	1528,0-1532,0	-1000,6-1004,6	4,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	6,3	-	4,1	-	-	<0,01	
	1589,6-1596,8	1587,0-1592,0	-1059,5-1064,5	2,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	5,4	-	2,3	-	-	0,04	
	-	1648,0-1654,0	-1120,4-1126,4	1,2	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	2,3	-	-	0,11	
	1659,2-1662,0	1654,0-1660,0	-1126,4-1132,4	2,4	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	13,3	-	0	-	-	5,65	
	1659,2-1662,0	1660,0-1663,0	-1132,4-1135,4	1,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	8,0	-	0	-	-	0,04	
	1710,0-1714,0	1713,0-1718,0	-1185,2-1190,2	1,5	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	6,9	-	2,5	-	-	0,46	
3	1179,4-1180,8	1175,0-1180,0	-551,7-556,7	2,0	пісковик глин.	-	-	-	-	-	-	-	0,7	-	1,7	-	-	<0,01	
	1184,8-1186,2	1180,0-1186,0	-556,7-562,7	2,5	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-	8,5	-	-	<0,01	
	-	1186,0-1191,0	-562,7-567,6	4,0	алевроліт	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-	5,0	-	-	<0,01	
	-	1191,0-1196,0	-567,6-572,6	4,5	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	0,5	-	2,4	-	-	<0,01	
	1205,6-1207,4	1196,0-1205,0	-572,6-581,6	4,0	пісковик алевр.	-	-	-	-	-	-	-	4,3	-	2,8	-	-	<0,01	
	-	1215,0-1225,0	-591,6-601,5	5,0	алевроліт 3 прошарк. аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	0,7	-	1,5	-	-	<0,01	
					пісковик	-	-	-	-	-	-	1,5	-	1,6	-	-	0,04	У зразку тріщина	
					пісковик	-	-	-	-	-	-	6,8	-	0	-	-	0,29		
					пісковик	-	-	-	-	-	-	4,0	-	8,7	-	-	0,03		
					алевроліт 3	-	-	-	-	-	-		1,0	0	-	-	<0,01		

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	-	1276,0-1285,0	-652,4-661,4	4,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	4,4	-	2,3	-	-	0,18	у зразку тріщина
	-	1285,0-1295,0	-661,4-671,4	4,0	пісков.з прошарк. аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	4,0	-	0,9	-	-	<0,01	
	1297,2-1301,2	1295,0-1300,0	-671,4-676,3	2,4	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	0,9	-	-	0,13	
	-	1315,0-1321,0	-691,3-697,3	3,0	пісков.з прошарк. аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	2,1	-	0	-	-	<0,01	
	-	1321,0-1327,0	-697,3-703,2	2,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	2,2	-	0	-	-	<0,01	
	-	1348,0-1353,0	-724,2-729,1	1,0	пісковик з прошарк. аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	2,5	-	0	-	-	0,02	
3	-	1376,0-1381,0	-752,1-757,1	1,5	вапняк	-	-	-	-	-	-	-	4,0	-	0	-	-	0,03	
	1382,0-1390,0	1386,0-1391,0	-762,0-767,0	1,0	вапняк	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	49	-	-	0,01	
	1430,9-1439,2	1430,0-1441,0	-805,9-816,9	7,5	пісковик з прошарками аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	1,1	-	39,8	-	-	<0,01	
	-	1441,0-1449,0	-816,9-824,9	3,2	пісковик з прошарками аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	3,1	-	0	-	-	<0,01	
	-	1441,0-1449,0	-816,9-824,9	3,2	пісковик з прошарками аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	0	-	-	0,02	
	1430,9-1439,2	1430,0-1441,0	-805,9-816,9	7,5	пісковик з прошарками аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	3,3	-	0	-	-	<0,01	
	-	1441,0-1449,0	-816,9-824,9	3,2	пісковик з прошарками аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	6,6	-	0,8	-	-	0,07	у зразку тріщина
	-	1441,0-1449,0	-816,9-824,9	3,2	пісковик з прошарками аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	4,6	-	0	-	-	<0,01	
	-	1441,0-1449,0	-816,9-824,9	3,2	пісковик з прошарками аргіліту	-	-	-	-	-	-	-	3,7	-	0	-	-	<0,01	

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
5	-	1324,0-1329,0	-784,7-789,7	0,5	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	2,4	-	0,4	-	-	0,06	У зразку тріщина	
	-	1545,0-1549,0	-1005,2-1009,2	3,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	2,2	-	7,0	-	-	0,01		
					верх - пісковик	-	-	-	-	-	-	-	11,8	-	0	-	-	1,69		
		1680,0-1684,0	-1140,0-1144,0	1,6	середина - пісковик глинистий	-	-	-	-	-	-	-	5,8	-	0	-	-	0,04	У зразку тріщина	
					пісковик окварцований	-	-	-	-	-	-	-	1,4	-	23,2	-	-	<0,01		
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	4,3	8,0	14,9	48,7	13,6	10,5	-	-	-	-	-	-	-	
						-	-	-	-	-	-	-	-	3,6	-	2,3	-	-	<0,01	
						пісковик	-	-	-	-	-	-	-	3,4	-	0,9	-	-	<0,01	
							-	-	-	-	-	-	-	3,7	-	1,0	-	-	<0,01	
						пісковик	-	-	-	-	-	-	-	8,0	-	14,2	-	-	0,04	
						-	-	-	-	-	-	-	10,2	-	0,6	-	-	0,08		
					пісковик	-	-	-	-	-	-	-	8,6	-	0,9	-	-	0,06		
						-	-	-	-	-	-	-	8,0	-	1,1	-	-	0,04		
						-	-	-	-	-	-	-	6,5	-	0	-	-	<0,01		
	1783,2-1791,0	1785,0-1792,0	-1244,9-1251,9	2,5	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	1,5	-	2,3	-	-	0,06	У зразку тріщина	
						-	-	-	-	-	-	-	3,3	-	3,6	-	-	<0,01		

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
					пісковик	-	-	-	-	-	-	-	4,9	-	0	-	-	0,02	
					пісковик	-	-	-	-	-	-	-	8	-	0	-	-	0,12	
					пісковик	-	-	-	-	-	-	-	11,5	-	0	-	-	0,31	
					пісковик	-	-	-	-	-	-	-	10,6	-	0,5	-	-	0,18	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	0,7	6,25	9,88	25,7	34,8	23,5	-	-	-	-	-	0,36	
				2,0	алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	9,9	-	0	-	-	0,09	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	9,1	-	0	-	-	0,31	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	2,9	-	0	-	-	<0,01	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	0	-	-	0,09	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	7,7	-	0	-	-	0,12	
				2,5	алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	5,2	-	0	-	-	0,04	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	0,6	10,1	10	23,5	33,2	22,6	-	-	-	-	-	-	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	7,9	-	0	-	-	0,09	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	5,5	-	0	-	-	0,04	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	3,5	-	0	-	-	<0,01	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	2,9	-	0	-	-	<0,01	
					алевроліт піскуватий з карбонатно-глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	2,9	-	0	-	-	<0,01	

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
5	1798,0-1806,0 1810,0-1811,6	1804,0-1810,0		-1263,9-1269,9	3,6	пісковик	-	-	-	-	-	-	8	-	0	-	-	0,04				
						алевроліт піскуватий з карбонатно- глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	3,6	-	1	-	-	4	-	0	-	0,02
	1837,2-1839,0	1834,0-1838,0		-1293,8-1297,8	0,6	пісковик	-	4,8	10,3	11,8	21,9	27,1	24,1	-	-	0	-	-	-	-		
						алевроліт піскуватий з карбонатно- глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,4	-	0	-	-
	1837,2-1839,0	1838,0-1843,0		-1297,8-1302,8	0,6	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	4,1	-	0	-	-	0,07			
						алевроліт піскуватий з карбонатно- глинистим цементом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,1	-	0	-	-
	-	1843,0-1847,0		-1302,8-1306,8	1,0	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	15,2	-	0	-	-	13,5			
						алевроліт піскуватий з карбонатно- глинистим цементом	-	1,3	5,5	14,4	54	13,7	11	-	-	0	-	15,3	-	0	-	10
	1857,0-1863,4		1857,0-1859,0	-1316,8-1318,8	1,5	пісковик глинистий	-	-	-	-	-	-	-	7,9	-	1,4	-	-	-	0,07		
						пісковик	-	-	-	-	-	-	2,1	-	0	-	-	5,6	-	0	-	0,04
алевроліт піскуватий з карбонатно- глинистим цементом						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,7	-	0,4	-	0,18	У зразку тріщина

Кінець таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
5	1867,4-1875,4	1867,0-1872,0	-1326,8-1331,8	2,5	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	8,5	-	0	-	-	0,3	-	
	1180,0-1190,8	1188,0-1192,0	-637,5-641,5			2,9	8,6	15,9	47,6	14,9	10,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	1434,6-1439,6	1437,0-1440,0	-885,1-887,9	0,3	пісковик	-	-	-	-	-	-	-	9,1	-	0	-	-	0,36	-	
	1471,4-1479,0	1471,0-1475,0	-918,6-922,5			-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,7	-	0	-	-	<0,01
	1471,4-1479,0	1475,0-1479,0	-922,5-926,5	3,2	пісковик кварцовий	-	-	-	-	-	-	-	2,5	-	1,1	-	-	<0,01	-	-
	1471,4-1479,0	1475,0-1479,0	-922,5-926,5			-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,3	-	0	-	-	0,17
	1471,4-1479,0	1475,0-1479,0	-922,5-926,5	3,2	пісковик глинист.	-	-	-	-	-	-	-	1,4	-	2,4	-	-	<0,01	-	-
	1471,4-1479,0	1475,0-1479,0	-922,5-926,5			-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,8	-	0,5	-	-	<0,01
	1479,6-1483,6	1479,0-1481,0	926,5-928,4	1,0	пісковик кварцовий	-	-	-	-	-	-	-	2,2	-	1,4	-	-	-	<0,01	-
	1594,0-1597,0	1595,0-1603,0	-1068,2-1076,2			-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,1	-	0	-	-	0,14
	29-Сл	1594,0-1597,0	1595,0-1603,0	-1068,2-1076,2		алевроліт	-	-	-	-	-	-	-	8,1	-	0	-	-	0,14	-
						алевроліт	-	-	-	-	-	-	-	11,8	12,1	2,5	не парафініз.	зразок розкол		

літологічними ознаками (масивні пісковики, прошарки аргілітів). Після цього розглядались усі інші інтервали відбору з врахуванням результатів лабораторних визначень [1].

Вивчення мінералогічного складу, структури і текстури порід, а також колекторських властивостей порід проводилось в лабораторії фізики пласта КГП тресту «Львівнафтогазрозвідка». Крім того, частина зразків відбиралась на мікрофауністичний аналіз, на вивчення речовинного складу порід під мікроскопом і вивчення мінералів важких фракцій [1].

Відомості про літолого-фізичні властивості порід продуктивних горизонтів і покришок наведені в таблиці 3.2. Фізичні властивості колекторів вивчені на 149 зразках, в тому числі в продуктивному горизонті – 81 зразок [1].

Карти ефективних та нафтонасичених товщин наведені на графічних додатках 7 та 8.

### **3.1 Літологічне розчленування розрізу і кореляція продуктивних горизонтів**

Об'єктами підрахунку запасів за даними промислових досліджень, експлуатації та інтерпретації матеріалів ГДС на Казаковському родовищі є пласти-колектори відкладів середньо- і нижньоменілітових підсвіт олігоцену. Літологічне розчленування розрізів свердловин і кореляція продуктивного горизонту проводилась за даними комплексу геофізичних досліджень та кернавого матеріалу. Перевага в кореляції і літологічному розчленуванні продуктивного розрізу надавалась електрометричним і радіоактивним методам дослідження свердловин, а також літологічній і мікрофауністичній характеристикам керна [1].

Літолого-стратиграфічне розчленування розрізів свердловин Казаковського родовища наведено в таблиці 2.1.

Продуктивна частина розрізу в межах площі дослідження складена теригенними відкладами з нашаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів

менілітової світи олігоцену Богрівської складки Слобода-Небилівського, Північно-Майданського і Майданського блоків. Значно рідше в розрізі зустрічаються пласти мергелів, вапняків, роговиків та інших порід [6].

Горизонт роговиків за своїми фізичними властивостями досить чітко виділяються на діаграмах методів ГДС, що дає можливість використовувати його як репер для кореляції геологічного розрізу. В 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, рідше – мергелі, доломіти і вапняки [1].

Промислові поклади нафти на Казаковському родовищі приурочені до горизонтів високого опору та перших зеленувато-сірих аргілітів середньоменілітової підсвіти і піщано-аргілітового горизонту п'яти пластів нижньоменілітової підсвіти олігоценових відкладів. Відклади характеризуються підвищеною природньою радіоактивністю, більш високими, в порівнянні з вміщуючими відкладами, питомими електричними опорами. Горизонт клівських пісковиків та підроговиковий горизонт нижньоменілітової підсвіти на родовищі є обводнені. Кореляція продуктивних горизонтів представлена на графічному додатку 6 [1].

### **3.2 Петрографо-мінералогічна характеристика порід-колекторів**

Основою для петрографо-мінералогічної характеристики порід-колекторів є дані дослідження керна, мінералогічних аналізів і описів шліфів. Керн відібрано з продуктивних горизонтів у 12 свердловинах (149 зразків). Колекторами нафти є пласти низькопористих і середньопористих пісковиків та алевролітів, які залягають серед щільних високоомних порід або перешаровуючись з аргілітами, утворюють піщані пачки значної потужності з гранулярним типом пористості. На даному родовищі у описаних вище горизонтах розвинута тріщинуватість, що

обумовлює одержання припливів нафти з таких низькопористих порід. Товщина пластів-колекторів змінюється від 1,0 м до 14,0 м [1].

Характерною відмінною ознакою верхньоменілітових відкладів від нижчезалягаючих середньоменілітових є присутність у дослідженому керні туфогенних аргілітів і туфітів. При дослідженні шліфів у свердловині 3 з глибини 983 м – 988 м виявлено туфіти алевро-пелітові кислого складу. Основну масу породи складають дрібні уламки кислого вулканічного скла, розмірами 0,01 – 0,04 мм. Частково вулканічне скло заміщене глинистими і кремнистими мінералами. В основній масі присутні домішки вулканокластичних і уламкових зерен кварцу розміром 0,01 – 0,02 мм і дрібних листочків теригенних слюд. По всій породі прослідковуються дрібні зерна кальцита, розміром 0,01 мм – 0,04 мм. Іноді зустрічаються поодинокі дрібні зерна гідроокислів заліза [1].

Туфогенні аргіліти, які спостерігаються у вигляді малопотужних прошарків серед аргілітів, є перехідними породами від туфітів до аргілітів. У процесі дослідження знайдені спікули губок, які за своїми розмірами та слабким забарвленням органічною речовиною характерні для верхньоменілітових відкладів [1].

Пісковики сірі, світлосірі, тонкозернисті, дрібнозернисті, глинисті, міцні, щільні, невапняковисті, вапняковисті, слюдисті, тонкошаруваті за рахунок чергування світлих і темних різновидностей. Порода розбита тріщинами, які заповнені кальцитом. На поверхні нашарування зустрічаються нальоти піриту та ієрогліфи [1].

Алевроліти темносірі, сірі, світлосірі, слюдисті, невапняковисті, щільні, міцні, з прожилками кальциту, кварцові з глауконітом, з кремнисто-гідрослюдистим порово-базального типу цементом. Присутні численні тонкі лінзовидні мікропрожилки чорної окисленої органічної речовини, а також включення жовтої органіки. Аргіліти темносірі до чорного кольору, з коричневатим відтінком, алевритисті, невапняковисті, щільні, міцні, слюдисті, слабослюдисті, некарбонатні, в деякій мірі окремілі [1].

Пісковики середньоменлітової підсвіти сірі, світлосірі, темносірі, кварцові, дрібнозернисті, дуже міцні, щільні, слабовапняковисті, невапняковисті, слюдисті, окремілі, тріщинуваті. Тріщини заповнені кальцитом. Місцями пісковик тонкошаруватий. Зустрічаються гальки екзотичного матеріалу [1].

Алевроліти сірі, темносірі, кварцові, піщанисті, невапняковисті, глинисті, щільні, міцні, слабослюдисті, слюдисті, тріщинуваті, з кремнисто-гідрослюдистим цементом. Структура алевритова, псаміто-алевритова. Основна маса породи складається, в основному, з кутуватих зерен кварцу розмірами 0,02 мм – 0,1 мм. В незначній кількості зустрічаються напівобкатані, іноді видовжені зерна кварцу. Зустрічаються луски мусковіту, поодинокі зерна плагіоклазів, мікрокліну, а також нечисленні зерна глауконіту (від 2 % до 3 %), піриту. Цементация порово-базального типу. Де-не-де пори виповнені кальцитом, іноді кальцит оконтурює або роз'їдає зерна кварцу. Зустрічаються дрібні зерна піриту, лейкоксену а також включення чорної органіки. Текстура масивна [1].

Аргіліти темnobурого, майже сірого кольору, темносірі, вапняковисті, алевритові, щільні, міцні, слюдисті, глинисті, тріщинуваті, з численними дрібними зернами піриту (0,01 мм – 0,06 мм, рідше до 0,08 мм – 0,1 мм) та поодинокими зернами глауконіту. Основна маса породи складається з дрібних пелітових частинок глинистих (гідрослюдистих) мінералів. Дуже рідко зустрічаються поодинокі кутуваті зерна кварцу, іноді – дрібні зерна піриту (0,01 мм – 0,02 мм). Наявні тонкі тріщини, виповнені криптокристалічним кальцитом. У великій кількості присутні гарно збережені халцедонові спікули губок та вапняковистих черепашок форамініфер [1].

Вапняк сірий, сірозелений, слабослюдистий, щільний, міцний, криптокристалічний, глинистий, тріщинуватий. Порода просічена прожилками мікрозернистого кальциту (0,01 мм – 0,04 мм) з невеликими домішками пелітоморфного глинистого матеріалу. Структура органогенно-уламкова. Зустрічаються фукоїди, заповнені алевритовими зернами кварцу, які зцементовані карбонатами. Порода складається з численних уламків спікул губок халцедонового складу і стерастр, а також численних перекристалізованих

раковинок мікрофауни як вапняковистих так і халцедонових. Переважають в породі спікули губок, наявні також раковинки форамініфер. Уламковий матеріал представлений алевритовими зернами кварцу (0,02 – 0,1 мм). В невеликій кількості присутні зерна глауконіту (від 5 % до 7 %) і піриту [1].

Пісковики нижньоменілітової підсвіти світлосірого, місцями темносірого кольору з коричнуватим і слабозеленуватим відтінками, кварцові, глауконітові, дрібно-, середньозернисті, алевритисті, глауконітисті, міцні, щільні, іноді слюдисті, глинисті, невапняковисті, тріщинуваті, польовошпатові, по тріщинах прожилки білого кальциту з глинистим цементом (глауконітово-гідрослюдистим або карбонатним). Польові шпати складають близько 10 % і представлені плагіоклазами і мікроклінами. Цемент темnobуруого кольору завдяки тому, що інтенсивно насичений темnobурою і чорною органічною речовиною, кальцитовий, дрібнозернистий, поровий, в окремих прошарках цемент кремнисто-карбонатно глинистий, поровий. Кластичний матеріал складає близько 60 % і представлений погано відсортованими різноокатаними зернами кварцу розмірами від 0,04 мм до 1,3 мм. Зустрічаються поодинокі зерна польових шпатів (5 %), в тому числі зерна мікрокліну дещо видозмінені з включенням піриту, а також плагіоклазів, уламки філітів (блакитнозелених) і кварцитів, гідрооксиди заліза. Присутні численні зерна глауконіту. Іноді присутні зерна циркону, рутилу, лейкоксену, а також вигнуті луски мусковіту. В невеликій, але істотній кількості зустрічається глауконіт у виді неправильної форми скупчень і зерен, які заповнюють проміжки між зернами кварцу. Іноді в цементі спостерігаються чітко окреслені зерна доломіту, піриту а також поодинокі вапнякові раковинки дрібних форамініфер, зуби риб. За рахунок нерівномірного розподілу кластичного матеріалу спостерігаються ділянки з базальним цементом. Структура алевропсамітова з елементами псефітової. Текстура масивна, шарувата [1].

Алевроліти сірого, темносірого до чорного кольору, піщані, кварцові, невапняковисті, щільні, міцні, тонкослюдисті, слюдисті, глинисті, глауконітові, окремілі, тріщинуваті. Тріщини заповнені кальцитом. Окремі зерна кварцу видовженої форми і разом із слюдою орієнтовані в одному напрямку. Слюда

представлена мусковітом, рідше біотитом і складає близько 15 % до 20 %. Цемент поровий змішаний (глинисто-карбонатний, порово-базальний). Поровий цемент складається з глауконіту і тонкодисперсної кремнієво-глинистої речовини. В окремих ділянках породи цемент включає домішки пелітоморфної глинистої речовини. Структура породи алевритова, псамо-аледритова. Текстура шарувата, масивна. Шаруватість обумовлена наявністю прошарків аргіліту алевритового, слюдистого, основна глиниста маса якого вміщує велику кількість вигнутих лінзовидних скупчень чорної органічної речовини. В породи присутні численні зерна лейкоксену і рідко піриту, поодинокі луски мусковіту, зерна халцедону, циркону. Наявні також численні зерна зеленого і світлозеленого глауконіту, які складають близько 15 % – 20 %. Нечисленні вапняковисті і кремністі спікули губок, радіолярій і раковинки вапнякового складу. Зустрічаються уривки жовтої піритизованої органіки, включення екзотичного матеріалу [1].

Аргіліти від темносірого кольору з коричневатим відтінком до чорного, рідко зеленувато-сірі, слабослудисті, сильнослудисті з включеннями і лінзами доломіта, невапняковисті, вапняковисті, щільні, міцні, алевритисті, слабоаледритисті, кремністі, тріщинуваті. Тріщини заповнені білим кальцитом. В різній степені алевритисті до переходу в аледроліт. Основна маса породи складається з глинистих частинок, які представлені мінералами гідрослудистої групи з домішками кремністого матеріалу і криптокристалічного кальциту. В невеликій кількості спостерігаються кутуваті кородіровані зерна кварцу розміром 0,02 мм – 0,1 мм і дрібні зерна зеленого глауконіту. Крім цього, в аргіліті розсіяний тонкодисперсний пірит. Структура аледрито-пелітова, пелітова. Зустрічаються численні вапнякові і рідше халцедонові спікули губок, раковинки дрібних форамініфер, іноді радіолярій, залишки органічної речовини [1].

Вапняк тонкозернистий, доломітовий. Структура тонкозерниста. Основна однорідна маса породи складається з дрібних зерен карбонату. В склад карбонатів крім кальциту входить доломіт. Розмір зерен 0,01 – 0,6 мм. Зерна щільно прилягають один до одного. Іноді зустрічаються дрібні уламки жовтої органіки [1].

Мергель зеленувато-сірий, сірий, місцями алевритистий, щільний, міцний, органогенно-уламковий, піщано-алевритовий. Основна маса складається з глинисто-карбонатного матеріалу, який інтенсивно насичений темно-бурою окисленою тонкодисперсною органічною речовиною і піритом. В значній мірі присутні уламки і цілі раковинки форамініфер, рідше халцедонові спікули губок, стерастри. Уламковий матеріал представлений, в основному, кварцом у вигляді кутуватих зерен розміром 0,02 мм – 0,12 мм, рідше до 0,2 мм. Присутня невелика кількість глауконіту (від 4 % до 5%) [1].

Покришками для колекторів Казаковського родовища є аргіліти поляницької світи. Аргіліти від темносірого кольору з коричневим відтінком до чорного, рідко зеленувато-сірі, слабослюдисті, слюдисті з включеннями і лінзами доломіта, невапняковисті, вапняковисті, щільні, міцні, алевритові, некарбонатні, тріщинуваті. В різній степені алевритисті до переходу в алевроліт. Основна маса породи складається з дрібних пелітових частинок глинистих (гідрослюдистих) мінералів. Дуже рідко зустрічаються одиничні кутуваті зерна кварцу. Іноді – дрібні зерна пірита (0,01 мм – 0,02 мм), зеленого глауконіта. Структура алеврито-пелітова, пелітова, текстура зумовлена скупченням зерен піриту. Зустрічаються раковинки дрібних форамініфер, спікули губок, залишки органогенної речовини [1].

### **3.3 Методика вивчення фізичних параметрів**

Визначення фізичних властивостей порід-колекторів на зразках керну проводилось за існуючими стандартними методиками. Один з найбільш важливих параметрів – відкрита пористість визначалась за методом Преображенського, а загальна пористість за методом Мельчера. Другий основний параметр – абсолютна проникність визначалась за стандартною методикою на апаратурі УПК-1М, ГК-5 в умовах нестандартної фільтрації. Нафто-водонасиченість визначалась в апаратах Закса шляхом екстрагування толуолом, карбонатність – в апаратах Кларка, об'ємна густина – пікнометричним методом [1].

Гранулометричний склад порід визначався комбінованим способом за допомогою ситового методу.

Коефіцієнт витіснення нафти водою визначався на дослідних моделях пласта і досягав величини 0,48 – 0,49 для менілітових відкладів.

### **3.4 Петрофізична характеристика порід-колекторів**

На дату підрахунку запасів, виконані визначення фізичних властивостей на 149 зразках керну, що винесені із 12 свердловин родовища. Ці визначення припадають на стратиграфічний горизонт, в якому знаходяться поклади нафти. Нажаль, нафтонасичені пласти керновим матеріалом практично не висвітлені. Безпосередньо з продуктивних товщ фізичні властивості визначені на 81 взірцях керна. Обсяг визначень фізичних властивостей для досліджуваних зразків наведені у таблиці 3.4. [1].

Відкрита пористість пісковиків змінюється від 0,4 % до 15,3 %. Кондиційні значення пористості мають 49 зразків, пористість яких змінюється від 7,1 % до 15,3 %. Карбонатність цих зразків змінюється від 0 % до 32,5 %, проникність змінюється від менше 0,01 мкм<sup>2</sup> до 1,72·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, залишкова нафтонасиченість і водонасиченість визначена тільки на одному зразку і складає відповідно 81 % та 12 %. Решта взірців керна має некондиційні значення пористості, пористість яких змінюється в діапазоні від 0,1 % до 6,0 %. Їх карбонатність складає від 0 % до 82,9 %, проникність більшості зразків змінюється від менше 0,001 мкм<sup>2</sup> до 0,29·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, залишкова нафтонасиченість від 0 % до 57 %, залишкова водонасиченість від слідів до 29 % [1].

В таблиці 3.5 та на рисунку 3.1 висвітлено характер розподілу відкритої пористості.

Таблиця 3.4 – Кількість визначень фізичних властивостей на зразках керну

Види досліджень	Породи-покришки	з продуктивної товщі	в тому числі у продуктивному горизонті
Відкрита пористість	7	143	79
Повна пористість	0	21	4
Карбонатність	7	143	79
Залишкова водонасиченість	2	13	4
Залишкова нафтонасиченість	2	13	4
Проникність	7	125	71
Гранулометрія	0	6	3
Всього досліджень	7	149	81

Таблиця 3.5 – Розподіл відкритої пористості зразків керна Казаковського родовища

Діапазон пористості, %	Кількість зразків	
	з продуктивної товщі	в тому числі у продуктивному горизонті
0-1	10	2
1-2	14	9
2-3	21	12
3-4	18	9
4-5	9	4
5-6	11	7
6-7	11	10
7-8	14	11
8-9	8	6
9-10	5	2
10-11	10	5
11-12	3	1
12-13	4	1
13-14	1	-
14-15	0	-
15-16	4	-

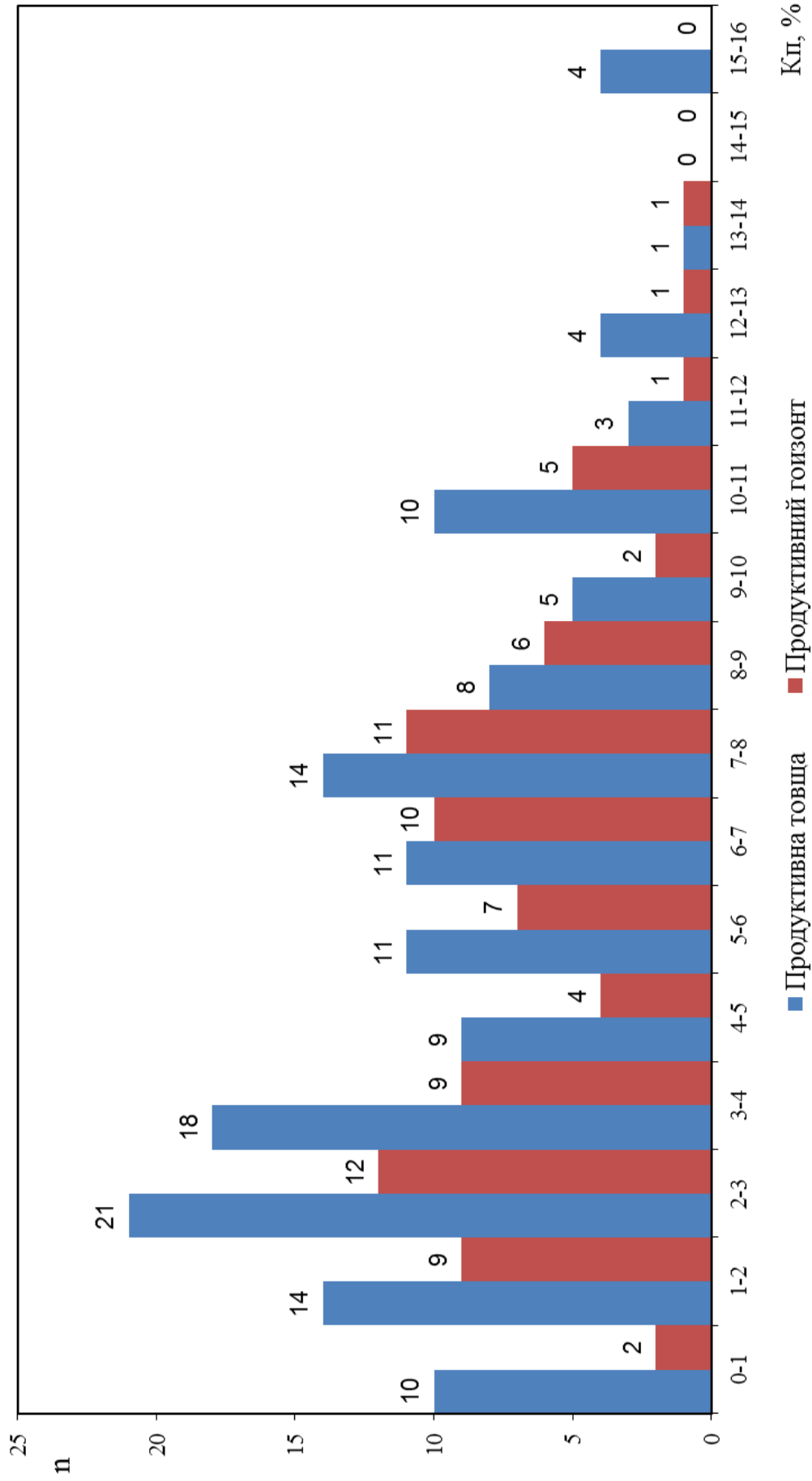


Рисунок 3.1 – Розподіл відкритої пористості керн Казаковського родовища

## 4 ВІДОМОСТІ ПРО РОЗРОБКУ РОДОВИЩА

Промислова нафтоносність Казаковського родовища пов'язана із покладами нижньосередньо- та середньоменілітових відкладів олігоцену Богрівської складки Північно-Майданського блоку. Дослідно-промислову розробку нафтових покладів родовища розпочато свердловиною 3 у липні 1980 р. До 1995 року розробка нафтових покладів здійснювалась однією свердловиною 3, а вже у 1995 – 1996 рр. видобувний фонд родовища був збільшений з введенням в експлуатацію трьох експлуатаційних свердловин (8, 9 та 10) [2].

### 4.1 Характеристика експлуатації свердловин

Станом на 01.01.2025 р. в межах родовища пробурено сім свердловин: три пошукові (1, 3, 29-Сл), одну розвідувальну (6) та три експлуатаційні (8, 9, 10). В даний час у експлуатаційному фонді знаходяться чотири свердловини – 3, 8, 9 та 10, три свердловини (1, 6, 29-Сл) ліквідовані з геологічних причин після буріння. Дві свердловини (3, 8) експлуатуються установками штангово-глибинних насосів періодично (10 –13 годин на добу), дві (9, 10) – за допомогою установок електродіафрагмових насосів періодично (10 –12 годин на добу) [2].

Характеристику фонду свердловин Казаковського родовища наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Характеристика фонду свердловин станом на 01.01.2025 р.

Назва	Характеристика фонду	Кількість свердловин, од.
Фонд свердловин	Пробурено	7
	Повернено з інших горизонтів	–
	Всього:	7
	в тому числі:	
	діючі	4 (3, 8, 9, 10)
	з них:	
	ЕДН	2 (9, 10)
	ШГН	2 (3, 8)
	бездіючі	–
	в освоєнні після буріння	–
в консервації	–	
переведені на інші горизонти	–	
ліквідовані	3	

## 4.2 Характеристика відборів нафти і розчиненого газу

Розробка родовища протягом 1980 – 1994 рр. здійснювалась невисокими темпами однією свердловиною 3, річні відбори нафти в початковий період знаходились в межах від 0,36 до 0,92 тис. т, та у 1987 – 1994 рр. знизились до 0,54 – 0,64 тис. т. У 1995 – 1996 рр. введено у експлуатацію свердловини 8, 9, 10 чим вдалось істотно збільшити річні відбори нафти до 2,17 тис. т у 1997 р. та в подальшому стабілізувати на рівні 2,11 – 2,46 тис. т аж до 2004 р. В подальшому спостерігається зниження видобутку до 0,926 тис. т у 2010 р. У 2010 – 2014 рр. на свердловинах родовища проведено геолого-технічні заходи з інтенсифікації припливу (свердловини 3 та 8), що призвело до поступового збільшення видобутку нафти до 1,478 тис. т в 2014 р.

Вода в продукції свердловин до 2003 р. практично не фіксувалась (обводнення менше одного відсотка), з 2003 по 2006 рр. спостерігається незначне зростання обводнення до 3,2 % а з 2007 р. середнє обводнення становило 10 %. Максимальне обводнення продукції відбулось в 2012 р. – 12,4 %. Станом на 01.01.2025 р. середнє обводнення продукції свердловин родовища становить 7,8 %.

Газовий фактор протягом всього періоду експлуатації змінювався в межах від 450 до 200 м<sup>3</sup>/т. В період до 1994 р., коли поклад експлуатувався однією свердловиною – знаходився в межах від 49 до 184 м<sup>3</sup>/т. З моменту вводу в експлуатацію свердловин 8, 9, 10 до 2006 р. газовий фактор різко зріс та знаходився в межах від 256 до 450 м<sup>3</sup>/т. В період з 2007 р. спостерігається тенденція до зростання газового фактора від 214 до 322 м<sup>3</sup>/т.

В цілому з менілітових нафтових покладів Північно-Майданського блоку відібрано 44,296 тис. т нафти 45,653 тис. т рідини та 12,406 млн м<sup>3</sup> розчиненого в нафті газу. Поточний коефіцієнт вилучення нафти 0,060. Динаміка основних показників розробки Казаковського родовища наведена в таблиці 4.2 та на рисунку 4.1 [2].

Значення початкового пластового тиску заміряно у свердловині 3 на глибині 1044 м (абсолютна відмітка мінус 420,9 м) становило 10,0 МПа.

Наступний замір проведено аж у 2009 р. і на глибині 1000 м значення пластового тиску склало 5,3 МПа, а за заміром від 20.07.2012 р. становить 5,38 МПа на глибині 1082 м.

Введені в експлуатацію у 1995 – 1996 рр. свердловини 8, 9, 10 розкрили поклад із значенням пластового тиску на рівні початкового у свердловині 3. У свердловині 8 за заміром від 22.05.1995 р. значення пластового тиску на глибині 1121 м становило 10,5 МПа, у свердловині 9 – 10,4 МПа на глибині 1124 м (01.02.1996 р.) та 10,8 МПа на глибині 1115 м – значення пластового тиску у свердловині 10 (01.10.1996 р.). Нехарактерну динаміку пластового тиску в межах одного покладу можна пояснити тим, що свердловина 3 не повністю дренивала відкритий нею горизонт середньоменілітових відкладів. На це вказують і значення ефективних нафтонасичених товщин в свердловинах, приведені в таблиці 5.6. Тобто нові свердловини 8, 9, 10 почали експлуатувати пропластки горизонту  $P_3m_2$ , які імовірно не були задреновані свердловиною 3. Крім того, можливою причиною неповного дронування є те, що св. 3 є перфорованою, на відміну від св. 8, 9, 10, в яких спущено фільтр, і вони мають краще сполучення з пластом. [2].

Така незначна кількість проведених замірів пластових тисків у свердловинах родовища пов'язана із механізованим способом їх експлуатації та значним впливом перебування хоча б однієї свердловини в простої на виконання планів з видобутку вуглеводнів. Слід відмітити, що починаючи з 2009 р. на виконання зауважень та рекомендацій наданих в авторських наглядах, надрокористувач збільшив кількість проведених досліджень у свердловинах родовища. З 2012 р. заміри пластового тиску визначалися за результатами інтерпретації даних ехометрії за методикою, розробленою НДПІ ПАТ “Укрнафта”. Згідно з останніми даними, очікуваний поточний пластовий тиск в покладі становить близько 6 МПа, що на 1,5 МПа менше тиску насичення нафти газом (7,5 МПа), тому родовище розробляється на режимі розчиненого газу. [2].

Таблиця 4.2 – Динаміка основних показників розробки Казаковського родовища

Рік	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток води, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Видобуток газу, млн м <sup>3</sup>		Обводненість, %	Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Свердловини	Дебіт, т/д		
	річний	накопичений	річний	накопичений	річний	накопичений	річний	накопичений				нафти	рідини	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1990	0,357	0,357	–	–	0,357	0,357	0,046	0,046	0,0	127,5	190,1	1	1,88	1,88
1991	0,701	1,058	–	–	0,701	1,058	0,089	0,135	0,0	127,0	334,2	1	2,10	2,10
1992	0,923	1,981	–	–	0,923	1,981	0,116	0,251	0,0	125,7	354,7	1	2,60	2,60
1993	0,886	2,867	–	–	0,886	2,867	0,159	0,410	0,0	179,5	362,9	1	2,44	2,44
1994	0,700	3,567	–	–	0,700	3,567	0,129	0,539	0,0	184,3	349,8	1	2,00	2,00
1995	0,732	4,299	–	–	0,732	4,299	0,036	0,575	0,0	49,2	364	1	2,01	2,01
1996	0,736	5,035	–	–	0,736	5,035	0,055	0,630	0,0	74,7	364,5	1	2,02	2,02
1997	0,536	5,571	–	–	0,536	5,571	0,048	0,678	0,0	89,6	333,9	1	1,61	1,61
1998	0,571	6,142	–	–	0,571	6,142	0,053	0,731	0,0	92,8	364,7	1	1,57	1,57
1999	0,615	6,757	–	–	0,615	6,757	0,093	0,824	0,0	151,2	362	1	1,70	1,70
2000	0,641	7,398	–	–	0,641	7,398	0,095	0,918	0,0	147,9	361,7	1	1,77	1,77
2001	0,617	8,015	–	–	0,617	8,015	0,076	0,994	0,0	123,0	365	1	1,69	1,69
2002	0,628	8,643	–	–	0,628	8,643	0,096	1,091	0,0	153,3	366	1	1,72	1,72
2003	0,583	9,226	0,002	0,002	0,585	9,228	0,040	1,131	0,3	69,1	365	1	1,60	1,60
2004	0,531	9,757	–	0,002	0,531	9,759	0,047	1,178	0,0	89,1	363,2	1	1,46	1,46
2005	0,975	10,732	–	0,002	0,975	10,734	0,250	1,428	0,0	256,7	595	3	1,64	1,64
2006	1,672	12,404	–	0,002	1,672	12,406	0,504	1,933	0,0	301,5	1118,8	4	1,49	1,49
2007	2,167	14,571	–	0,002	2,167	14,573	0,727	2,659	0,0	335,3	1429,8	4	1,52	1,52
2008	2,304	16,875	0,005	0,007	2,309	16,882	0,665	3,324	0,2	288,5	1441	4	1,60	1,60
2009	2,112	18,987	0,009	0,016	2,121	19,003	0,606	3,930	0,4	287,0	1311,3	4	1,61	1,62
2010	2,194	21,181	0,005	0,021	2,199	21,202	0,854	4,784	0,2	389,3	1373,2	4	1,60	1,60
2011	2,231	23,412	0,009	0,03	2,24	23,442	1,004	5,788	0,4	449,8	1232,5	4	1,81	1,82
2012	2,464	25,876	0,019	0,049	2,483	25,925	1,109	6,897	0,8	450,2	1394,9	4	1,77	1,78
2013	2,361	28,237	0,038	0,087	2,399	28,324	0,836	7,733	1,6	354,0	1340,5	4	1,76	1,79

Кінець таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2014	2,377	30,614	0,061	0,148	2,438	30,762	0,838	8,571	2,5	352,7	1298,6	4	1,83	1,88
2015	2,041	32,655	0,064	0,212	2,105	32,867	0,756	9,327	3,0	370,4	1295,2	4	1,58	1,63
2016	1,802	34,457	0,059	0,271	1,861	34,728	0,462	9,789	3,2	256,4	1339,5	4	1,35	1,39
2017	1,255	35,712	0,121	0,392	1,376	36,104	0,269	10,058	8,8	214,0	1389,6	4	0,90	0,99
2018	1,073	36,785	0,136	0,528	1,208	37,312	0,234	10,291	11,2	217,8	1348,6	4	0,80	0,90
2019	1,124	37,909	0,093	0,621	1,217	38,530	0,257	10,548	7,7	228,4	1320,0	4	0,85	0,92
2020	0,925	38,834	0,125	0,746	1,051	39,581	0,237	10,786	11,9	256,6	1052,8	4	0,88	1,00
2021	1,246	40,080	0,134	0,881	1,380	40,961	0,346	11,131	9,7	277,6	1299,4	4	0,96	1,06
2022	1,342	41,422	0,189	1,070	1,531	42,492	0,391	11,522	12,4	291,4	1271,6	4	1,06	1,20
2023	1,396	42,818	0,162	1,232	1,558	44,050	0,420	11,942	10,4	300,8	1217,6	4	1,15	1,28
2024	1,478	44,296	0,125	1,357	1,604	45,653	0,464	12,406	7,8	314,0	1332,1	4	1,11	1,20

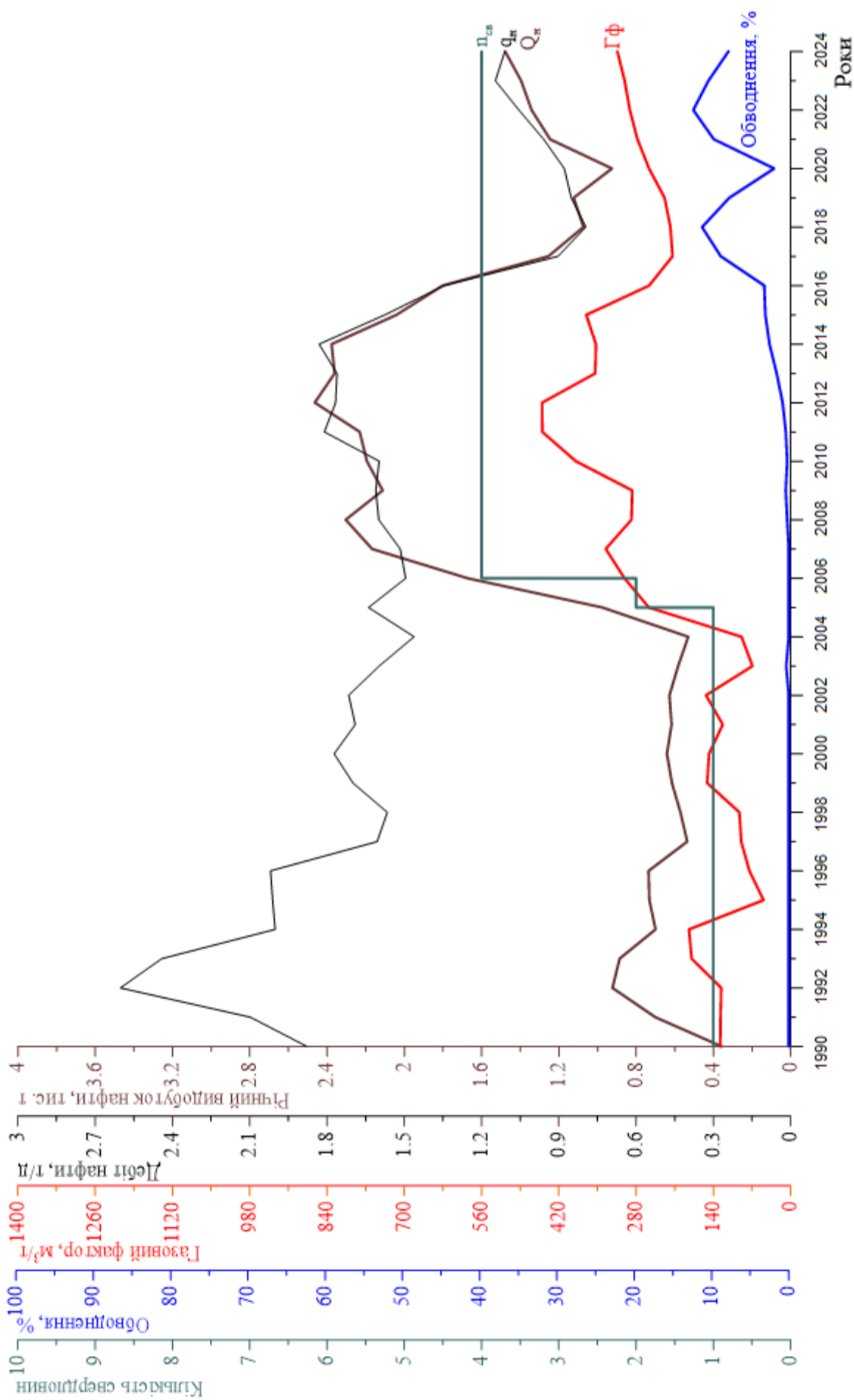


Рисунок 4.1 – Динаміка основних показників розробки Казаковського родовища

## 5 ПРОГРАМА І ОБСЯГ ДОСЛІДНИХ РОБІТ

Контроль за розробкою родовища здійснюється видобувним підприємством за участю організації, яка склала проєкт, шляхом систематичного аналізу ходу розробки на основі регулярних замірів та спостережень, а також комплексу досліджень, які проводяться по видобувних, контрольних та інших свердловинах.

Контроль за розробкою покладів спрямований на забезпечення ефективності системи розробки і включає наступні дослідження:

- визначення дебіту нафти, газу, конденсату, води;
- вимір пластових, вибійних та статичних тисків;
- контроль за технічним станом експлуатаційних свердловин;
- промислові геофізичні дослідження з метою визначення нафтогазовіддаючих та обводнених інтервалів;
- гідрогеологічні та газоконденсатні дослідження;
- дослідження технологічних режимів роботи свердловин.

Ці та інші завдання повинні бути вирішені згідно з чинними нормативними документами на основі регулярних замірів, контролю і комплексу досліджень [7].

Види і терміни робіт з контролю за розробкою покладів приведено в таблиці 5.1.

**Таблиця 5.1 – Види і терміни робіт з контролю за розробкою нафтових покладів Казаковського НР**

Види досліджень	Періодичність	Вид звітності
1. Облік видобутку нафти, газу, води	Постійно Щомісяця	Журнал Звіт про видобуток
2. Проведення контрольних замірів робочих тисків на усті і температури, дебітів рідини та газу, газового фактору та обводненості,	Щомісяця Два рази на рік	Журнал Акт заміру
3. Визначення статичного тиску і температури: - на гирлі - на вибої (для фонтануючих свердловин)	Один раз на рік	Акт заміру
4. Відбір і дослідження поверхневих проб нафти, нафтового газу, води	Один раз на рік	Акт заміру
6. Відбір і дослідження глибинних проб нафти (для фонтануючих свердловин)	При необхідності	Звіт по дослідженнях
7. Гідродинамічні дослідження свердловин на стаціонарних та неусталених режимах фільтрації,	Один раз на рік	Акт заміру
8. Проведення геофізичних досліджень з метою контролю за ВНК, ГНК, нафтогазонасиченості, технічного стану стовбуру свердловини	При необхідності, під час КРС	Висновки з досліджень

Виміри статичних тисків необхідно виконувати зразковими манометрами. У свердловинах, на вибоях яких накопичується рідина, виміри пластових тисків рекомендується виконувати глибинним манометром після повної стабілізації статичних тисків. Виміри пластових тисків проводити не рідше 1 разу на рік. Вибійні тиски визначаються за даними вимірів затрубних тисків на устях працюючих свердловин. У випадках інтенсивного накопичення рідини на вибої, необхідно вибійний тиск визначати після видалення рідини чи при необхідності проводити вимір вибійного тиску глибинним манометром [7].

Для визначення положення ГНК, ГВК, ВНК виділення інтервалів, які обводнилися, газовіддаючих інтервалів, рекомендується в діючих свердловинах проводити дослідження методами: ГК, НГК, ННК, ІННК, ТК та дебітометрію. Поточні геофізичні дослідження проводити за необхідністю [7].

Контроль за пробкоутворенням в НКТ рекомендується здійснювати при вимірах робочих тисків на усті. Наявність пробок в затрубному просторі встановлюється шляхом дослідження свердловин на сполученість трубного і затрубного просторів та попутно при вимірах статичних, робочих тисків. Для визначення порушень герметичності НКТ та різьбових з'єднань необхідно проводити дослідження за допомогою глибинного дебітоміра. За необхідністю проводити ревізію НКТ [7].

## 6 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДЕВИЩА

Охорона надр Казаковського нафтогазоконденстаного родовища полягає у запобіганні втратам вуглеводнів і пластової енергії та недопущенні забруднення розкритих горизонтів. Цю задачу потрібно вирішувати організаційними та геолого-технічними заходами на всіх етапах розвідки і розробки родовища [5].

Охорона надр на всіх етапах робіт в межах родовища повинна також забезпечувати максимальний рівень вилучення з надр вуглеводнів із врахуванням оптимальних технологічних і економічних чинників [5].

Для забезпечення рівномірного і повного вилучення запасів вуглеводнів та здійснення контролю за їх видобутком рекомендується:

- роботу свердловин проводити на встановлених оптимальних технологічних режимах, які забезпечили б цілісність скелету пласта і не допускали до передчасної зупинки свердловин;
- систематично (не менше одного разу на місяць) робити заміри об'ємів продукції, що видобувається;
- здійснювати постійний контроль та облік втрат продукції;
- проводити заміри пластових, статичних і устьових тисків та аналізи хімічного складу флюїду;
- на основі результатів досліджень здійснювати постійний контроль за зміною тисків покладів, гідродинамічними зв'язками і взаємодією окремих тектонічних блоків, характером просування пластових вод і місцеположенням контактів „газ-нафта», „нафта-вода» та „газ-вода»;
- проводити регулярно наземну геохімічну зйомку в районі розташування обладнання, своєчасно приймати міри по захисту від корозійного впливу та інших ускладнень у роботі свердловин [5].

Особливу увагу необхідно зосередити на контролі за станом зони – гіпергенезу (поверхнева зона стовбура свердловин), яка найбільше зазнає негативного впливу техногенних чинників. Важливість охорони цієї зони

обумовлена приуроченістю до неї прісних і мінеральних вод, зв'язком з ґрунтом та поверхневою гідрологічною сіткою.

В процесі буріння глибоких пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин необхідно забезпечити:

– надійну ізоляцію між собою всіх розкритих водоносних та продуктивних горизонтів шляхом спуску і якісного цементування проміжних і експлуатаційних колон;

– надійну герметичність обсадних колон і цементного каменю, опресування колон і іншого обладнання, проведення комплексу досліджень якості цементу;

– запобігання можливому відкритому фонтануванню, поглинанню промивальної рідини і обвалам стовбура в процесі проводки свердловин [5].

Технологія розкриття продуктивних горизонтів повинна бути такою, при якій зберігаються їх природні колекторські властивості.

З метою недопущення відкритого фонтанування, плани робіт по бурінню, випробуванню, розконсервації, капітальному і поточному ремонтах свердловин повинні узгоджуватися з посадовими особами територіальних воєнізованих частин по попередженню відкритих фонтанів. Забруднення довкілля може мати місце, як при спорудженні свердловин, так і при облаштуванні та експлуатації родовища [5].

Основними забруднювачами всіх складових навколишнього середовища є нафта, конденсат, природний газ, мінералізовані пластові, промислові, бурові та стічні води, паливно-мастильні матеріали, кислоти, поверхнево-активні речовини, хімреагенти, які застосовуються для обробки бурових розчинів і рідин для глушіння свердловин та інші хімічні речовини, що використовуються в технологічних процесах буріння, видобутку, збору, підготовки і транспортування нафти і газу [5].

Забруднення навколишнього середовища при спорудженні свердловин має місце при проведенні робіт з монтажем, демонтажем бурової установки, бурінні і освоєнні свердловин [5].

Під час монтажу і буріння свердловин на буровому майданчику можуть мати місце:

- механічне пошкодження ґрунту в результаті проведення земляних робіт та пересування транспортних засобів;
- забруднення ґрунту в результаті дії експлуатаційних і технологічних факторів, аварійних ситуацій та природних чинників.

Види забруднення середовища при бурінні можна розділити на експлуатаційні, технологічні, природні і аварійні.

Експлуатаційні забруднення спричиняють відпрацьована вода, яка використовувалась для миття устаткування, підлоги, вібросит, охолодження штоків насосів, відпрацьована вода з гідрогальм лебідки, очищення сіток вібросит та забруднення сажею від викидів при роботі двигунів внутрішнього згорання [5].

Технологічне забруднення спричиняє обмивання бурового інструменту при підйомі, переливи бурового розчину, очищення жолобів, ємностей, розливи бурового, цементного розчину під час цементування обсадних колон, вибурена порода [5].

Наведені вище експлуатаційні та технологічні чинники відносяться до постійних джерел можливого забруднення території. Крім цього, існує можливість забруднення в результаті аварійних ситуацій: нафтогазопрояви і викиди пластових флюїдів, пошкодження трубопроводів або запірної арматури [5].

До природних чинників відносяться талі та дощові води.

При сучасній технології буріння свердловин основними місцями забруднення, де можливий розлив рідини і забруднення території є:

- майданчик під підлогою бурової вежі;
- агрегатне приміщення;
- насосне приміщення;
- діляниця приготування розчину;
- ємності (хімреагентів, паливно-мастильних матеріалів та ін.);
- місця зберігання хімреагентів, обважнювачів та ін [5].

Тверді бурові відходи (шлам) та рідкі бурові відходи підлягають накопиченню і похованню.

Поховання твердих відходів буріння (шламу) передбачається безпосередньо на майданчику бурової. При необхідності поховання відходів буріння за межами бурової спеціально відведені для цього місця повинні додатково узгоджуватись [5].

Аналіз хімічного складу бурового шламу з бурових, що буряться на території ДДз, показує, що тверді бурові відходи по відношенню до навколишнього середовища практично нейтральні, не радіоактивні, вміст водорозчинних хімічних елементів (Cr, Pb, P, Mn) значно нижчий гранично допустимих концентрацій (ГДК) для ґрунтів і земель [5].

## ВИСНОВКИ

Казаковське родовище знаходиться в межах Богрівської складки. Скупчення вуглеводнів в межах Казаковського родовища виявлені у відкладах олігоцену Північно-Майданського блоку.

Казаковське нафтове родовище відкрите в 1979 році свердловиною 3., з якої при випробуванні менілітових відкладів отримано промисловий приплив нафти. Загалом, геологорозвідувальні роботи на Казаковській площі розпочаті в 1978 році з метою в'ясування перспектив і оцінки нафтогазоносності палеогену Богрівської складки. Дослідно-промислову розробку нафтових покладів родовища розпочато свердловиною 3 у липні 1980 року.

Промисловий інтерес представляють менілітові відклади олігоцену, поклади нафти в яких є об'єктом досліджень даної роботи. Продуктивні горизонти менілітової світи Казаковського родовища мають дуже складну геологічну будову. Це обумовлено різкою зміною ефективних товщин та колекторських властивостей порід як у плані, так і в розрізі, наявністю поперечних і повздовжніх тектонічних порушень, літологічним заміщенням та виклинюванням. Виділено два продуктивні горизонти в менілітових відкладах, середньоменілітовий та нижньосередньоменілітовий поклади.

Експлуатаційний фонд Казаковського родовища станом на 01.01.2025 р. нараховує чотири свердловини – 3, 8, 9 та 10, якими ведеться промислова розробка нафтового покладу в межах Північно-Майданського блоку. Розробка родовища протягом 1980 – 1994 рр. здійснювалась невисокими темпами однією свердловиною 3, річні відбори нафти в початковий період знаходились в межах від 0,36 тис. т до 0,92 тис. т, у 1987 – 1994 рр. знизились до 0,54 тис. т – 0,64 тис. т. У 1995 – 1996 рр. введено у експлуатацію свердловини 8, 9, 10 чим вдалось істотно збільшити річні відбори нафти до 2,17 тис. т у 1997 р. та в подальшому стабілізувати на рівні 2,11 тис. т – 2,46 тис. т аж до 2004 р. В подальшому спостерігається зниження видобутку до 0,926 тис. т у 2010 р. У 2010 – 2014 рр. на свердловинах родовища проведено геолого-технічні заходи з

інтенсифікації припливу (свердловини 3 та 8), що призвело до збільшення видобутку нафти до 1,478 тис. т в 2014 р. В цілому з менілітових покладів Північно-Майданського блоку відібрано 44,296 тис. т нафти 45,653 тис. т рідини та 12,406 млн м<sup>3</sup> розчиненого в нафті газу.

Підраховані початкові загальні запаси нафти і розчиненого газу класу 111++121+221 покладу середньоменілітових відкладів становлять 453 тис. т та 39 млн м<sup>3</sup>, а покладу нижньосередньоменілітових відкладів відповідно 283 тис. т та 16 млн м<sup>3</sup>. Всього по родовищу загальні запаси нафти та розчиненого газу складають 736 тис. т та 64 млн м<sup>3</sup> з яких в межах ліцензійної ділянки знаходяться – 440 тис. т та 38 млн м<sup>3</sup>.

Оскільки виділені об'єкти експлуатуються спільною сіткою видобувних свердловин, то вони становлять собою єдиний об'єкт розробки.

За величиною запасів нафти Казаковське родовище відноситься до дуже дрібних (до 1 млн т). Розробка нафтових покладів в менілітових відкладах триває з 1980 р., при цьому досягнуто коефіцієнт вилучення нафти в розмірі 0,060. Зважаючи на досягнуту величину КВН і те, що загальні запаси нафти, підраховані об'ємним методом, підтверджуються методом матеріального балансу, можна стверджувати, що поклад практично повністю охоплений розробкою.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. І.Я. Федів, Б.Б. Шеремет. Геолого-економічна оцінка запасів і техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і газу Казаковського родовища / І.Я.Федів, Б.Б.Шеремет : звіт НДПІ, наряд-замовлення №610164. – Івано-Франківськ, 2009. – 293 с.
2. Силява В.М. Технологічна схема розробки Казаковського родовища / В.М. Силява : звіт про НДР, дог. №98/43. – Івано-Франківськ: ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", 1998.– 240 с.
3. Аронський Д.І. Газогеохімічний прогноз і система оцінки перспектив нафтогазоносності площ НГВУ "Надвірнанафтогаз" для вибору першочергових нафтогазопошукових об'єктів / Д.І. Аронський : звіт по темі № 270/99.– Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000.– 154 с.
4. Кузьмик Л.М. Проект дорозвідки Богрівської площі / Л.М. Кузьмик : звіт про НДР, дог.№01/45. – Івано-Франківськ: ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта", 2002.– 189 с.
5. 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.– К.,2003
6. Кравчук Я. Геоморфологічна регіоналізація Скибових Карпат / Я. Кравчук // Вісник Львів. ун-ту ; Серія географічна.– Львів,2006.– Вип. 33.– С. 166–180.
7. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ : Наказ М-ва екології та природ. ресурсів України від 15.03.2017 р. № 118 : станом на 2 черв. 2023 р.