

**МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

*(103)НЗ ГНГ. ПЗ*

*Група НЗГм-24-1*

*Михайло Ременецький*

*2025*

УДК 553.98

## МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

**Тема:** Геологічна будова та аналіз геологопромислових досліджень  
Володимирівського родовища  
(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — *магістр*  
Спеціальність — *(103) Науки про Землю*  
Освітньо-професійна програма — *Геологія нафти і газу*

### ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

МР 103 НЗГ  
(позначення)

Виконав: студент гр. НЗГм -24-1 \_\_\_\_\_ Ременецький М. С.  
(підпис) (прізвище та ініціали)  
Керівник \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І. Р.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)  
Консультанти: \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І. Р.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)  
\_\_\_\_\_ (підпис) (посада, прізвище та ініціали)  
Нормоконтроль \_\_\_\_\_ ас. Уграк Л. В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)  
Перевірено на плагіат \_\_\_\_\_ ас. Уграк Л. В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

*Допускається до захисту*

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

Рецензент

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

2025 р.

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І. Р.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ**  
**Спеціальність — (103) Науки про Землю**  
Освітньо-професійна програма – *Геологія нафти і газу*

Студент Ременецький Михайло Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

**1. Тема магістерської роботи** Геологічна будова та аналіз геологопромислових досліджень Володимирівського родовища

затверджена наказом ректора університету від «28» листопада 2025 р. № 737/7

**2. Термін здачі студентом закінченої роботи:** «10» грудня 2025 р.

**3. Вихідні дані до роботи:** 1.Фондові матеріали ПП «Геобурпроект»

2. Опублікована література по районну досліджень. 3.Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практики

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

1. Загальні відомості про родовище. 2. Геологічна будова. 3. Характеристика продуктивних пластів і вуглеводнів. 3.1 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок. 3.2 Фізико-хімічні властивості вуглеводнів. 3.3 Запаси вуглеводнів.

4 Аналіз результатів досліджень свердловин. 5. Рекомендації з контролю за розробкою родовища. 6 Охорона надр.

Висновок. Перелік використаних джерел.

**5. Перелік графічних додатків:**

1 . Геологічні профільні розрізи: по лінії I – I, II - II

2. Підрахунковий план покрівлі продуктивного горизонту В-18

3. Результати досліджень св. 5 на стаціонарних режимах фільтрації.

4. Криві відновлення устьових та вибійних тисків св. 5.

5. Епюра розподілу вибійного тиску по стовбуру св. 5

6. Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру св. 5

7. Результати дослідження св. 5 на стаціонарних та нестаціонарних режимах фільтрації

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
Економіка	доц Михайлів І. Р.		

**8. Календарний план**

№	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання магістерської роботи.	20.02.2025	Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи	01.03.2025	Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження практики.	08.03-31.05.2025	Виконано
4.	Створення моделі геологічної будови родовища	01.06-30.08.2025	Виконано
5.	Аналіз геолого-промислових характеристик продуктивного горизонту та особливостей його нафтогазоносності	01.09-30.10.2025	Виконано
6.	Оформлення тексту і графічних додатків.	01.11-10.12.2025	Виконано
7.	Здача закінченої магістерської роботи на кафедрі	до 10.12.25	Виконано
	Захист магістерської роботи	до 31.12.2025	

**7. Дата видачі завдання 20 лютого 2025 р.**

Завдання видав керівник

\_\_\_\_\_ ( підпис )

доц. Михайлів І. Р.  
( посада, прізвище та ініціали )

Завдання прийняв студент

\_\_\_\_\_ ( підпис )

Ременецький М. С.  
( прізвище та ініціали )

### **Анотація**

Магістерська робота містить: сторінок 72, таблиць 14, рисунків 27, графічних додатків 4.

У даній магістерській роботі наведено короткий нарис району робіт, розглянута геологічна будова, газоносність, описана газоконденсатна характеристика пластової системи, представлені результати випробування і дослідження свердловин.

Проаналізовано дослідження видобувних свердловин родовища на стаціонарних та нестаціонарних режимах фільтрації.

Наведено рекомендації з контролю за промисловою розробкою родовища, з попередження ускладнень в процесі експлуатації свердловин, охорони надр.

**Ключові слова:** родовище, свердловина, запаси, тиск, епюра, дослідження.

## **Annotation**

The master's thesis contains: pages 72, tables 14, figures 27, graphical additions 4.

In this master's thesis, a brief outline of the area of work is given, the geological structure, gas capacity are considered, the gas-condensate characteristics of the reservoir system are described, and the results of testing and research of wells are presented.

The study of production wells of the deposit in stationary and non-stationary filtration modes was analyzed.

Recommendations for control over the industrial development of the deposit, prevention of complications in the process of operating wells, and protection of subsoil are given.

**Key words:** field, well, reserves, pressure, epiura, research.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ .....	
1.1 Географо-економічний нарис .....	
1.2 Історія геолого-геофізичної вивченості .....	
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА .....	
2.1 Стратиграфія .....	
2.2 Особливості тектоніки .....	
2.3 Нафтогазоносність .....	
2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища .....	
3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ВУГЛЕВОДНІВ .....	
3.1 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок .....	
3.2 Фізико-хімічні властивості вуглеводнів .....	
3.3 Запаси вуглеводнів .....	
4 АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН .....	
5 РЕКОМЕНДАЦІЇ З КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ РОДОВИЩА .....	
6 ОХОРОНА НАДР .....	
ВИСНОВКИ .....	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Газогідродинамічні дослідження газових, газоконденсатних і нафтових свердловин проводяться з метою одержання вихідних даних для підрахунку запасів вуглеводнів, обґрунтування деяких параметрів розробки, технологічного режиму експлуатації свердловин, вибору наземного обладнання, оцінки ефективності робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів та оперативного регулювання процесів розробки родовищ.

Газогідродинамічні дослідження дають змогу визначати середні фільтраційні параметри привибійної зони і більш віддаленої ділянки пласта, яка знаходиться в радіусі впливу свердловини, а також виявити їхні зміни на площі і в часі зі зміною тиску. Для одержання детальнішої інформації щодо характеристики продуктивних пластів проводяться поінтервальні і, так звані, спеціальні дослідження свердловин.

**Метою магістерської роботи** є визначення фільтраційних параметрів продуктивного пласта за результатами гідрогазодинамічних досліджень свердловин Володимирівського родовища.

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

1) детально проаналізувати геологічну будову та газоносність родовища, звертаючи увагу на особливості літолого-стратиграфічного розрізу та його структурно-тектонічної будови;

2) навести фізико-літологічну характеристику колекторів продуктивних горизонтів та характеристику фізико-хімічних властивостей вуглеводнів?

3) проаналізувати стан запасів нафти, вільного та розчиненого газу, конденсату, встановити стан вироблення запасів;

4) проаналізувати результати досліджень видобувних свердловин №№ 1, 5, 8 на стаціонарних режимах фільтрації;

5) проаналізувати результати досліджень видобувних свердловин №№ 1, 5, 8 на нестаціонарних режимах фільтрації;

6) надати рекомендації з контролю за промисловою розробкою родовища, включно із заходами з охорони надр.

**Об'єкт досліджень** – видобувні свердловини №№ 1, 5, 8 Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища.

**Предмет досліджень** – результати дослідження свердловин на стаціонарних та нестаціонарних режимах фільтрації.

**Методи досліджень** – аналіз та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів, результатів лабораторних досліджень проб пластових флюїдів, показників експлуатації свердловин, визначення поточного стану запасів та встановлення продуктивних характеристик свердловини і продуктивного пласта.

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

# 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

## 1.1 Географо-економічний нарис

В адміністративному відношенні Володимирівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Роменського району Сумської області (рисунок 1.1), на відстані 30 км на північний захід від м. Ромни і 27 км на північний схід від с.м.т. Талалаївка. Поблизу родовища знаходяться села Косарівщина, Медвеже, Турутин, Володимирівське [1-6].

З економічної точки зору – район типово сільськогосподарський. У с.м.т. Талалаївка знаходиться цегляний завод та невеликі підприємства легкої промисловості.

Через селище Талалаївка та місто Ромни проходить залізнична магістраль Бахмач-Ромни-Ромодан і шосейна дорога Прилуки-Дмитрівка. З містом Ромни родовище зв'язано також шосейною дорогою.

Транспортування вантажу, в межах площі робіт, можливе ґрунтовою та ґрейдерною дорогами, але у весняно-зимовий період можуть виникати складності.

Територія району переважно рівнинна, лежить в межах Придніпровської низовини і належить до водостоку річок Сули та Великого Ромна, що перетинають Роменщину. Десятки малих річок течуть краєм, з них мають довжину понад 10 км: Локня, Хмелівка, Олава, Бобрик, Лозова, Борозенка, Рашівка, Малий Ромен.

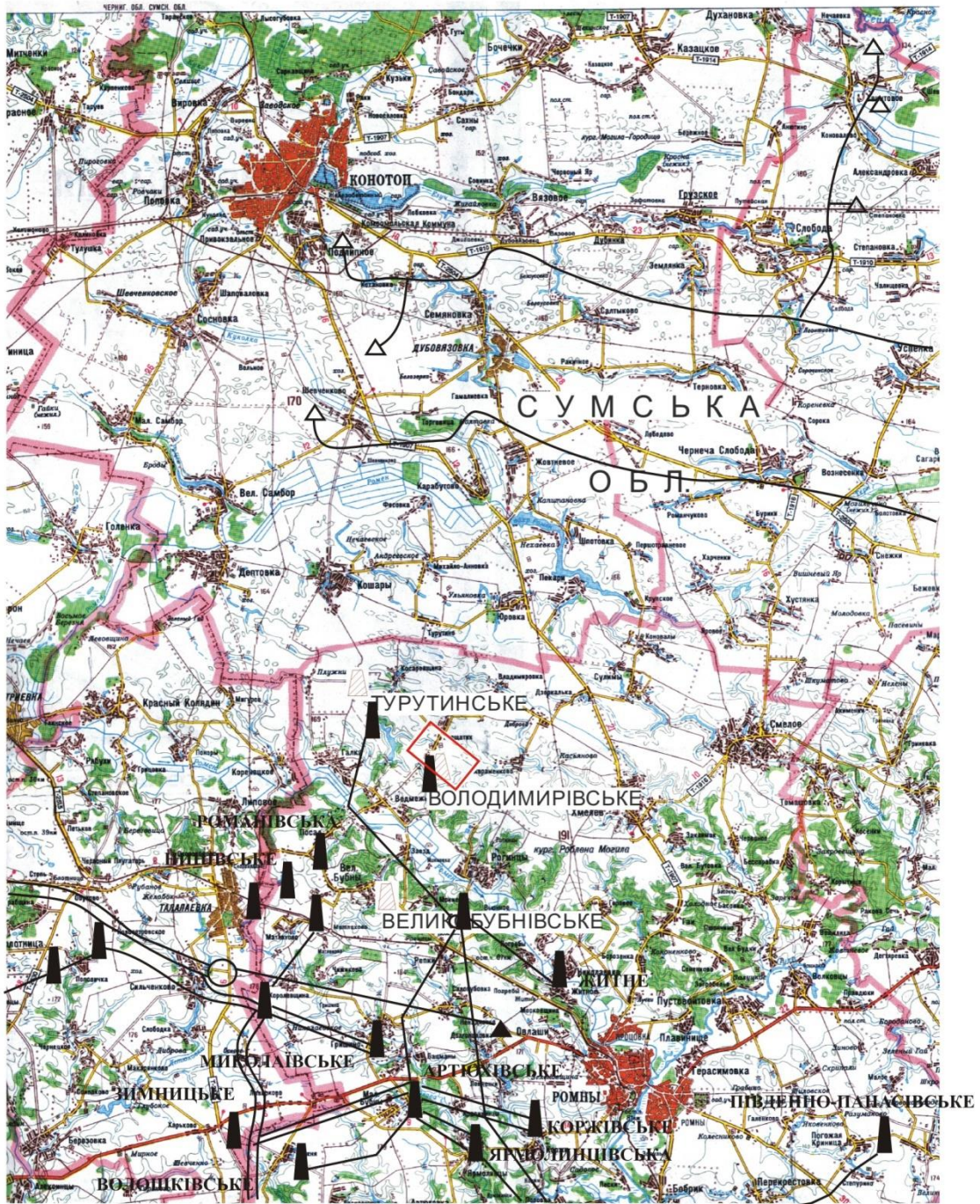
Понад півтори сотні ставків району мають загальну площу водяного дзеркала в 600 кв.м.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура +7<sup>0</sup>С, середньорічна кількість опадів 600–650мм. Тривалість осінньо-зимового періоду становить 4–5 місяців.

За 4 км на північний захід від Володимирівського родовища, раніше було відкрито Турутинське нафтове родовище, а на 13 км на південь розташоване Великобубнівське нафтогазоконденсатне родовище.

До гідрологічних пам'яток краю відносяться природні джерела мінералізованої питної води з високими смаковими якостями та лікувальними властивостями. Серед них джерела біля сіл: Бацмани, Басівка, Нова Гребля, Рогинці, Артюхівка, Вошилиха, Хоминці, Гришино, вода яких за своїми характеристиками наближається до загальноновизнаних столових та лікувальних мінеральних вод.

Водопостачання бурових здійснювалося та здійснюватиметься з водяних свердловин, які використовують води з горизонтів неоген-палеогенових відкладів, що вміщують напірні пластові води.



Умовні позначення: Масштаб 1 : 400 000

▲ - нафтогазові родовища

◇ - ділянка району робіт

Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт.

## 1.2 Історія геолого-геофізичної вивченості

Всього в межах родовища пробурено шість свердловин, загальним метражем 15972 м. Фактичні глибини свердловин відповідають проектним. В процесі буріння перших трьох свердловин були проведені дослідження пластовипробувачем на бурильних трубах (КІІІ–2М–146) та випробувачами на каротажному кабелі [1-6].

Нафтогазоносність району досліджень підтверджена в 1983 році бурінням пошукової свердловини №1-Володимирівська. В результаті випробовування якої отримано приплив газу та конденсату з нижньокам'яновугільних відкладів. Добовий дебіт через 8-мм діафрагму становив 119 тис. м<sup>3</sup> газу та 67 т конденсату.

У тому ж 1983 році була пробурена пошукова свердловина №2-Володимирівська. В процесі буріння свердловини виконані випробування ВПК інтервалу 2516-2586 м і отриманий приплив газу 95 тис. м<sup>3</sup>/добу через 10-мм діафрагму. Згідно ГДС даний приплив газу було отримано із горизонту В-18н (інтервал 2546,0-2548,4 м). Свердловина 2-Володимирівська ліквідована з геологічних причин.

В 1984 році пробурена розвідувальна свердловина №3-Володимирівська. Продуктивний горизонт В-18н, який є газоносним в свердловинах 1 і 2, знаходиться на 18 метрів гісометрично нижче, ніж у свердловині 1 та на 18 м вище, ніж в свердловині 2, а виділені в продуктивному горизонті пласти-колектори є водоносними, тобто свердловина потрапила за межі контуру нафтогазоносності. Свердловина 3-Володимирівська ліквідована з геологічних причин.

У 2010 році була пробурена розвідувальна свердловина №5-Володимирівська. При випробуванні інтервалів 2481,6-2482,6 м та 2483,8-2485,2 м (В-19) в експлуатаційній колоні отримано приплив нафти та газу дебітами  $Q_n^8 = 60,98$  т/добу,  $Q_r^8 = 12,04$  тис.м<sup>3</sup>/добу. Станом на 01.01.2017 р. свердловина знаходиться в експлуатації.

В 2012 році пробурена розвідувальна свердловина №7-Володимирівська. За результатами випробування з пласта пісковика інтервалом 2484,0-2485,0 м (В-18н) отримано ГПС з фільтратом. Свердловина 7-Володимирівська переведена в поглинаючий фонд, для скиду супутньо-пластових вод Вролодимирівського НГКР.

В 2013 р в межах площі дослідження була пробурена свердловина № 8-Володимирівська. При випробуванні з інтервалу 2503-2507 м (В-18н) отримано незначні припливи нафти та води з газом. Свердловина 8-Володимирівська переведена в спостережний фонд.

Короткі відомості про геологорозвідувальні роботи на нафту і газ, які проводилися в межах площі робіт, наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Короткі відомості про геологорозвідувальні роботи, які проводилися з метою пошуків нафтогазових покладів в даному регіоні [1-6]

Роки	Організація, автори	Вид робіт	Результати робіт
1977–1978	Укргеофіз-розвідка, Л.Ф. Пеліпас та ін.	Сейсморозвідка МЗГТ	Складені зведені карти по горизонтах девону, карбону та пермі північніше Талалаївсько-Артюхівської зони. Виявлено Хмелівське підняття, уточнено структуру Турутинського підняття.
1982	Чернігівнафтогазгеологія	Пошукове буріння на Турутинській площі.	Свердловиною 1 відкрито Турутинське нафтове родовище (горизонт В–17с). За даними ГДС горизонт В–18н у св. 1 є продуктивним, з граничними параметрами.
1980-1981	Укргеофіз-розвідка	Перегляд та узагальнення сейсмічних матеріалів 1977-81рр.	Виявлено Володимирівське підняття по горизонту V <sup>B2</sup> .
1983-1984	Прилуцька НГРЕ	Буріння свердловин №№ 1, 2, 3 на Володимирівській площі.	Свердловиною № 1 відкрито Володимирівське газоконденсатне родовище у горизонті В-18н.
1994	Київська ГРЕ	Переінтерпретація сейсмічних досліджень з врахуванням даних буріння.	Структурні побудови М 1:25000 по горизонту відбиття V <sub>B2</sub> -п
1994	Чернігівнафтогазгеологія	Складання звіту та підрахунок запасів Володимирівського газоконденсатного родовища	Захищений звіт по підрахунку запасів вуглеводнів в 1994 р.
2006	Київ техн.центр Укргеофізика	Переінтерпретація сейсмічних матеріалів 2006-2007рр.	Структурні побудови М 1:25 000 по горизонтах відбиття V <sub>B2</sub> , V <sub>B/2</sub> , V <sub>B<sup>2</sup>2</sub> , V <sub>B2</sub> -п
2012	Київ техн.центр Укргеофізика	Польові сейсморозвідувальні дослідження 3D	Уточнено геологічну будову Володимирівської площі.
2014	Київ ТОВ „ВІКОІЛ ЛТД”	Переінтерпретація сейсморозвідувальних 3D робіт	Переінтерпретовано сейсмічні матеріали минулих років і роботи, які було проведено в 3D. Складено детальну геологічну будову Володимирівського родовища.

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

### 2.1 Стратиграфія

В геологічній будові Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища приймають участь осадові породи палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладів [1-6].

Свердловинами глибокого буріння на території родовища розкриті відклади від четвертичних до кристалічного фундаменту (таблиця 2.1). Геологічний розріз Володимирівського родовища, згідно співставлення каротажних діаграм, аналогічний розрізу сусіднього Турутинського родовища.

В основу опису геологічного розрізу Володимирівського родовища покладені польові та лабораторні вивчення керна матеріалу, прив'язка його з каротажними діаграмами та інтерпретація за даними ГДС. Продуктивний горизонт родовища відноситься до відкладів верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, тому найбільш докладно буде охарактеризована саме ця частина розрізу. Характеристику решти частини розрізу, яка не перспективна відносно нафтогазоносності, наведено в короткій формі.

#### **Докембрій (РЄ)**

Докембрійський фундамент розкритий свердловинами 1- і 2- Володимирівські на глибинах 2856 м і 2712 м відповідно. В зразках керну, породи фундаменту представлені гранітом біотитовим, крупнозернистим, гіпідіоморфної структури.

#### **Палеозойська група (PZ)**

В обсязі палеозойської групи виділяються девонська, кам'яновугільна і пермська системи.

#### **Девонська система (D)**

На породах кристалічного фундаменту, з різким стратиграфічним неузгодженням, залягають девонські відклади, які складені трьома товщами.

Нижня – представлена сірими аргілітами з прошарками мергелю зеленувато-сірого. За співставленням з Турутинською площею, товща ототожнюється з нижнім відділом франського ярусу.

Середня товща складена ефузивно-туфогенними породами і ототожнюється з алатирським горизонтом.

Верхня товща складена з аргілітів, які перешаровані нерівномірно з глинистими тонкозернистими вапняками. Товщина девонських відкладів складає 118–302м.

#### **Кам'яновугільна система (С)**

Кам'яновугільна система представлена трьома відділами.

#### *Нижньокам'яновугільний відділ (C<sub>1</sub>)*

Нижній карбон представлений візейським і серпухівським ярусами.

#### *Візейський ярус (C<sub>1v</sub>)*

На родовищі присутній верхньовізейський під'ярус, що залягає незгідно на відкладах девону, нижньовізейський під'ярус – відсутній.

Породи представлені аргілітами з прошарками пісковиків, а також прошарками алевролітів і вапняків.

Аргіліти темно-сірі і чорні, тонкодисперсні і алевритисті з рештками закам'янілої фауни. Вапняки кристалічні, глинисті, шламово-детритові з численною макрофауною і форамініферами.

Пісковики сірі та світло-сірі, крупнозернисті до дрібнозернистих. Прошарки пісковиків, загалом, витримані по площі.

Товщина візейського ярусу на родовищі – 161–167м.

#### *Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>)*

Відклади серпуховського ярусу неузгоджено залягають на відкладах візейського ярусу і неузгоджено перекриваються формуваннями башкирського ярусу середнього карбону. Керном ці відклади не охарактеризовані. Згідно каротажних діаграм, вони представлені аргілітами з малопотужними прошарками вапняків. У верхній частині знаходиться пачка пісковиків.

Товщина відкладів серпуховського ярусу – 54–58м.

#### *Середньокам'яновугільний відділ (C<sub>2</sub>)*

У відкладах середнього карбону виділені башкирський та московський яруси. Керном вони не охарактеризовані.

Опис розрізу наведено за каротажем та по аналогії з сусідніми площами.

#### *Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>)*

Відклади башкирського ярусу незгідно перекривають відклади серпуховського ярусу.

Башкирський ярус складається з двох товщ: нижньої – глинисто-карбонатної і верхньої – глинисто-піщаної.

Нижня товща складена вапняками сірими та темно-сірими, кристалічними, місцями шламово-детритовими з прошарками аргілітів, і віднесена до нижньобашкирського під'ярусу. До нижньобашкирської карбонатної плити приурочений маркуючий сейсмогоризонт відбиття Vб<sub>2</sub>.

Верхня товща відповідає верхньобашкирському під'ярусу і складена аргілітами з малопотужними прошарками вапняків, які чергуються з прошарками і пачками пісковиків.

Товщина башкирського ярусу складає 268–276м.

#### *Московський ярус (C<sub>2m</sub>)*

Відклади московського ярусу неузгоджено залягають на відкладах башкирського ярусу.

Московський ярус представлений товщею аргілітів з малопотужними прошарками вапняків та прошарками і пачками пісковиків.

Товщина ярусу 190–201м.

#### *Верхньокам'яновугільний відділ (C<sub>3</sub>)*

Верхньокам'яновугільні відклади керном не охарактеризовані. За інтерпретацією каротажних діаграм – це аргіліти з пачками пісковиків.

Товщина відкладів – 166–177м.

## **Пермська система (Р)**

Відклади пермської системи неузгоджено залягають на верхньокам'яновугільних відкладах.

Відклади пермської системи представлені тільки нижнім відділом.

### *Нижньопермський відділ (Р<sub>1</sub>)*

Відклади керном не охарактеризовані. За інтерпретацією каротажного матеріалу, вони представлені пісковиками з прошарками доломітів.

Товщина відкладів нижньої пермі – 16м.

## **Мезозойська група (МЗ)**

Товща мезозою на родовищі представлена відкладами тріасу, юри та крейди.

### **Тріасова система (Т)**

Відклади тріасу незгідно перекривають нижньопермські нашарування і представлені нижнім та верхнім відділами. Нижньому відділу відповідає сребрянська серія, яка складена глинами з прошарками пісковиків, гравелітів та вапняків, верхньому – протопівська світа, яка представлена глинами з прошарками пісковиків.

Товщина розкритих відкладів тріасу на родовищі складає 428–435м.

### **Юрська система (J)**

Юрські відклади незгідно залягають на розмитій поверхні тріасу і представлені середнім та верхнім відділами.

Відклади середньої юри представлені байоським та батським ярусами, які складені пісковиками сірими, кварцовими та сірими і зеленувато-сірими глинами.

Товща верхньої юри представлена келовейським, оксфордським, кімеріджським та волжським ярусами. Складені вони, в основному, глинами сірими та зеленувато-сірими, ділянками строкатобарвними з проверстками пісковиків та вапняків.

Загальна товщина юрських верств 312–329м.

### **Крейдяна система (К)**

Відклади крейди незгідно перекривають верхньоюрські осадові утворення і представлені нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ представлений готерив-баремським, аптським та альбським ярусами. Верстви складені глинами сірими та темно-сірими, а також пісковиками світло-сірими, кварцовими.

Відклади верхньої крейди неузгоджено залягають на нижньокрейдових утвореннях і представлені в обсязі сеноманського, туронського, коньякського, сантонського, кампанського та маастрихтського ярусів. Складені вони товщею крейди, яка містить прошарки мергелів, за виключенням пластів сеноманського ярусу, який складений пісковиками зеленувато-сірими з прошарками окварцованих пісковиків і глин.

Загальна товщина крейдових відкладів на родовищі 662–672м.

## **Кайнозойська група (KZ)**

Верстви кайнозойської групи представлені палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогенові відклади неузгоджено залягають на відкладах верхньої крейди.

Відклади палеогену представлені переважно пісковиками зеленувато-сірими з прошарками пісковиків та глин.

Утворення неогену складені пісками сірими, кварцовими, глинистими.

Нашарування четвертинної системи складені пісками кварцовими, які заміщуються глинами та суглинками.

Товщина кайнозойських відкладів на родовищі – 274–277м.

## **2.2 Особливості тектоніки**

Володимирівське родовище приурочене до західної перикліналі Хмелівського виступу кристалічного фундаменту, який розташований в межах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДз).

За матеріалами сейсмічних досліджень КМЗХ, над Хмелівським виступом кристалічного фундаменту, в осадовому чохлі, розташована протяжна антиклінальна зона, що розкривається на північний схід. В межах цієї зони виділяються Турутинське, Володимирівське, Хмелівське та інші локальні підняття [1-6].

Південне крило Хмелівського виступу ускладнене регіональним крайовим порушенням амплітудою 1–2 км, що відділяє більш заглиблений Плужниківсько-Миколаївський виступ фундаменту північної прибортової зони ДДз.

На північ Хмелівський виступ поступово переходить у схил Воронежського кристалічного масиву.

Структура Хмелівського виступу визначається рядом порушень північно-західного напрямку, які формують ряд горстів і грабенів.

Абсолютні відмітки поверхні фундаменту в межах Хмелівського виступу, за матеріалами КМЗХ, змінюються від 2 до 2,8 км.

Значна дислокованість поверхні фундаменту спостерігається і в межах Володимирівської площі, де різниця в глибинах залягання фундаменту складає 144 м (за результатами глибокого буріння від 2712 м у св. 2 до 2856 м у св. 1).

У відкладах девону Володимирівське підняття являє собою структуру успадовану від рельєфу поверхні фундаменту.

По матеріалах сейсмічних досліджень 1993 р., по підосві нижньокам'яновугільних відкладів, яка відповідає сейсмічному горизонту відбиття  $V_{b2-p}$ , Володимирівська площа відповідала нечітко вираженій терасоподібній структурній формі, яка ускладнена локальними, малоамплітудними підняттями [1-6].

На території двох з цих піднять пробурені свердловини 1 і 2, що розкрили поклади вуглеводнів. В межах західної перикліналі третього підняття

пробурена свердловина 3. Підняття мають розміри біля 2 км по довгій осі при амплітуді 15–30 м і характеризуються північно-західним простяганням.

Склепіння антикліналей, до яких приурочені поклади газу, пологі по довгій осі, тоді як крила складок крутіші.

Кути падіння пластів не перевищують 5°. Структурні форми зберігаються і у вищерозташованих нижньокам'яновугільних відкладах. У середньокам'яновугільних відкладах структура стає пологою і набуває терасоподібної форми.

По матеріалах сейсмозв'язувальних робіт, виконаних в 2006 р. (структурна карта по горизонту відбиття  $V_{в2}^2$  – покрівля горизонту В–18), уявлення про геологічну будову родовища значно змінилися, хоча найбільш припідняті ділянки знайшли своє відображення близько до попередніх. В межах структури з'явилися повздовжні тектонічні порушення узгоджених та зворотнього скидів [3-4].

Якщо по матеріалах 1993 р. свердловина 1 була пробурена в присклепінній частині північно-західної брахіантикліналі, то по матеріалах 2006 р. вона виявилася в південно-східній приконтурній частині терасовидної складки, яка обмежена з півночі зворотнім скидом I–I, амплітудою 15 м.

Свердловина 2, яка була пробурена в присклепінній частині південного склепіння родовища, виявилася в приконтурній частині терасовидної складки, обмеженої з півночі зворотнім скидом II–II, амплітудою 20 м.

Свердловина 3, яка була на контурі малоамплітудною північно-східного підняття виявилася за її межами на відстані 500 м.

У 2011 р. пробурена розвідувальна свердловина 5. За результатами випробування (інт. перф. 2481,6-2482,6 м; 2483,8-2485,2 м) у ній із горизонту В-19 отримано приплив безводної нафти дебітом близько 24,28 т/д нафти через 4 мм штуцер.

В 2012 році ДГП “Укргеофізика” провело сейсмозв'язувальні 3D роботи МСГТ на Володимирівській площі [4]. По відкладах нижнього карбону на Володимирівській площі виділяється ряд терасовидних структурних форм північно-західного простягання. По розрізу вниз деякі тераси перетворюються у малоамплітудні склепіння невеликих розмірів, які ускладнені серією малоамплітудних тектонічних порушень, як правило, північно-західного простягання.

Структурні плани башкирської карбонатної «плити» та покрівлі верхньовізейських відкладів схожі. Це підтверджується свердловинами Володимирівського родовища, де зміна товщини між цими поверхнями коливається від 2 до 4 метрів. На структурному плані покрівлі верхньовізейських відкладів мають місце повздовжні тектонічні порушення, на відміну від башкирського структурного плану.

В 2014 році ТОВ „ВІКОІЛ ЛТД” провело переінтерпретацію матеріалів сейсмозв'язки 3-D на Володимирівській площі [5]. Проведені дослідження сейсмозв'язки 3D дозволили отримати достовірну інформацію про геологічну будову даної території по відкладах башкирського ярусу середнього карбону та верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону, а також створити тектонічну

модель Володимирівського родовища, яка була використана при складанні геолого-економічної оцінки Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища.

Аналіз матеріалів буріння і випробування свердловин, а також результатів перегляду сейсмічного матеріалу дозволив створити геологічну модель будови Володимирівського родовища. Структурні карти побудовані по продуктивних горизонтах В-18н та В-19, геологічні профілі по лініях I-I, II-II, III-III та кореляційна схема продуктивних горизонтів, а також сейсмічні побудови дають повну уяву про геологічну будову родовища. З них витікає, що родовище пов'язане з великою терасою, яка ускладнена невеликими склепіннями і поділяється тектонічними порушеннями на ряд відокремлених блоків перспективних для пошуку вуглеводнів.

Поклади вуглеводнів на Володимирівському родовищі приурочені до тектонічно-екранованих блоків (пасток) та пов'язані з горизонтами В-18н та В-19. Всі поклади в межах родовища є пластовими тектонічно-екранованими.

## 2.3 Нафтогазоносність

Володимирівське родовище відноситься до західної частини нафтогазового району Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (згідно карти фонду структур ЛВ УкрДГРІ). Близько до нього знаходиться невелике Турутинське нафтове родовище. Південніше, в північній прибортовій зоні, знаходяться Талалаївське, Великобубнівське, Південно-Афанасіївське родовища вуглеводнів [1-6].

Промислова газонасність Володимирівського родовища доведена випробуванням свердловини 1-Володимирівська у 1983 р. З об'єкту випробування в інтервалі глибин 2506-2512 м, приуроченого до горизонту В-18н, отримано промисловий приплив вуглеводнів. Дебіт газу через 9 мм штуцер, при депресії 1,94 МПа, склав 119 тис.м<sup>3</sup>/добу та 67,5 м<sup>3</sup>/добу стабільного конденсату. Пластовий тиск на глибині 2509 м становив 25,4 МПа.

На Володимирівському родовищі поклади вуглеводнів виявлені у верхньовізейських відкладах нижнього карбону, вони приурочені до тектонічно-екранованих блоків (пасток) та пов'язані з горизонтами В-18н та В-19 (табл. 2.2).

**Горизонт В-18н** нафтоносний у блоці свердловини 5-Володимирівська і блоці свердловини 8-Володимирівська та газоконденсатний у блоках свердловин 1-, 2-Володимирівські та в перспективних північно-східному і східному блоках.

Нафтоносність блоку свердловини 5-Володимирівська встановлена за результатами інтерпретації матеріалів ГДС. Колектором в даній свердловині служить прошарок пісковика в інтервалі 2476,0-2479,4 м з ефективною товщиною 0,4 м, пористістю 9,5 %, газонасиченістю 55 %. Контур нафтоносності проведений по підшві нафтонасиченого пласта на відмітці мінус 2308,9 м. Запаси віднесені до коду класу 332.

Газоконденсатний поклад блоку свердловини 1-Володимирівська встановлений в результаті випробування даної свердловини в інтервалі глибин 2506,0-2512,0 м, з якого отримано приплив газу та конденсату. Дебіт газу, через 9 мм штуцер при депресії 1,94 МПа, становив 119 тис. м<sup>3</sup> газу та 67 м<sup>3</sup> стабільного конденсату на добу. Пластовий тиск на глибині 2509 м становив 25,4 МПа. НГВП для покладу В-18н горизонту прийнятий на відмітці мінус 2338,0 м. Колектор за даними ГДС представлений одним прошарком пісковика ефективною газонасиченою товщиною 2,4 м, пористістю 19,5 %, газонасиченістю 60 %. Так, як дана свердловина не знаходилася в експлуатації, тому запаси газу та конденсату в даному блоці приурочені до коду класу 122+222.

Газоконденсатний поклад блоку свердловини 2-Володимирівська встановлений за результатами ГДС та випробування у відкритому стовбурі за допомогою ВПТ й ВПК. За результатами ГДС газонасичена товщина горизонту складає 2,4 м. При випробуванні з допомогою КИИ-146 інтервалу 2516,0-2586,0 м, який окрім горизонту В-18н, включає водонасичені пласти горизонтів В-17, В-18в та В-19, отримано приплив газу, з розрахунковим дебітом 95 тис. м<sup>3</sup> за добу, та пластової води з плівкою конденсату. Згідно даних випробування у відкритому стовбурі свердловина 2-Володимирівська розкрила газовий поклад у продуктивному горизонті В-18н з ГВК на абсолютній відмітці мінус 2371,2 м. У зв'язку із неможливістю отримання безводного припливу газу, стаціонарного випробування горизонту в колоні не проводилося. Запаси газу та конденсату даного блоку віднесені до коду класу 332.

Нафтоносність блоку свердловини 8-Володимирівська встановлена за результатами інтерпретації матеріалів ГДС та проявами нафти при випробуванні даного горизонту. Так, в даній свердловині в інтервалі 2505,4-2506,8 м виділяється пісковик з характером насичення 13,2 % та невисокою газонасиченістю 55 %. Контур газоносності проведений по підшві газонасиченого пласта на відмітці мінус 2331,1 м. Запаси віднесені до коду класу 332.

Аналізуючи геологічні побудови та враховуючи результати буріння свердловин 1-, 2- і 8-Володимирівські на родовищі виділено перспективні північно-східний та східний блоки в яких прогнозовані перспективні ресурси газу та конденсату. Найближчими по умовах поширення колекторів для північно-східного блоку будуть відповідати колектори свердловини 8-Володимирівська, які добре виділяються в розрізі свердловини і характеризуються хоришими колекторськими властивостями (неф – 2,4 м, Кп 13,2 %). Умовний контур газоносності прийнятий на відмітці мінус 2330,0 м по останній замкнутій ізолінії даного блоку. В межах даного блоку виділено перспективні ресурси коду класу 333.

Для східного блоку будуть відповідати колектори свердловини 2-Володимирівська, які виділяються в розрізі свердловини і характеризуються хоришими колекторськими властивостями (неф – 2,4 м, Кп 21,0 %). Умовний контур газоносності прийнятий на відмітці мінус 2380,0 м по останній

замкнутій ізолінії даного блоку. В межах даного блоку виділено перспективні ресурси коду класу 333.

**Горизонт В-19** нафтоносний у блоці свердловини 5-Володимирівська та газоконденсатний у блоці свердловини 1-Володимирівська, північно-східному і східному блоках.

Продуктивність горизонт В-19 у блоці свердловини 1-Володимирівська встановлена за результатами інтерпретації матеріалів ГДС. У свердловині виділений пласт в інтервалі 2571,2-2518,4м. Колектором служить прошарок пісковика ефективною товщиною 0,8 м, пористістю 17,0 %, газонасиченістю 60 %. Контур газонасиченості проведений по підшві газонасиченого пласта на відмітці мінус 2345,2 м. Запаси віднесені до коду класу 332 (категорія С<sub>2</sub>).

Нафтоносність блоку свердловини 5-Володимирівська встановлена в результаті випробування даної свердловини. Так, при випробуванні інтервалів: 2481,6-2482,6 м та 2483,8-2485,2 м, після пониження рівня у свердловині методом аерації, отримано приплив легкої нафти. НГВП для покладу блоку свердловини 5-Володимирівська горизонту В-19 прийнятий на відмітці мінус 2314,7 м. На дату складання звіту свердловина знаходиться в експлуатації. В межах даного блоку виділяються розвідані запаси коду класу 111+221 (категорія С<sub>1</sub>) та попередньо розвідані запаси коду класу 122+222 (категорія С<sub>2</sub>). Розвідані запаси оконтурені радіусом 400 м від свердловини 5-Володимирівська, всі решта запасів, які знаходяться за межами розвіданих віднесено до попередньо розвіданих. Попередньо розвідані запаси обмежені НГВП.

Аналогічно як у горизонті В-18н, в горизонті В-19 також слід виділити перспективні північно-східний та східний блоки, в яких прогнозовані перспективні ресурси газу та конденсату.

Для оцінки північно-східного та східного блоків були використані геофізичні показники свердловини 1-Володимирівська, яка характеризується хоришими колекторськими властивостями в даному горизонті (h<sub>еф</sub> – 0,8 м, К<sub>п</sub> 17,0 %, К<sub>г</sub> 60,0 %). Умовний контур газонасиченості для північно-східного блоку прийнятий на відмітці мінус 2340,0 м по останній замкнутій ізолінії даного блоку. В межах даного блоку виділено перспективні ресурси коду класу 333.

Умовний контур газонасиченості для східного блоку прийнятий на відмітці мінус 2390,0 м по останній замкнутій ізолінії даного блоку. В межах даного блоку виділено перспективні ресурси коду класу 333 (категорія С<sub>3</sub>).

За даними геофізичних досліджень, керну, результатів випробування у розкритому розріз девонських відкладів та порід кристалічного фундаменту колектори відсутні.

Результати випробування і дослідження свердловин нафто газоконденсатного родовища наведені в таблицях 2.3-2.4.

## 2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища

У гідрогеологічному відношенні Володимирівське родовище розташоване в межах північної бортової частини Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну [1-6].

У розрізі басейну виділяються три характерні зони: активного, складного і дуже складного водообміну.

Зона активного водообміну, нижньою межею якої є верхньоюрська товща глин, характеризується вмістом прісних вод гідрокарбонатно-натрієвого та сульфатно-натрієвого типів, з мінералізацією до 3 г/л. Вода збагачена киснем, щостворює в ній різко виражену окислювальну геохімічну обстановку.

Вміст вуглеводнів у водах цієї зони, як правило, дуже низький і характеризується, переважно, метановим складом.

Води цієї зони є основним джерелом водопостачання.

До зони складного водообміну відноситься нижня частина юрських, тріасових і верхньопермських відкладів. Для неї характерні вода хлоркальцієвого типу, за концентрації солей 100-10 г/л. Ступінь метаморфізації вод відносно низький ( $V_{Na/Cl} > 0,85$ ). Розчинені гази переважно азотного та азотно-вуглеводневого складу.

Нижче за розрізом знаходиться зона досить складного водообміну, де розвинуті високомінералізовані розсоли хлоркальцієвого типу. Концентрація солей у розчинах закономірно зростає з глибиною, досягаючи 300 г/л і більше.

Води характеризуються високим ступенем метаморфізації і дуже низькою сульфатністю.

У геологічному розрізі Володимирівського родовища водоносні горизонти зустрічаються у всіх комплексах осадових порід. Але випробуванню, у зв'язку з їх достатньою гідрогеологічною вивченістю, підлягали лише об'єкти в інтервалах перспективної частини розрізу з метою отримання додаткових даних для обґрунтування нафтогазопромислових параметрів.

У свердловині 3-Володимирівська випробуваний пластовипробувачем пластів КИИ-146 горизонт В-18н сумісно з горизонтом В-19 в інтервалі 2524-2547 м. За 10 хвилин стоянки на приплив при початковій депресії 0,98 МПа отримано 5,5 м<sup>3</sup> пластової води з розчиненим газом. Пластовий тиск, заміряний на глибині 2524 м, склав 25,9 МПа за температури 341°К. Дебіт, визначений за результатами обробки карт тисків, дорівнює 210 м<sup>3</sup>/добу. Коефіцієнт продуктивності склав  $2,48 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/МПа, коефіцієнт гідропровідності –  $381 \cdot 10^{-2}$  мм<sup>2</sup>/Па.

Результати аналізу фізико-хімічних властивостей пластової води наведені в таблиці 1.13. Проба води показує розсіл хлоркальцієвого типу з мінералізацією 228,918 г/л і густиною 1,15 г/см<sup>3</sup>. Коефіцієнт метаморфізації  $V_{Na^+/Cl^-}$  склав 0,84 коефіцієнт сульфатності  $100C(SO_4^{2-})/C(Cl^-)$  - 0,54.

З мікрокомпонентів визначено йод і бром у кількості, відповідно, 4,23 і 133,20 мг/л. За компонентним складом розчинений у воді газ вуглеводневий. Сума вуглеводнів складає 93,88% з перевагою метану 87,98 % об'ємних.

7 лютого у свердловині 7-Володимирівська відібрали дві проби рідини з глибини 600 м (статичний рівень) та 2495 м (інтервал перфорації). За результатами фізико-хімічного аналізу проба №10554 представлена сумішшю технічної та пластової води густиною 1,056 г/см<sup>3</sup> та мінералізацією - 95,029 г/л. Коефіцієнт метаморфізації  $V_{Na^+/Cl^-}$  склав 0,82, коефіцієнт сульфатності  $100C(SO_4^{2-})/C(Cl^-)$  - 0,24. З мікрокомпонентів визначено йод, бром, бор та амоній в кількості 8,1, 75,2, 2,98, 32,19 мг/л відповідно. Проба №10555 за хімічним складом представлена водою хлор-кальцієвого типу по В. Суліну. Питома вага води становить 1,091 г/см<sup>3</sup>, мінералізація – 133,577 г/л, коефіцієнт метаморфізації  $V_{Na^+/Cl^-}$  0,83, коефіцієнт сульфатності  $100C(SO_4^{2-})/C(Cl^-)$  Найбільша кількість мікрокомпонентів в воді припадає на бром – 103,88 мг/л та амоній - 53,64 мг/л. На теперішній час свердловина №7 використовується як поглинальна, тобто застосовується для повернення супутньо-пластових вод в піщану товщу нижнього тріасу.

27 лютого із горизонту В-18н відібрали пробу води в свердловині 5-Володимирівська. Відповідно до класифікації по В. Суліну дана вода відноситься до хлоркальцієвого типу, групи хлоридних, підгрупи натрієвих. Питома вага води становить 1,165 г/см<sup>3</sup>, коефіцієнт метаморфізації – 0,70.

В листопаді 2013 року із свердловини №8 було відібрано 7 проб. За результатами фізико-хімічного аналізу проба №12741 (В-17) представлена сумішшю технічної та пластової води густиною 1,067 г/см<sup>3</sup> та мінералізацією - 127,368 г/л. Коефіцієнт метаморфізації  $V_{Na^+/Cl^-}$  склав 0,86, коефіцієнт сульфатності  $100C(SO_4^{2-})/C(Cl^-)$  - 0,18. З мікрокомпонентів визначено йод, бром, бор в кількості 3,12, 85,30, 13,62 мг/л відповідно. Відповідно до класифікації по В. Суліну дана вода відноситься до хлоркальцієвого типу.

Гідрогеологічна характеристика Володимирівського родовища, в загальному, відповідає схемі гідрогеологічної будови регіону в цілому. Деякі відмінності пов'язані з розташуванням родовища в межах бортової частини западини. Це зумовило вище залягання стратиграфічних комплексів, що привело до зміщення положення гідрогеологічної зональності доверху за розрізом, і спричинило приуроченість верхньовізейського продуктивного розрізу родовища до найвищої частини зони досить складного водообміну.

Результати аналізів фізико-хімічних властивостей пластових вод наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.2 – Характеристика покладів Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища

Поклад, об'єкт	Абсолютна відмітка залягання продуктивного покладу в склепінні, м	Абс. відміт. НГВП, УГВК, м	Довжина ширина, висота покладу, м	Середня ефективна газонасичена товщина, м	Середня пористість, ч.о.	Свердловини, в яких встановлена продуктивність за даними випробовування, ГДС	Тип покладу	
В-18н	блок св.1-В	-2320	-2338,0	400×720×18	1,2-2,4	0,195	1-Володимирівська	пластовий, тектонічно-екранований
	блок св.2-В	-2350	-2371,2	990×660×21	1,2-2,4	0,210	2-Володимирівська	пластовий, тектонічно-екранований
	блок св.5-В	-2280	-2308,9	820×835×28	0,2-0,4	0,095	5-Володимирівська	пластовий, тектонічно-екранований
	блок св.8-В	-2330	-2331,1	340×230×11	0,7-1,4	0,132	8-Володимирівська	пластовий, тектонічно-екранований
	північно-східний блок	-2300	-2330,0	1400×430×30	0,7-1,4	0,132	-	пластовий, тектонічно-екранований
	східний блок	-2340	-2380,0	2230×610×50	1,2-2,4	0,210	-	пластовий, тектонічно-екранований
В-19	блок св.1-В	-2330	-2345,2	390×820×15	0,4-0,8	0,170	1-Володимирівська	пластовий, тектонічно-екранований
	блок св.5-В	-2300	-2314,7	730×590×15	0,4-0,8	0,150	5-Володимирівська	пластовий, тектонічно-екранований
	північно-східний блок	-2310	-2340,0	1370×440×30	0,4-0,8	0,170	-	пластовий, тектонічно-екранований
	східний блок	-2350	-2390,0	2010×710×40	0,4-0,8	0,170	-	пластовий, тектонічно-екранований

Таблиця 2.3 – Результати випробування свердловин випробувачами на бурильних трубах та каротажному кабелі

№ № св.	Інтервал випробування, м	Тип апаратури	Кількість випроб.	Результати випробування
1	2	3	4	5
1	2519,1-2548	ВПН-140	9	6 проб – пл. вода+фільтрат
		ВПН-140		3 проби (2519,1-2520м) – пл.вода+фільтрат
	2466-2465,5	ВПН-140	2	1 проба-фільтрат, 1 – припливу немає
	2820-2853	ВПН-140	9	припливу немає
	2505,5-2638	ВПН-140	17	припливу немає
	2415,5-2415,6	ВПН-140	2	припливу немає
	2476-2476,5	ВПН-140	2	фільтрат
	2510,4-2511,4	ВПН-140	3	газ+конденсат
	2528-2529	ВПН-140	2	пл.вода
	2519,2-2466,7	ВПН-140	4	бур.розчин
	2460,3-2465,1	ВПН-140	4	припливу немає
	2405,1-2453,8	ВПН-140	14	3 проби – фільтрат, 2 – припливу немає
	2278,6-2405	ВПН-140	7	бур. розчин, припливу немає
	2511,2	ВПН-140	1	газ+конденсат
2	2571,1-2559,5	ГДК	7	припливу немає
	2477,1-2477	ГДК	2	припливу немає
	2603-2598	ГДК	3	припливу немає
	2549	ВПК-14-32	2	пл. вода + фільтрат
	2548,5	ВПК-14-32	2	пл. вода + фільтрат + газ
	2515-2491	ВПК-14-32	12	фільтрат
	2537	ВПК-14-32	2	фільтрат
	2455	ВПК-14-32	1	буровой розчин
3	2560,7-2549,2	ВПН-140	6	пл. вода
	2537,5-2535,7	ВПН-140	3	фільтрат + пл. вода
	2531,1-2572,6	ВПН-140	7	пл. вода
	2515,4-2514,4	ВПН-140	3	фільтрат
	2493,7-2478,4	ВПН-140	5	фільтрат + пл. вода
	2462,5-2421,1	ВПН-140	12	припливу немає
	2356,8-2355,8	ВПН-140	3	фільтрат
	2283-2281	ВПН-140	3	припливу немає
5	2454-2491 C <sub>1v2</sub> (B-17-18)	ВПТ	1	Приплив розгазованої рідини дебітом – 3,23 м <sup>3</sup> /65 хв.
7	2415,6-2417,2 м	ВПТ	1	Фільтрат
	2449,6-2450,8 м	ВПТ	1	отримано ГПС з фільтратом

Таблиця 2.1 – Стратиграфічні розбивки розрізів свердловин Володимирського родовища по підшвам комплексів

№св	1		2		3		5		7		8	
Альтитуда ротора	173,2		177,2		173,7		170,5		173,7		175,7	
Вибій*	2865		2886		2601		2520*		2530*		2570*	
Відділ, Ярус	Глб.	Абс.від.	Глб.	Абс.від.	Глб.	Абс.від.	Глб.	Абс.від.	Глб.	Абс.від.	Глб.	Абс.від.
Q+N+P	274	-100,8	277	-99,8	269	-95,3	264	-93,5	280	-106,3		
К	936	-762,8	949	-771,8	940	-766,3	924	-753,5	931	-757,3	933	-757,3
Ј	1263	-1089,8	1279	-1101,8	1264	-1090,3	1246	-1075,5	1260	-1086,3	1255	-1079,3
Т	1683	-1509,8	1710	-1532,8	1690	-1516,3	1669	-1498,5	1678	-1504,3	1677	-1501,3
Р1	1712	-1538,8	1743	-1565,8	1723	-1549,3	1695	-1524,5	1701	-1527,3	1710	1534,3
С <sub>3</sub>	1860	-1686,8	1904	-1726,8	1884	-1710,3	1842	-1671,5	1851	-1677,3	1870	-1694,3
С <sub>2m</sub>	2088	-1914,8	2124	-1946,8	2104	-1930,3	2070	-1899,5	2071	-1897,3	2101	-1925,3
С <sub>2b</sub>	2331	-2157,8	2367	-2189,8	2339	-2165,3	2308	-2137,5	2317	-2143,3	2325	-2149,3
С <sub>1s</sub>	2387	-2213,8	2426	-2248,8	2400	-2226,3	2364	-2193,5	2372	-2198,3	2383	-2207,3
С <sub>1v2</sub>	2553	-2379,8	2594	-2416,8	2562	-2388,3	2520*	-2349,5	2530*	-2356,3	2548	-2372,3
Д	2856	-2682,8	2712	-2534,8	2601*	-2427,3					2570*	-2394,3
РС	2865*	-2691,8	2886*	-2708,8								

Примітка: \* - глибина вибою свердловини

Таблиця 2.4 – Результати випробування і дослідження свердловин

Пласт	номер свердловини	Покрівля підшова продуктивного пласта ( в абс. відмітках з урахуванням викривлення), м	Інтервал випробування, м <u>глибина</u> абсолютна відмітка	Спосіб розкриття <u>пласта</u> к-ть отворів на 1 п.м.	Діаметр, мм <u>глибина</u> спуску фонтанних труб, м	Діаметр штуцера, мм	Тиск, приведений до середини інтервалу випробування, МПа, <u>пластовий</u> вибійний	Депресія, МПа	Дебіт нафти т/добу	Дебіт газу тис.м <sup>3</sup> /д	Дебіт конденсату, м <sup>3</sup> /добу	Прийняте положення НГВП (ГВК) в абсолютних відмітках, м
	дата дослідження											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
В-18н	<u>1-Вол.</u> 30.06.83р.	<u>-2335,2</u> -2338,0	<u>2512-2506</u> -2338,8 – -2332,8	<u>ПКС-80</u> 12	73/2504	8,0	<u>25,38</u> 23,46			119,3	67,5	-2308,9 (НГВП)
	<u>1-Вол.</u> 14.09.06р.	<u>-2335,2</u> -2338,0	<u>2512-2506</u> -2338,8 – -2332,8	<u>ПКС-80</u> 12	73/2504	8,0	<u>25,61</u> 22,16			114,3	76,03	
	<u>8-Вол.</u> 05.08.13р.	<u>-2335,2</u> -2338,0	<u>2503-2507</u> -2327,3 – -2331,3	<u>ПКС-80</u> 12	73/2578		<u>24,84</u> 24,76			нафта з водою		
В-19	<u>5-Вол.</u> 27.07.11р.	<u>-2311,1</u> -2314,7	<u>2481,6-2482,6</u>	Connex 2	73/2465	4,0				24,28	9,88	-2338,9 (НГВП)
			-2311,1 – -2312,1			5,0			36,86	11,58		
			<u>2483,8-2485,2</u>			6,0			34,68	13,38		
			-2313,3 – -2315,3			7,0			58,48	14,95		
						8,0			60,98	12,04		
	<u>5-Вол.</u> 27.07.11р.	<u>-2311,1</u> -2314,7	<u>2481,6-2482,6</u> -2311,1 – -2312,1 <u>2483,8-2485,2</u> -2313,3 – -2315,3	<u>ПКС-80</u> 12	73/2465	8,0	<u>20,2</u> 17,3			60,98	12,04	

Таблиця 2.5 – Результати аналізу фізико-хімічних властивостей пластових вод Володимирівського родовища

Лаборат. №		2385	10554	10554	10555	12741	12742	12744
№ св		3-В		5-В		7-В	8-В	
Горизонт		В-18н + В-19	В-18н	В-19		В-17	С <sub>2</sub> -В	С <sub>2</sub> -В
Інтервал випробування, м		2524 – 2547	2481,6-2485,2	2494-2495,2		2474,6-2476	2253-2259	2253-2259
Глибина відбору				600м	2495м	2475м	2256м	2230м
Густина, г/см <sup>3</sup> d <sub>4</sub> <sup>20</sup>		1,1508	1,165	1,056	1,091	1,067	1,044	1,060
Катіони, мг/л	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	75865,69	62391,18	31075,76	44139,07	43678,61	3970,49	25206,62
	Ca <sup>2+</sup>	11308,14	15030	4532,95	6441,56	4258,50	3046,08	4008,0
	Mg <sup>2+</sup>	1016,56	4985,6	868,59	868,59	1124,80	535,04	729,60
	Fe <sup>2+</sup>	62,40	1		42,54		5,58	
	Fe <sup>3+</sup>	0,80	0,3		15,95		13,96	41,88
Аніони, мг/л	Cl <sup>-</sup>	139239,37	137584,8	58277,92	81674,16	77875,47	33968,71	47639,04
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	987,60	343,19	188,05	295,04	195,46	408,62	495,03
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	366,00	134,2	85,40	158,60	231,80	134,20	134,20
Мікрокомпоненти, мг/л	J <sup>-</sup>	4,23		8,10	8,10	3,12	4,16	5,21
	Br <sup>-</sup>	133,2		75,20	103,88	85,30	65,61	98,42
	B <sup>3+</sup>	0		2,98	6,81	13,62	6,38	8,08
	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	72,00		32,19	53,64	32,08	17,82	28,51
Мінералізація, мг/л		228918, 56	219770,27	133577,02	133577,02	127368,64	42063,14	78212,49
Заг. Жорсткість, мг/ л		648,21						
Коефіцієнти (співвідношення концентрацій компонентів)	Na <sup>+</sup> / Cl <sup>-</sup>	0,84		0,82	0,83	0,86	0,48	0,82
	Cl <sup>-</sup> Na <sup>+</sup>	7,49	2,85	4,09	5,36	3,21	4,21	4,11
	Mg <sup>2+</sup>							
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> / Cl <sup>-</sup>	0,0054	0,002	0,0024	0,0026	0,0018	0,0240	0,0076
	Ca <sup>2+</sup> / Mg <sup>2+</sup>	4,85	1,83	3,160	4,48	2,29	3,45	3,32
Cl <sup>-</sup> / Br <sup>-</sup>		1045,34		775,0	786,0	913,0	517,74	484,0

Лаборат. №		12745	12757	12764	12765
№ св		8-Володимирівська			
Горизонт			Б-10		
Інтервал випробування, м		2253-2259	2240-2245		
Глибина відбору		1808м	2484	193м	2242,5м
Густина, г/см <sup>3</sup> d <sub>4</sub> <sup>20</sup>		1,017	1,094	1,043	1,091
Катіони, мг/л	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	7934,54	78918,75	18541,45	42276,63
	Ca <sup>2+</sup>	1122,24	8266,50	4008,0	7765,50
	Mg <sup>2+</sup>	145,92	1216,00	1216,0	1520,0
	Fe <sup>2+</sup>		13,96		
	Fe <sup>3+</sup>	16,75	47,46	16,75	27,92
Аніони, мг/л	Cl <sup>-</sup>	14415,99	139188,84	38939,74	82850,50
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	213,57	741,11	281,05	625,89
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	122,0	195,20	134,20	73,20
Мікрокомпоненти, мг/л	I <sup>-</sup>	3,12	6,25	3,12	6,25
	Br <sup>-</sup>	39,37	170,60	72,18	157,48
	B <sup>3+</sup>	2,98	9,36	8,51	8,08
	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	10,69	24,95	14,26	35,64
Мінералізація, мг/л		23954,26	228526,40	63120,44	135111,72
Заг. Жорсткість, мг/ л					
Коефіцієнти (співвідношення концентрацій компонентів)	Na <sup>+</sup> / Cl <sup>-</sup>	0,85	0,87	0,73	0,79
	Cl <sup>-</sup> /Na <sup>+</sup>	5,14	4,93	2,92	3,98
	Mg <sup>2+</sup>				
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> / Cl <sup>-</sup>	0,0109	0,0038	0,0052	0,0056
	Ca <sup>2+</sup> / Mg <sup>2+</sup>	4,68	4,12	2,0	3,10
	Cl <sup>-</sup> / Br <sup>-</sup>	366,0	816,0	539,0	526,0

## **3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ВУГЛЕВОДНІВ**

### **3.1 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок**

Поклади нафти, газу та конденсату на Володимирівському родовищі приурочені до горизонтів В–18н, та В-19 верхньовізейського під'ярусу [1-6].

Розріз родовища представлений породами з різними літологічними характеристиками, які відрізняються між собою по фізичних властивостях. Це дозволяє по ряду відомих ознак провести кореляцію розрізів свердловин з виділенням в них пластів-колекторів. Кореляція проводилася за допомогою регіональних та локальних реперів, які витримані по площі, мають чітку геофізичну характеристику, що не перетерплює істотних змін від свердловини до свердловини. До таких реперів відноситься вапняк московського ярусу М–9, башкирська “плита” вапняків, серпухівська товща аргілітів, вапняки горизонтів В–15, В–16, а також ефузивна товща верхнього девону.

Горизонти верхньовізейського під'ярусів В–15, В–16, В–17, В–18, В-19 прослідковуються по всій площі родовища. Вони незгідно залягають на ефузивній товщі верхнього девону. Вибій свердловин №№1 і 2 перебуває в кристалічних породах докембрійського фундаменту. У розрізі родовища частково відсутні відклади верхньовізейського під'ярусу (горизонти В–20 – В–22), нижньовізейського під'ярусу та турнейського ярусу нижнього карбону.

Відклади продуктивних горизонтів В–18н, В-19 представлені, в основному, пісковиками, що перешаровуються прошарками аргілітів.

Колектори продуктивних нижньовізейських горизонтів В-18н, В-19 відносяться до гранулярного типу порових колекторів. За умовами утворення колектори даного родовища відносяться до осадових відкладів. За речовинним складом ці відклади є теригенного типу, за морфологією порового простору –міжзернові. Пісковики мають високі фільтраційно-емнісні властивості.

Достовірність оцінки пористості пластів колекторів, одного з основних параметрів, в значній мірі залежить від обґрунтування петрофізичних зв'язків, які використовуються під час інтерпретації даних ГДС.

Відкрита пористість колекторів змінюється від 6,3 до 27,3%, середнє значення – 16,8%. Абсолютна проникність змінюється від 0,2 до  $1101,5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , у середньому –  $90 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

### **3.2 Фізико-хімічні властивості вуглеводнів**

Із свердловин Володимирівського родовища для дослідження було відібрано значну кількість проб газу, нафти та конденсату. Так, із

свердловини 1-Володимирівська було відібрано проби газу та конденсату з інтервалу 2506-2512 м. Стабільний конденсат характеризується наступними фізико-хімічними властивостями [1-6]:

- колір - жовтий; прозорий; густина  $\alpha^{420} = 0,7193$  г/см<sup>3</sup>;
- молекулярна маса  $M = 115$ ;
- вміст сірки – сліди, парафіну – немає, смол – 0,06%, асфальтени – немає;
- початок кипіння – 33°C.

За заключеннями лабораторії геохімії: конденсат легкий, малосірчистий малосмолистий, безпарафінистий. По ГОСТ 912-66 відноситься к I класу, типу T<sub>1</sub> і виду П<sub>1</sub>. Групповий склад конденсату (стандартні фракції в межах температур н.к. – 200°C). Конденсат метано-нафтового типу.

Склад пластового газу розрахований по методиці ВНІГАЗ на основі компонентного складу газів сепарації, дегазації и дебутанізації.

У 2011 р. проведено комплекс робіт з дослідження пластової вуглеводневої системи горизонту В-19, дренаваної свердловиною 5 Володимирівського родовища.

Результати термодинамічних досліджень глибинної проби вказали на нафтову природу покладу.

Дані диференціального розгазування показали, що досліджувана проба являє собою легку вуглеводневу суміш з газовмістом 151,42 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, об'ємним коефіцієнтом 1,657, густиною і в'язкістю в термобаричних умовах залягання рівними відповідно 636,42 кг/м<sup>3</sup> та 0,579мПа с. Усадка нафти складає – 39,65 %. Нафта, яка досліджувалась, належить до першого класу, як малосірчиста (0,0645% ваг. сірки); до першого типу, як легка, з густиною при 20°C 787,8 кг/м<sup>3</sup>. Вміст хлористих солей становить 52,39 мг/л, а води і механічних домішок 0,08% ваг. і 0,10%ваг., відповідно. У фракційному складі на фракцію від початку кипіння 39°C до 350°C припадає 70,0%, що підтверджує її приналежність до легких нафт.

За вмістом парафіну (2,45 % ваг.) і смол (9,00 % ваг.) нафта характеризується як парафіниста і смолиста. На асфальтени у її складі припадає 1,03 % ваг.

В'язкість дегазованої нафти визначалась при температурі 20 і 50°C. За отриманими даними нафта належить до малов'язких.

Із свердловини 8-Володимирівська було відібрано ряд проб, для визначення компонентного хімічного складу газу. Згідно проведених досліджень, газ метаново-етанового типу, з значним вмістом азоту, з відносною густиною 0,794 кг/м<sup>3</sup>. Густина відібраної проби нафти із свердловини 8-Володимирівська становить 0,836 кг/м<sup>3</sup>.

### 3.3 Запаси вуглеводнів

На Володимирівському нафтогазоконденсатному родовищі в результаті виконаного об'єму геологорозвідувальних робіт відкрито два продуктивні поклади в горизонтах В-18н і В-19.

Родовище досить складне за морфологічними особливостями. Воно в значній мірі висвітлено за матеріалами детальних сейсмічних досліджень, що добре ув'язуються із результатами пошуково-розвідувального буріння.

Для підрахунку запасів газу використані значення ефективної газонасиченої товщини, пористості і газонасиченості, отримані в результаті комплексної інтерпретації даних промислово-геофізичних досліджень [1, 6].

Запаси вільного газу та конденсату наведені в таблиці 3.1, а загальні запаси нафти наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 – Зведена таблиця запасів вільного газу і конденсату

Код класу	Початкові загальні запаси газу, млн. м <sup>3</sup>	Початкові запаси “сухого” газу, млн. м <sup>3</sup>	Видобувні запаси газу, млн. м <sup>3</sup>	Поточні запаси газу на дату підрахунку, млн. м <sup>3</sup>			Початкові загальні запаси конденсату, тис. т	Початкові видобувні запаси конденсату, тис. т	Поточні запаси конденсату на дату підрахунку, тис. т		
				Загальні	Видобувні	Залишкові			Загальні	Видобувні	Залишкові
122+222	23	21		21			9		9		
122			20		20			4		4	
222						1					5
332	57	53		53			22		22		
333											

Таблиця 3.2 – Підрахункові параметри і запаси нафти та розчиненого газу

Клас запасів	Початкові загальні запаси нафти, тис. т	Початкові видобувні запаси нафти, тис. т	Залишкові запаси нафти, тис. т	Видобуток нафти на дату підрахунку, тис. т	Поточні запаси нафти на дату підрахунку запасів, тис. т			Початкові запаси розчиненого газу, млн. м <sup>3</sup>			Поточні запаси розчиненого газу, млн. м <sup>3</sup>		
					Загальні	Видобувні	Залишкові						
111+221	6			1	5			1			1		
111		2		1		1			1			1	
221			4				4			0			0
122+222	5				5			1			1		
122		1				1			1			1	
222			4				4			0			0
332	7		7		7			1			1		

## 4 АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Продуктивність та фільтраційні параметри випробуваних пластів визначаються в результаті промислових досліджень на стаціонарних режимах фільтрації, а також шляхом аналітичної обробки кривих відновлення гирлових та вибійних тисків, що знімалися в період досліджень на нестационарних режимах фільтрації. Впродовж досліджень проводилися заміри пластового тиску та його розподіл по стовбуру свердловини [7, 12, 13].

Для газових свердловин під час газогідродинамічних досліджень на усталених режимах визначають:

- залежність дебіту газу від депресії на пласт та тиску на усті;
- зміну вибійного, устьового тисків та температур від дебіту свердловини;
- коефіцієнт фільтраційного опору;
- кількість рідких та твердих сумішей на різних режимах;
- умови руйнування привибійної зони, накопичення та виносу рідких та твердих частинок з вибою свердловини;
- технологічний режим роботи свердловини з урахуванням різних факторів;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб та інше.

У процесі дослідження свердловин на стаціонарних режимах вимірюються дебіти газу, температура та тиск на головці фонтанних труб, у затрубному просторі та на вибої свердловини. При цьому тиск та дебіт вимірюють безперервно, починаючи з моменту пуску свердловини до їх стабілізації на кожному режимі роботи.

Приплив газу із пласта до свердловини на кожному режимі описується рівнянням [8-10]:

$$Q_g = \frac{\pi \cdot K \cdot h \cdot (P_{пл}^2 - P_w^2)}{P_{ам} \cdot \mu_g \cdot (\ln \frac{R_k}{r_c} + \sum C)}, \quad (4.1)$$

де  $Q_g$  – дебіт газу, м<sup>3</sup>/д;

$K$  – проникність пласта, мкм<sup>2</sup>;

$h$  – ефективна товщина, м;

$P_{пл}$ ,  $P_{виб}$ ,  $P_{ат}$  – відповідно пластовий, вибійний та атмосферний тиски, МПа;

$\mu$  – коефіцієнт динамічної в'язкості газу (при  $P_{пл}$ ,  $T_{пл}$ ), мПа·с;

$R_k$ ,  $r_c$  – радіуси контуру живлення та свердловини в інтервалі продуктивних пластів відповідно, м.

За результатами дослідження свердловини будують індикаторну діаграму в координатах  $(P_{пл}^2 - P_w^2) - Q_g$ . Вони описуються залежністю

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A Q_g + B Q_g^2, \quad (4.2)$$

де  $A$  і  $B$  – коефіцієнти фільтраційних опорів, які залежать від параметрів привибійної зони пласта та конструкції вибоїв свердловин, визначаються графічно.

В процесі обробки досліджень та побудові залежності  $(P_{nl}^2 - P_{\text{вб}}^2) = f(Q_2)$  індикаторна діаграма може не починатись з початку координат. Це може бути пояснено неправильним визначенням вибійних або пластових тисків, (враховуючи можливість наявності стовбура рідини на вибої у зв'язку з низькими швидкостями потоку газу).

У випадку, коли неправильно визначені вибійні тиски рівняння припливу газу до вибою свердловини має вигляд [11]:

$$P_{nl}^2 - P_{\text{вб}}^2 = A Q_2 + B Q_2^2 + C_0, \quad (4.3)$$

де  $C_0$  – додатковий перепад тиску, який витрачається потоком газу на подолання опору його фільтрації, зумовленого чинниками недосконалості свердловини, а саме недостатніми повнотою і якістю розкриття продуктивного пласта, наявності у стовбурі свердловини рідини. Значення  $C_0$  визначалося графічно із залежності  $P_{nl}^2 - P_{\text{вб}}^2 = f(Q_2)$  за відрізком, що відтинається на осі ординат і дорівнює

$$C_0 = 2P_{nl} \cdot \delta - \delta^2, \quad (4.4)$$

де  $\delta$  – поправка до вибійного тиску, яка на кожному з режимів дослідження приймається однаковою.

Істинний вибійний тиск визначався за формулою:

$$P_{\text{вб}}^* = P_{\text{вб}} + \delta, \quad (4.5)$$

де  $P_{\text{вб}}$  – розрахунковий вибійний тиск (згідно акту на дослідження газоконденсатного об'єкту), МПа;

$P_{\text{вб}}^*$  – істинне (виправлене) значення вибійного тиску, МПа.

Якщо після корекції вибійного тиску індикаторна лінія виходить з початку координат, то вона лінеаризується в координатах  $\frac{P_{nl}^2 - P_{\text{вб}}^{*2}}{Q_2} = f(Q_2)$  і за характерними ознаками лінії знаходяться коефіцієнти фільтраційних опорів  $A$  і  $B$ .

На основі отриманих значень фільтраційних опорів визначаються параметри [7, 12, 13]:

– газопровідність:

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{116 \cdot T_{nl} \cdot Z_{nl}}{\pi \cdot A \cdot p_{am} \cdot T_{cm}} \ln \frac{R_K}{r_C} \quad (4.6)$$

– проникність:

$$K = \frac{Kh}{\mu} \times \frac{\mu}{h} \quad (4.7)$$

Під час гідродинамічних досліджень нафтових свердловин на усталених режимах визначають [7, 12, 13]:

- залежність дебітів нафти, супутнього газу і води від депресії на пласт і тисків на гирлі свердловини;
- коефіцієнти продуктивності, проникності, гідропровідності та п'єзопровідності;
- залежність газового фактору від депресії для режиму розчиненого газу та обводнення за наявності води у продукції;
- оптимальний технологічний режим роботи свердловин.

За результатами досліджень будується залежність дебіту нафти від депресії на пласт (індикаторна діаграма). За результатами побудови індикаторної діаграми визначається коефіцієнт продуктивності свердловини ( $\eta$ ):

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P} \quad (4.8)$$

У разі прямолінійного характеру індикаторної діаграми коефіцієнт продуктивності  $\eta$  визначається як тангенс нахилу цієї залежності до дебітів ( $Q$ ), а в разі квадратичної індикаторної залежності  $\Delta P(Q)$  коефіцієнт продуктивності  $\eta$  визначається як тангенс кута між дотичною до графічної залежності  $\Delta P(Q)$  і віссю ( $Q$ ).

За значенням коефіцієнта продуктивності знаходиться коефіцієнт гідропровідності за формулою:

$$\frac{Kh}{\mu} = 0,366 \cdot \frac{\eta \cdot \lambda}{\rho_n} \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}, \quad (4.9)$$

де  $\xi$  - коефіцієнт гідропровідності, м<sup>3</sup>/д·МПа;

$\eta$  - коефіцієнт продуктивності, т/добу·МПа;

$R_k$  - радіус контуру дренажу, м;

$r_c$  - радіус свердловини, м;

$\lambda$  - об'ємний коефіцієнт нафти;

$\rho$  - густина нафти, кг/м<sup>3</sup>.

Значення коефіцієнта середньої проникності пласта знаходиться за формулою:

$$K = \frac{Kh}{\mu} \times \frac{\mu}{h} \quad (4.10)$$

де  $\mu$  - динамічна в'язкість нафти, мПа·с

$h$  - ефективна товщина пласта, м.

При обробці результатів досліджень були використані відповідні PVT – характеристики пластових нафт, а значення ефективних товщин пласта прийняті згідно підрахункових параметрів по конкретній свердловині.

Дослідження на неусталених режимах фільтрації ґрунтується на пружних властивостях пластових систем і полягає в реєстрації зміни вибірного тиску після їх закриття.

Найбільш поширеним у промисловій практиці є метод відновлення тиску (рівня) у збуджувальній свердловині після зміни режиму її роботи або ж після припинення закачування чи відбирання продукції [7, 12, 13].

Графіки зміни тиску на вибої свердловини, закритої з метою припинення відбирання чи закачування, одержали назву кривих відновлення тиску (КВТ). Оскільки швидкість зміни тиску у свердловині прямо пропорційна проникності та п'єзопровідності порід-колекторів і обернено пропорційна в'язкості флюїду, то КВТ використовують для визначення фільтраційних параметрів пласта [7, 12, 13].

Якщо час роботи свердловини до зупинки є зіставлюваним з тривалістю процесу відновлення тиску на вибої, а саме  $T < 20t$ , для опрацювання КВТ її було побудовано в координатах  $P_{виб.}(t) = f(\lg((T+t)/t))$ .

У випадку, якщо час роботи свердловини  $T$  до зняття КВТ значно більший від часу  $t$ , необхідного для відновлення тиску ( $T \geq 20t$ ), то КВТ буде утворюватися в координатах  $P_{виб.}(t) = f(\lg t)$ .

Отримана в обох випадках прямолінійна ділянка кривої за останніми точками заміру  $P_{виб.}$  має кут нахилу, тангенс якого дорівнює  $\beta$ . За знайденим кутовим коефіцієнтом  $\beta$  визначаємо наступні параметри, що характеризують фільтраційні властивості продуктивного пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \cdot \frac{Q \cdot \lambda}{i}, \quad (4.11)$$

За відомою ефективною товщиною та в'язкістю нафти в пластових умовах розраховують проникність пласта  $K$ ,  $\text{мкм}^2$ :

$$K = \left( \frac{Kh}{\mu} \right) \cdot \frac{\mu}{h} \quad (4.12)$$

П'єзопровідність пласта ( $\text{см}^2/\text{с}$ ) визначають за формулою:

$$\chi = 10 \frac{K}{\mu(m\beta_n + \beta_n)} \quad (4.13)$$

де  $\beta_n$  - коефіцієнт стисливості нафти в пластових умовах,  $\text{МПа}^{-1}$  ;

$\beta_n$  - коефіцієнт стисливості скелета породи,  $\text{МПа}^{-1}$  .

Випробування і дослідження свердловин Володимирівського родовища проводилося з метою вивчення продуктивності геологічного розрізу, оцінки промислового значення покладів ВВ, визначення основних гідродинамічних характеристик порід-колекторів, а також відбору проб пластових флюїдів для лабораторного вивчення. Роботи проводились як в процесі буріння у відкритому стволі, так і в обсаджений свердловині після спуску експлуатаційної колони, її цементування та випробування на герметичність за схемою «знизу-вверх» [7, 12, 13].

В процесі проведення пошуково-розвідувальних робіт на Володимирівському родовищі відкрито два, ізольовані один від одного, продуктивні поклади – один нафтовий поклад горизонту В-19 (блок свердловини 5) та газоконденсатний поклад пласта В-18н (блок св. 1).

Випробування свердловини 2 проводилось 15.09.1983р. у відкритому стовбурі за допомогою за допомогою КИИ-146. При випробуванні інтервалу 2516-2586 м, який окрім покладу пласта В-18н, включає водонасичені пласти горизонтів В-17, В-18в та В-19, отримано приплив газу, з розрахунковим дебітом 95 тис.  $\text{м}^3/\text{д}$  та пластової води з плівкою конденсату. У зв'язку з

неможливістю отримання безводного припливу газу, випробування горизонту в колоні не проводилося.

У свердловині 3 випробування інтервалу 2524-2517 м проводилось за допомогою КИИ. Отримано приплив мінералізованої води дебітом 210 м<sup>3</sup>/д.

Свердловина 7 закінчена бурінням 04 лютого 2012 р. Згідно з результатами обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень нафтогазоносні пласти у свердловині відсутні.

Первинні випробування свердловини в інтервалі 2494-2495,2 м. (поклад пласта В-19) виконані протягом 4-9 лютого 2012 р. Розкриття проведено перфораторами фірми Sonnex зі щільністю по 20 отв/п.м. В результаті отримали приплив пластової води дебітом 5,6 м<sup>3</sup>/добу. Статичний рівень встановлений на рівні 600 м (від ротора). Проба відібрана поплавком-желонкою з глибини 600 м представляє суміш технічної та пластової води з густиною 1,056 г/см<sup>3</sup>. Відібрана проба з глибини 2495 м представлена пластовою водою з питомою вагою 1,091 г/см<sup>3</sup> хлоридно-кальцієвого типу по В.Суліну.

Після встановлення цементного мосту для ізоляції покладу пласта В-19 (голова мосту на глибині 2489,2 м) у свердловині 18-20 лютого 2012 р. проведено випробування пласта В-18н в інтервалі 2484-2485 м. Розкриття пласта проведено за допомогою перфораторів Sonnex 20 отв/п.м. (20 отв.) на пониженому рівні 870 м. Пониження рівня відбувалось методом аерації. В результаті отримали приплив пластового флюїду (Q=0,9 м<sup>3</sup>/добу) представленого пластовою водою хлоридно кальцієвого типу питомою вагою 1,09 г/см<sup>3</sup>.

22 листопада 2013 р. у свердловині глибинним манометром знято епюру розподілу тиску і температури по стволу свердловини. Густина рідини в стовбурі свердловини коливалась в діапазоні 1,07-1,09 г/см<sup>3</sup>. Положення рівня рідини в свердловині визначено на глибині 124 м.

Надлишковий тиск на усті свердловини був відсутній. Замірний тиск на глибині 2484,5 м (середина інтервалу перфорації) становив 257,43 кг/см<sup>2</sup> (25,25 МПа), температура – 76,85 °С (рисунок 4.1).

Після виходу свердловини 8 з буріння початкові дослідження були проведені 3-4 серпня 2013р. в інтервалі 2507-2503 м (поклад горизонту В-18). Розкриття горизонту проводилось перфораторами Sonnex 2" по 20 отворів на один погонний метр. Після перфорації на зниженому рівні через 3 години на усті свердловини появився тиск і свердловина почала переливати через трубний простір нафту та воду з газом. Із глибини 2485м желонкою була відібрана проба води з питомою вагою 1,12 г/см<sup>3</sup>. Для зниження рівня проведена аеризація свердловини. Після чотирьох годин зупинки свердловини для припливу пластового флюїду на усті свердловини з'явився надлишковий тиск і вона почала працювати через штуцер діаметром 4 мм водою з нафтою. 4 серпня при тисках P<sub>тр.</sub>=0 МПа, P<sub>зтр.</sub>=4,61МПа свердловина припинила фонтанування.

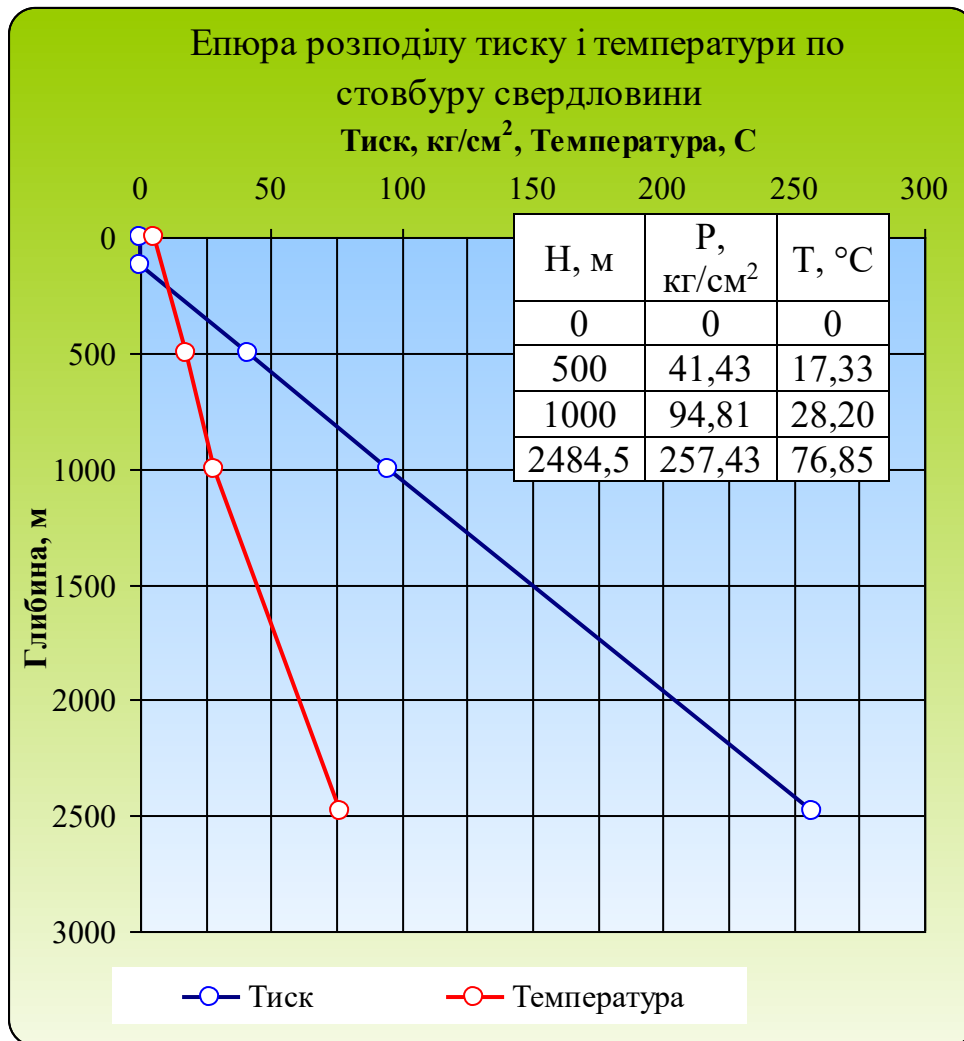


Рисунок 4.1 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 7 (горизонт В-18н інт. перф. 2484-2485 м). Дата заміру 22.11.2013 р.

У свердловині глибинним манометром було проведено замір вибійного тиску та знято епюру його розподілу по стовбуру свердловини. Вибійний тиск на середині інтервалу перфорації 2505м склав 24,76МПа (рисунок 4.2). Після чого свердловину було закрито для запису КВТ та проведено замір пластового тиску. При статичних устьових тисках  $P_{тр.}=1,18\text{МПа}$ ,  $P_{зтр.}=4,76\text{МПа}$  пластовий тиск на глибині 2505м – 24,84 МПа (рисунок 4.3-4.4). Свердловину повторно було пущено в роботу на штуцері 4 мм. Протягом 10 хв вона працювала розгазованою водою і нафтою і устьовий тиск понизився до нуля.

Після встановлення цементного моста в інтервалі 2538-2505 м у свердловині був випробуваний другий об'єкт в інтервалі залягання 2498,7-2497,7 м (В-18). В результаті випробування припливу вуглеводнів не отримано. 28 жовтня 2013 р. поплавком-желонкою проведено замір статичного рівня, який склав 1358 м. Проба рідини, відібрана з рівня, представлена рідиною густиною  $\rho=1,02\text{ г/см}^3$ . Глибинним манометром Мікон-107 знято епюру розподілу тиску і температури по стволу

свердловини. Густина рідини в стовбурі свердловини коливалась в рамках 1,02- 1,05 г/см<sup>3</sup>. Тиск на глибині 2480 м – 116,71 кг/см<sup>2</sup> (11,45 МПа), температура – 74,42°C, відповідно пластовий тиск (на середину інтервалу перфорації 2498,2 м) склав – 118,57 кг/см<sup>2</sup> (11,63 МПа), пластова температура – 75,25°C (рисунок 4.5). Цементний міст встановлений на глибині 2500-2492 м.

Третій об'єкт у свердловині випробуваний в інтервалі 2474,6-2476 м (В-17). В результаті отримано приплив пластової води. 4 листопада 2013 р. желонкою з глибини 2475 м відібрано пробу, яка була представлена сумішшю рідини, густиною 1,080 г/см<sup>3</sup>, з піском. Також було знято епюру розподілу тиску і температури по стовбуру свердловини. Густина рідини в стовбурі свердловини коливалась в діапазоні 1,03-1,17 г/см<sup>3</sup>. Тиск на глибині 2475 м – 154,32 кг/см<sup>2</sup> (15,14 МПа), температура – 76,44°C, відповідно пластовий тиск (на середину інтервалу перфорації 2475,3 м) склав 154,36 кг/см<sup>2</sup> (15,14 МПа), пластова температура – 76,46°C (рисунок 4.6).

Положення рівня рідини в свердловині визначено на глибині 1056 м. Відібрана проба з рівня представлена рідиною густиною  $\rho=1,003$  г/см<sup>3</sup>.

Після проведення перфорації у свердловині в інтервалі 2253-2259 м (Б-10 – четвертий об'єкт) отримано приплив пластової води з плівкою нафти. Пластовий тиск заміряний у свердловині 12 листопада 2013 р. на середину інтервалу перфорації (2256 м) склав 45,57 кг/см<sup>2</sup> (4,47МПа), температура – 81,54°C (рисунок 4.7). Розраховане положення рівня рідини в свердловині визначено на глибині 2056 м. 15 листопада у відкритій свердловині знято епюру розподілу тиску по стовбуру свердловини. Тиск на глибині 2256 м склав 58,98 кг/см<sup>2</sup> або 5,79 МПа (рисунок 4.8). Рівень рідини встановлений на глибині 1700 м.

При проведенні випробування в інтервалі перфорації 2240-2245 м (Б-10) зі свердловини зафіксовано приплив пластової води. 21 та 25 листопада 2013р. глибинним манометром знято епюру розподілу тиску та температури по стовбуру свердловини (рис. 4.9-4.10). 22 та 26 листопада у свердловині поплавком-желонкою проведено замір статичного рівня, який склав 182 та 193 м відповідно.

Первинне випробування свердловини № 1 Володимирівського родовища на продуктивність, після її виходу з буріння, виконано 30 червня – 2 липня 1983 р. при інтервалі перфорації 2506-2512 м (поклад пласта В-18н). Дослідження свердловини проведено на шести прямих (Ø шт. 4,0; 5,0; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0 мм) та одному зворотному (Ø шт. 6,0 м) режимах.

Тиск по стовбуру свердловини, пластовий та вибійний, вимірювався глибинними манометрами МГН2 та МСУ-1-40-160 класу точності 0,6, тиски на гирлі свердловині – взірцевими манометрами класу точності 0,4. При випробуванні і дослідженні свердловини замірялися дебїти газу і конденсату. Дебїт газу на різних режимах роботи свердловини визначався за допомогою діафрагмового вимірювача критичної течії (ДВКТ), дебїт конденсату – в ємності для заміру. Дебїт газу коливався в межах від 43,10 до 119,32 тис. м<sup>3</sup>/д

при робочих усьових тисках 15,91-14,27 МПа. Депресія на пласт становила 0,68-1,92 МПа. Пластовий тиск на середину інтервалу перфорації склав 25,4 МПа.

За результатами досліджень побудовано індикаторну діаграму в координатах  $(P_{пл.}^2 - P_{с}^2) - Q_z$  (рисунок 4.11) та визначено фільтраційно-ємнісні параметри пласта-колектора. Визначені коефіцієнти фільтраційного опору

склали:  $A=0,6054 \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3}$ ,  $B=0,0030 \left( \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3} \right)^2$ , газопровідність -  $4,5192 \frac{мкм^2 \cdot м}{МПа \cdot с}$  і проникність – 0,0636 мкм<sup>2</sup>, що вказує на хороші фільтраційно-ємнісні характеристики привибійної зони свердловини.

Повторні газогідродинамічні дослідження свердловини 1, після виходу з консервації, були проведені в період 14.08-19.08.2006 р. також в інтервалі 2506-2512 м. Дослідження свердловини проведено на стаціонарних режимах фільтрації, методом установлених відборів газоконденсатної суміші із трубного простору свердловини на 4 режимах прямого ( $\partial_{шт.}=5,0; 6,0; 7,0; 8,0$  мм) та 2 ( $\partial_{шт.}=6,0; 5,0$  мм) зворотного ходу. Дебіти газу при збільшенні діаметра штуцера зростали з 44,82 до 114,30 тис. м<sup>3</sup>/добу при тисках на усті  $P_{тр} = 14,95-13,74$  МПа та  $P_{зтр} = 14,31-14,0$  МПа відповідно. Пластовий тиск становив 25,31 МПа. Коефіцієнти фільтраційних опорів у привибійній зоні за результатами обробки досліджень дорівнюють:  $A=0,7008 \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3}$ ,

$B=0,0014 \left( \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3} \right)^2$ ,  $C_0= 71,92$  МПа<sup>2</sup> (рисунок 4.12).

За результатами досліджень на стаціонарних режимах фільтрації було встановлено, що в привибійній зоні свердловини газопровідність складає  $3,7934 \frac{мкм^2 \cdot м}{МПа \cdot с}$ , проникність 0,0534 мкм<sup>2</sup>.

Порівнюючи результати досліджень встановлено, що під час останніх комплексних газогідродинамічних досліджень свердловин, відбулося незначне підвищення коефіцієнта фільтраційного опору А (0,7008 проти 0,6054  $\frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3}$ ), зниження газопровідності  $\mu$  (3,7934 проти 4,5192  $\frac{мкм^2 \cdot м}{МПа \cdot с}$ ) та проникності (0,0534 проти 0,0636 мкм<sup>2</sup>) саме привибійної зони пласта. Це пояснюється, більш за все, залишком рідини глушіння в ПЗП, що не була винесена зі свердловини під час її виводу з консервації. Цей фактор спричинив виникнення додаткового фільтраційного опору ( $C_0$ ) у свердловині, що в свою чергу призвів до випадання важких фракцій конденсату під час досліджень на режимах. Саме цим можна пояснити неповне відновлення пластового тиску до початкового значення (22,99 проти 25,31 МПа) після завершення останніх випробувань.

В квітні 2009 р. провели повторне дослідження на продуктивність. Дебіт газу та конденсату відповідно становив: на штуцері діаметром 8 мм – 34,9 тис

м<sup>3</sup>/добу та 8,2 т/добу, на 6 мм штуцері - 30,4 тис м<sup>3</sup>/добу та 4,95 т/добу, на 5 мм штуцері – 28,4 тис м<sup>3</sup>/добу та 4 т/добу. Після 12 днів дослідження свердловину зупинили на 4 год для заміру пластового тиску. Пластовий тиск на глибині 2509 м становив 8,9 МПа. Статичні гирлові тиски при замірі пластового тиску склали Р<sub>тр</sub>=6,4 МПа, Р<sub>зтр</sub>=5,3 МПа. Дане значення пластового тиску не відновлено до початкової величини (24,2 МПа) за рахунок погіршених колекторських властивостей в привибійній зоні та випадання конденсату на вибої.

Свердловина 5 розпочата бурінням 18.03.2011 р. та пробурена до глибини 2520 м. 17 липня 2011 р. свердловина закінчена бурінням та 25 числа цього ж місяця в свердловині провели випробування горизонту В-19 в інтервалах 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м перфоратором фірми Сонпек з розрахунку 20 отв/п.м при пониженому рівні (730 м). В результаті випробування отримали приплив легкої нафти густиною 787,9-790,7 кг/м<sup>3</sup>.

27-29 липня 2011 р. у свердловині були проведені початкові газогідродинамічні дослідження на усталених режимах фільтрації : п'ять прямих (∅<sub>шт.</sub>=4,0; 5,0; 6,0; 7,0; 8,0 мм) та 2 (∅<sub>шт.</sub>=7,0; 6,0 мм) зворотного ходів. Дебіт нафти коливався в межах 24,28 – 60,98 т/добу при устьових робочих тисках Р<sub>тр</sub> =4,22-2,94 МПа та Р<sub>зтр</sub>=4,81-3,14 МПа відповідно. При дослідженні на всіх режимах роботи свердловини глибинним манометром замірявся вибійний тиск. Депресія на пласт при збільшенні діаметра штуцера зростала від 1,58 до 4,45 МПа. За результатами роботи свердловини побудована індикаторна діаграма (рисунок 4.13) та визначені наступні параметри:

- коефіцієнт продуктивності свердловини –  $15,34 \frac{m}{\text{МПа} \cdot \text{добу}}$ ;

-гідропровідність пласта –  $41,63 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$ ;

- проникність – 0,0301 мкм<sup>2</sup>;

- пезопровідність – 605,09 см<sup>2</sup>/с

27 липня після відпрацювання свердловини на штуцері 5 мм її було закрито для реєстрації кривих відновлення устьових та вибійних тисків. За час зупинки свердловини устьові тиски відновилися до значень: Р<sub>тр</sub>=6,17 МПа, Р<sub>зтр</sub>=5,18 МПа (рисунок 4.14). Пластовий тиск заміряний на глибині 2483,4 м (середина інтервалу перфорації) становив 20,84 МПа. Пластовий тиск повністю не відновлений.

За даними досліджень на нестационарних режимах фільтрації побудовані криві відновлення устьових і вибійного тисків та індикаторну криву в координатах  $P_{\text{виб.}}(t)=f(\lg((T+t)/t))$  (таблиця 2.3 та рисунок 4.15), за якою встановлено кутовий коефіцієнт  $\beta =0,0728$ .

За значенням знайденого коефіцієнта  $\beta$  визначені параметри, що характеризують фільтраційні властивості продуктивного пласта у віддаленій

його частині: гідропровідність –  $221,38 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$ ; проникність -  $1,6022 \text{ мкм}^2$ ; коефіцієнт п'єзопровідності –  $32176,63 \text{ см}^2/\text{с}$ .

28 липня після відбору нафтогазової сіміші на штуцері 6 мм свердловину було повторно закрито для зняття кривих відновлення устьових та вибійних тисків (рисунок 4.16). За результати обробки КВТ та побудованої індикаторної визначені фільтраційно-ємнісні параметри: гідропровідність –  $128,58 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$ , проникність -  $0,9306 \text{ мкм}^2$ , п'єзопровідність –  $17701,28 \text{ см}^2/\text{с}$  (таблиця 2.4, рисунок 4.17).

В подальшому свердловину було закрито в зв'язку з очікуванням облаштування системи збору, а вже 25 грудня свердловину пустили в експлуатацію попередньо замірявши в ній пластовий тиск: акт від 16 грудня 2011 р.  $P_{\text{пл.}}=24,22 \text{ МПа}$  (рисунок 4.18).

3 січня 2012р. перед початком дослідження на нестационарних режимах у свердловині було проведено замір робочих і вибійного тисків. Робочі устьові тиски склали  $P_{\text{тр}}=25,3 \text{ кг/см}^2$  (2,48 МПа),  $P_{\text{зтр}}=21,8 \text{ кг/см}^2$  (2,14 МПа). Тиск на глибині 2450 м склав  $168,48 \text{ кг/см}^2$  (16,53 МПа), температура –  $76,97^\circ\text{C}$ , відповідно вибійний тиск (на середину інтервалу перфорації 2483,4м) становив  $170,68 \text{ кг/см}^2$  (16,74 МПа), температура –  $77,57^\circ\text{C}$  (рисунок 4.19). О 12<sup>20</sup> свердловину зупинено для зняття кривих відновлення устьових і вибійного тисків. У таблиці 2.5 та на рисунку 4.20 наведені результати відновлення вибійного, буферного і затрубного тисків після закриття свердловини. Тривалість фонтанування перед зупинкою свердловини склав  $T=240\text{год}=864000\text{сек}$ . Дебіт нафти склав  $19,6 \text{ м}^3/\text{добу}$ .

04 січня 2012 р. о 07<sup>20</sup> статичні устьові тиски становли:  $P_{\text{тр}}=37,8 \text{ кг/см}^2$  (3,71 МПа),  $P_{\text{зтр}}=26,5 \text{ кг/см}^2$  (2,60 МПа). Вибійний тиск (на середину інтервалу перфорації 2483,4 м) склав  $180,57 \text{ кг/см}^2$  (17,71 МПа), пластова температура –  $76,54^\circ\text{C}$ . За результатами дослідження видно, що пластовий і устьові тиски за час 20 годинної стоянки свердловини не відновились. На рисунку 4.21 зображено графік відновлення тиску, побудований за методом Хорнера. Точка перетину прямолінійного кінцевого відрізка з віссю ординат відповідає пластовому тиску  $18,66 \text{ МПа}$ . За кутовим коефіцієнтом нахилу прямої до осі часу ( $\beta=0,8293$ ) визначено наступні параметри пласта:

- гідропровідність  $\frac{kh}{\mu} = 8,146 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$ ;

- проникність  $K = 0,0590 \text{ мкм}^2$ ;

- п'єзопровідність  $\chi = 1183,97 \frac{\text{см}^2}{\text{с}}$ .

15 березня 2012 року при роботі свердловини через трубний простір (штуцер діаметром 4,0 мм) при устьових тисках  $P_{\text{тр.}}= 21,0 \text{ кг/см}^2$  (2,06 МПа),  $P_{\text{зтр.}}= 48,0 \text{ кг/см}^2$  (4,71 МПа) проведено спуск глибинного манометра для виміру епюри розподілу вибійного тиску по стовбуру свердловини. Вибійний тиск на середині інтервалу перфорації 2483,4м складає  $61,13 \text{ кг/см}^2$  (6,0 МПа). (рисунок 4.22). 15 березня 2012р. в 13<sup>37</sup> свердловину закрили для

реєстрації кривих відновлення устьових та вибійного тисків. За 4 години зупинки свердловини устьові тиски досягли величин:  $P_{тр.} = 47,3 \text{ кг/см}^2$  (4,64 МПа),  $P_{зтр.} = 60,3 \text{ кг/см}^2$  (5,92 МПа) (рисунок 4.23). Пластовий тиск на середині інтервалу перфорації 2483,4 м склав  $88,4 \text{ кг/см}^2$  або 8,67 МПа. Температура на глибині 2400 м становить  $79,5^\circ\text{C}$  (рисунок 4.24).

За даними досліджень на нестационарних режимах фільтрації побудовано лінію в координатах  $P_{виб.}(t) = f(\lg(t))$  (таблиця 2.6, рисунок 4.25), з кутовий коефіцієнтом нахилу  $\beta = 0,4529$ . За кутовим коефіцієнтом визначено фільтраційні властивості продуктивного пласта: гідропровідність  $\frac{kh}{\mu} = 1,7827 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$ , проникність  $K = 0,0129 \text{ мкм}^2$ , п'єзопровідність  $\chi = 258,83 \frac{\text{см}^2}{\text{с}}$ .

В подальшому під час видобутку вуглеводнів пластовий тиск в покладі знижувався, енергії для підйому рідини на поверхню не вистачало і свердловина 5 припинила фонтанувати. З метою подальшої розробки покладу свердловину було переведено на ШГН. Після чого пластовий тиск в покладі не замірявся.

6 листопада 2016р.у відкритій свердловині було проведено замір пластового тиску та знято епюру його розподілу по стовбуру свердловини. Тиск на середину інтервалу перфорації (2483,4 м) склав 22,30 МПа (рисунок 4.26). Температура на глибині 2450 м склала  $78,26^\circ\text{C}$ . Згідно епюри розподілу тиску рівень рідини знаходиться в межах 400м.

Результати обробки газогідродинамічних досліджень свердловин Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища на стаціонарних режимах фільтрації зведені у таблицях 2.7 та 2.8.

Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації наведені у таблиці 2.9.

Слід зазначити, що дослідження виконані на високому професійному рівні відповідно до вимог діючих нормативних документів. Результати цих досліджень надійні і можуть використовуватись для динамічних розрахунків.

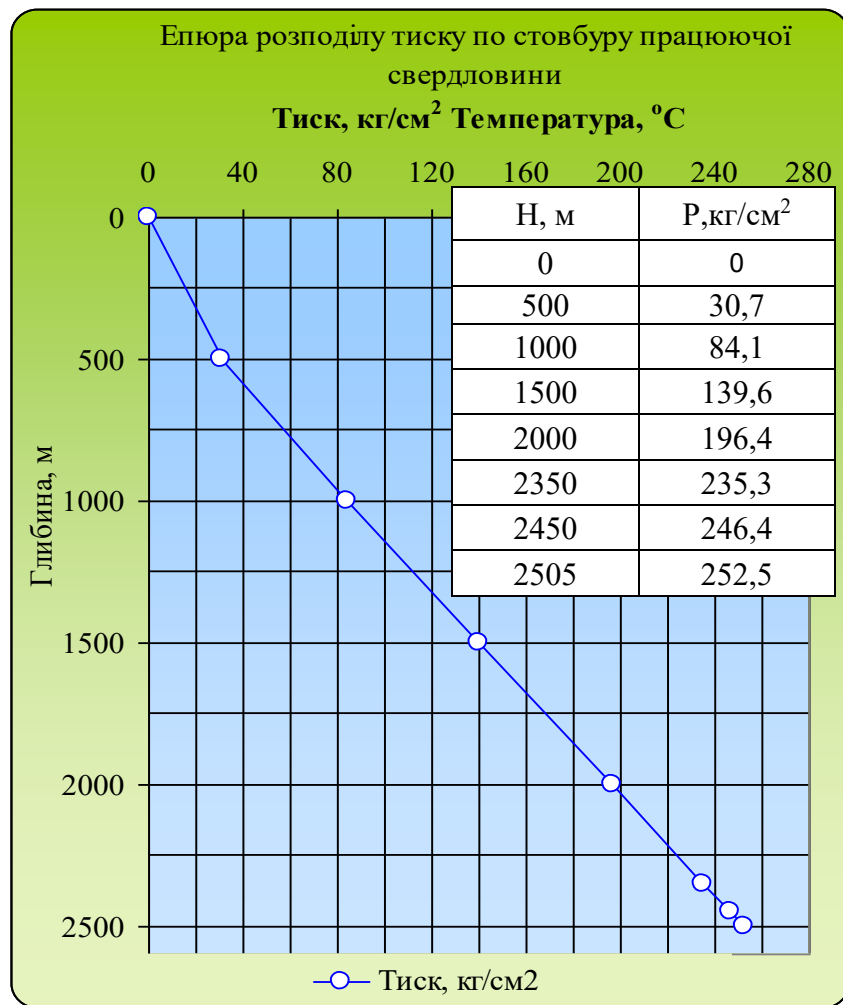


Рисунок 4.2 – Епюра розподілу вибійного тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2503-2507м).  
Дата заміру 4.08.2013 р.

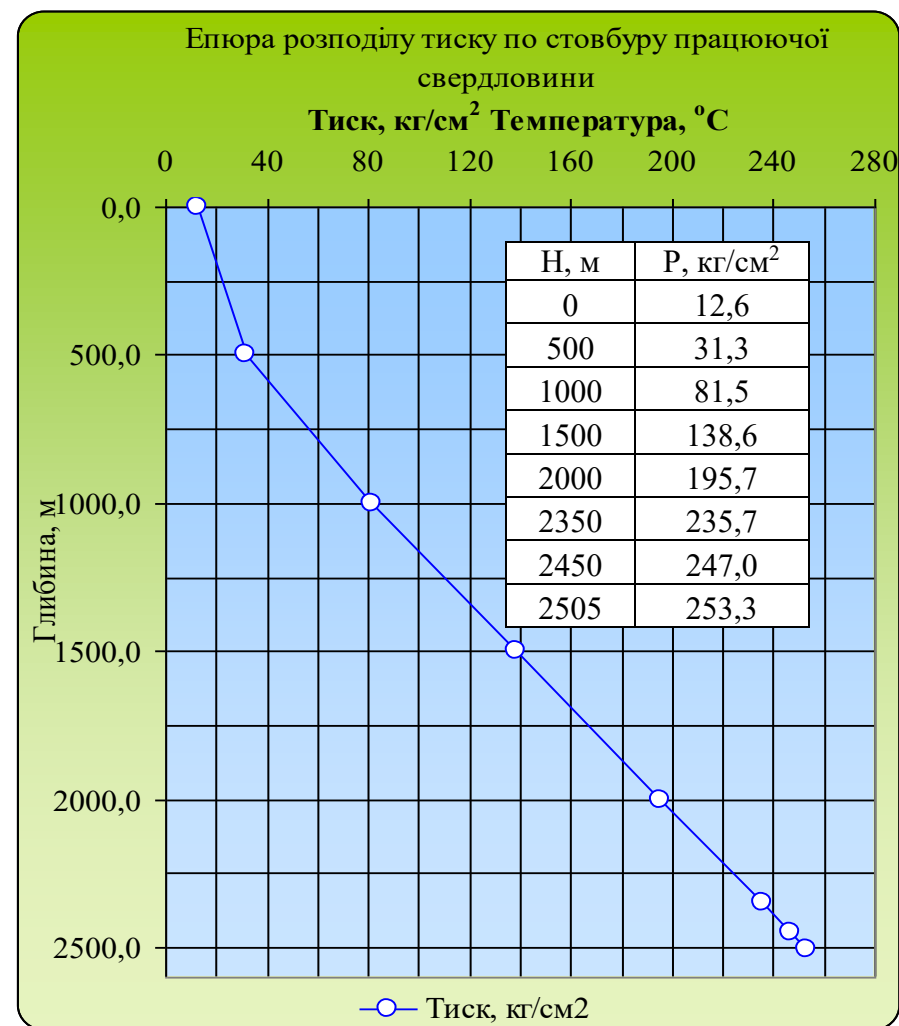


Рисунок 4.3 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2503-2507м).  
Дата заміру 4.08.2013 р.

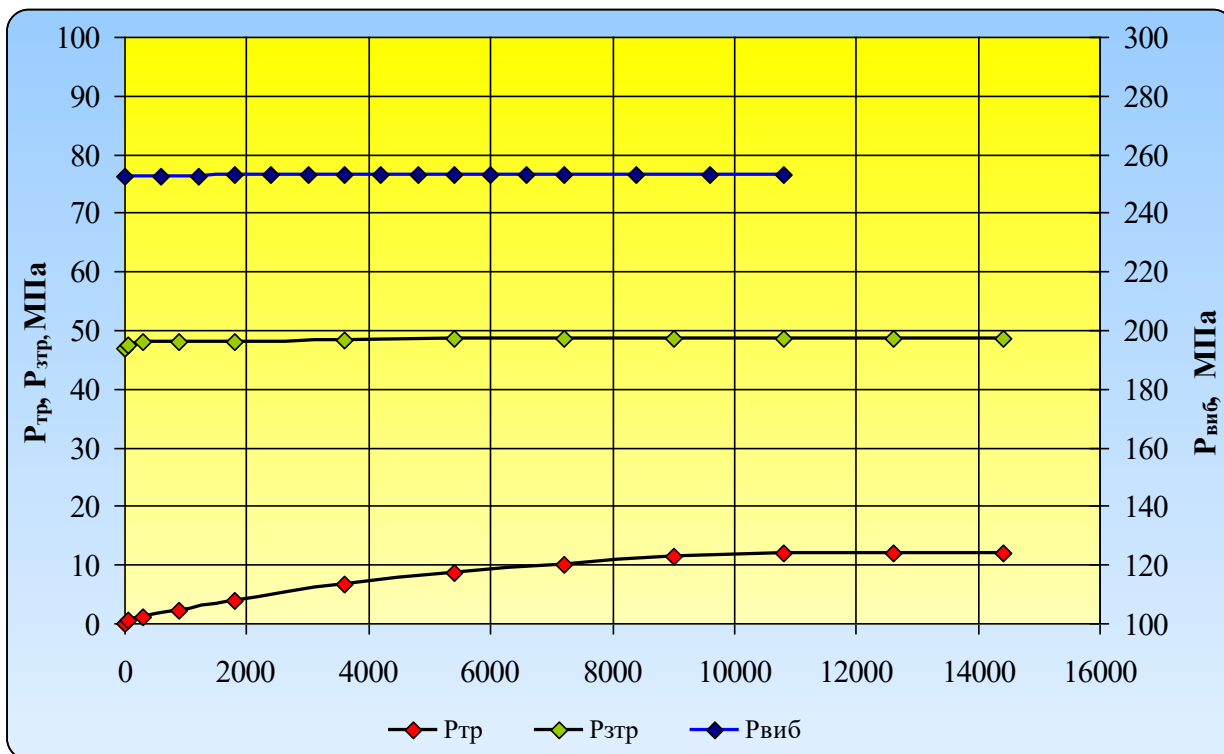


Рисунок 4.4 – Криві відновлення устьових тисків свердловини 8 (інтервал перфорації 2503-2507м). Дата дослідження 4.08.2013 р.

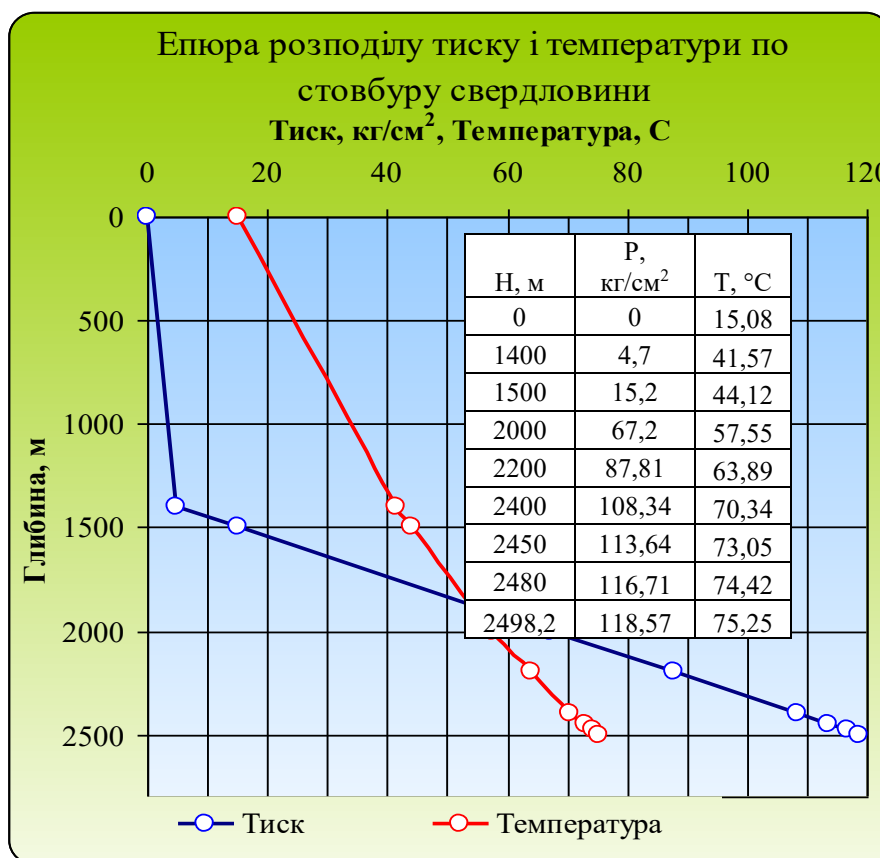


Рисунок 4.5 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2498,7-2497,7 м). Дата заміру 28.10.2013 р.

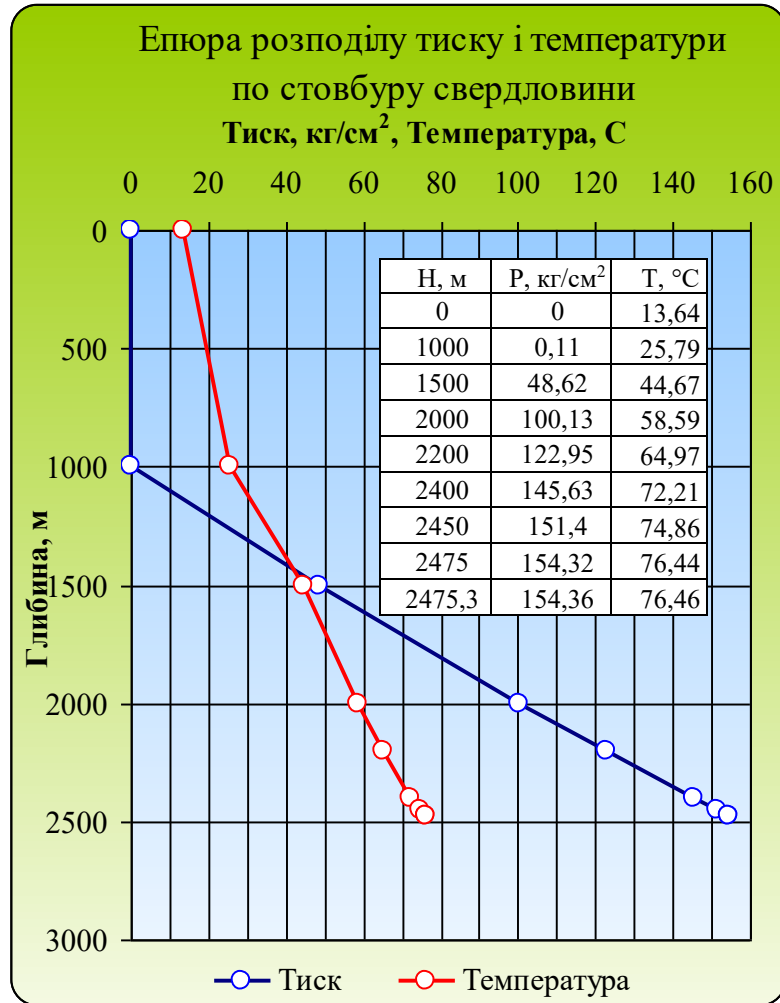


Рисунок 4.6 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2474,6-2476 м). Дата заміру 4.08.2013 р.

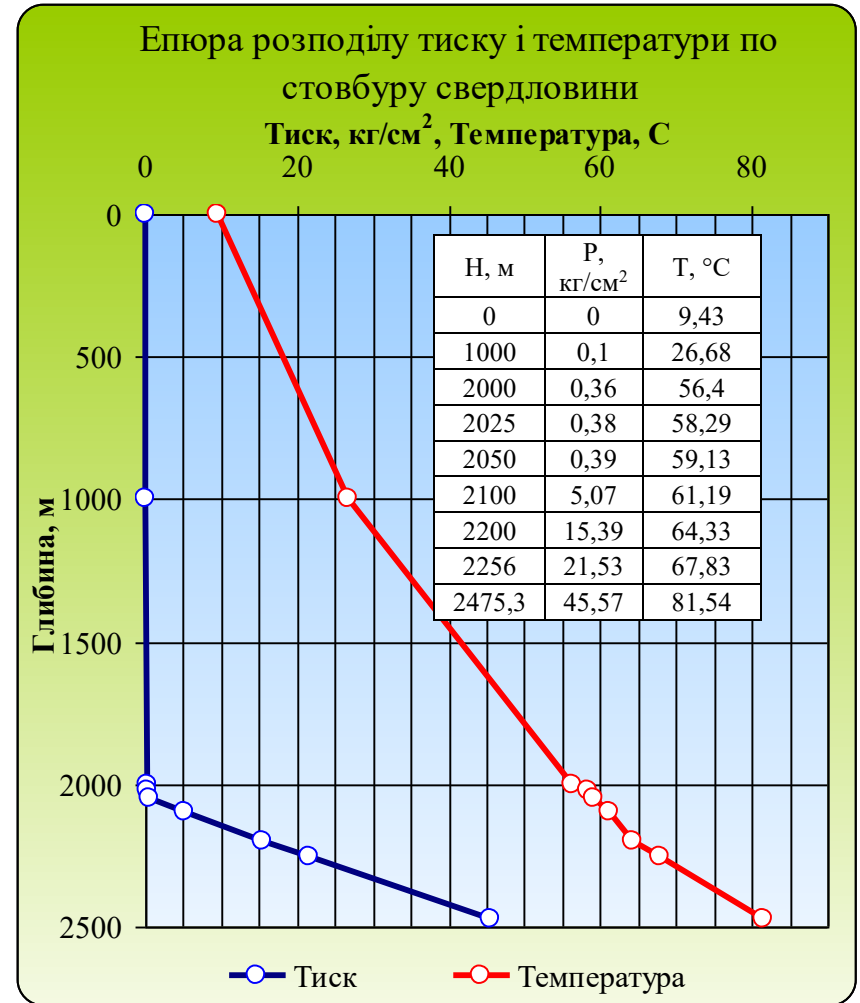


Рисунок 4.7 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2253-2259 м). Дата заміру 12.11.2013 р.

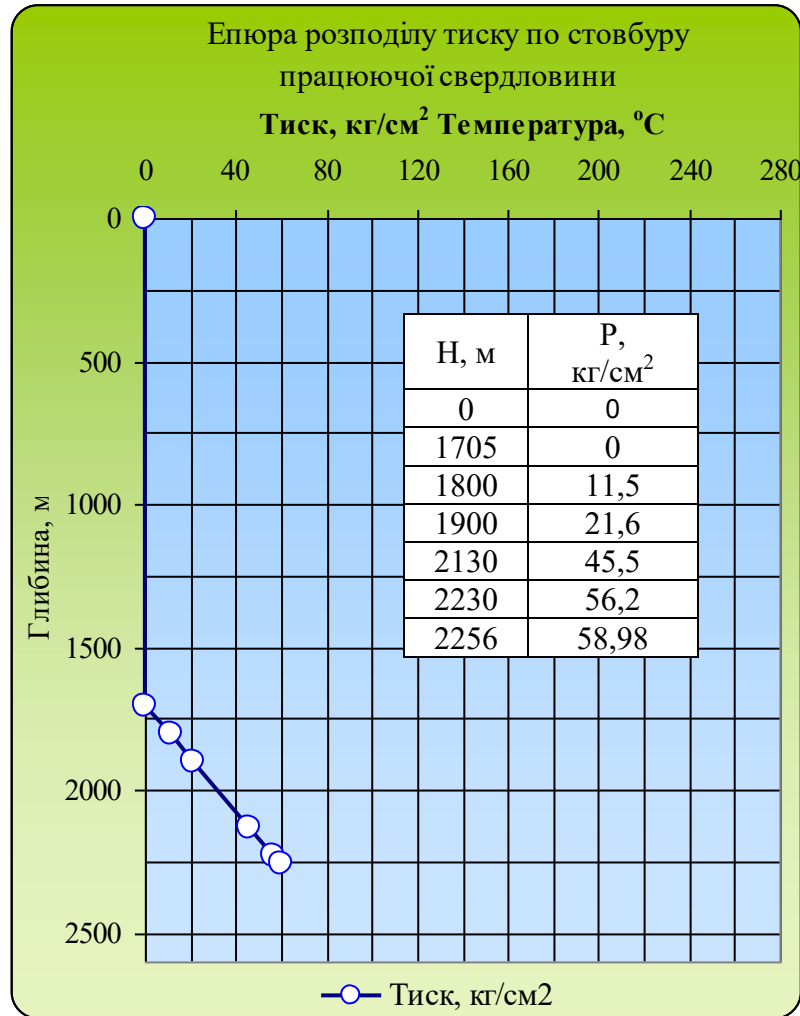


Рисунок 4.8 – Епюра розподілу вибійного тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2253-2259 м).  
Дата заміру 15.08.2013 р.

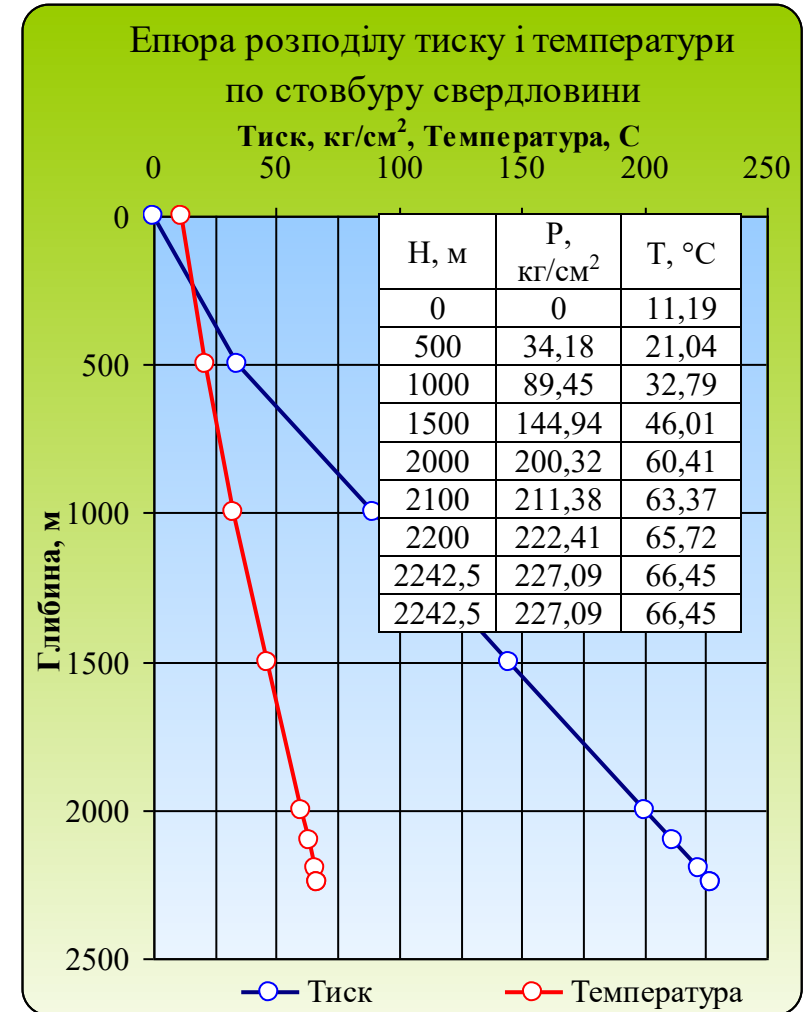


Рисунок 4.9 – Епюра розподілу вибійного тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2240-2245 м).  
Дата заміру 21.11.2013 р.

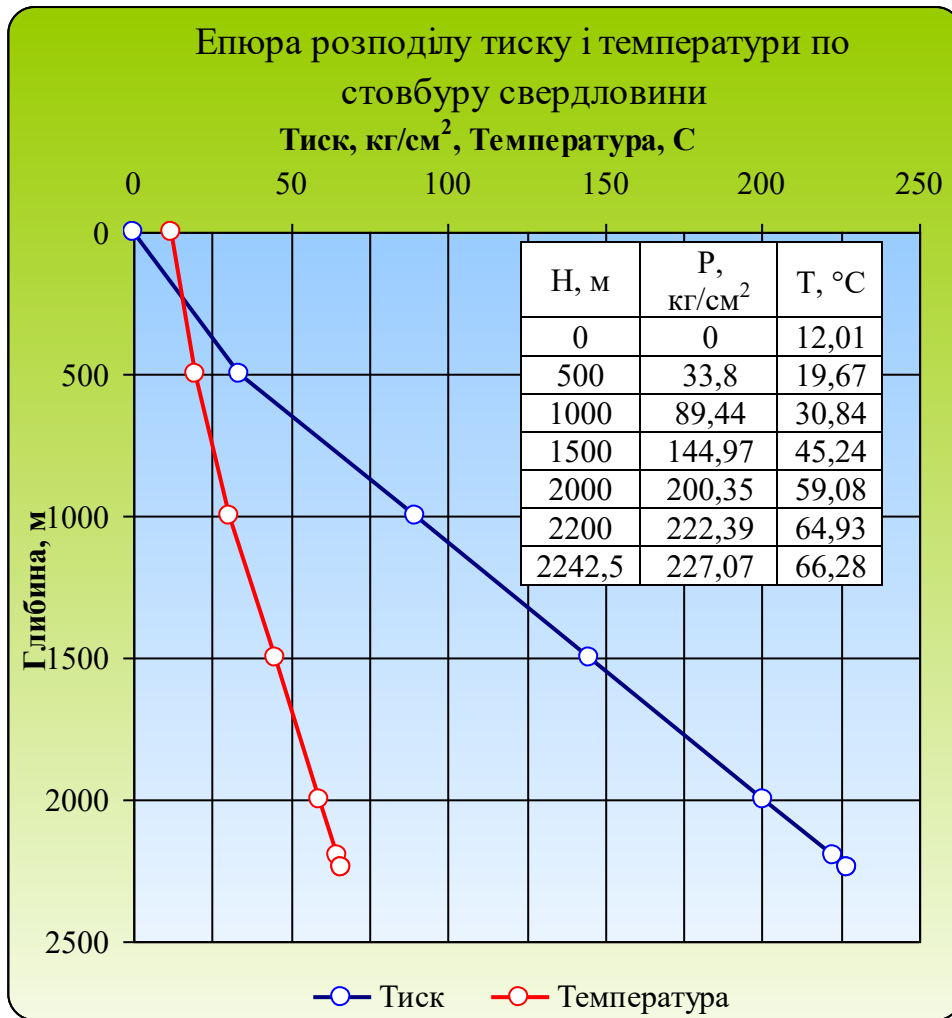


Рисунок 4.10 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 8 (інтервал перфорації 2240-2245 м). Дата заміру 25.11.2013 р.

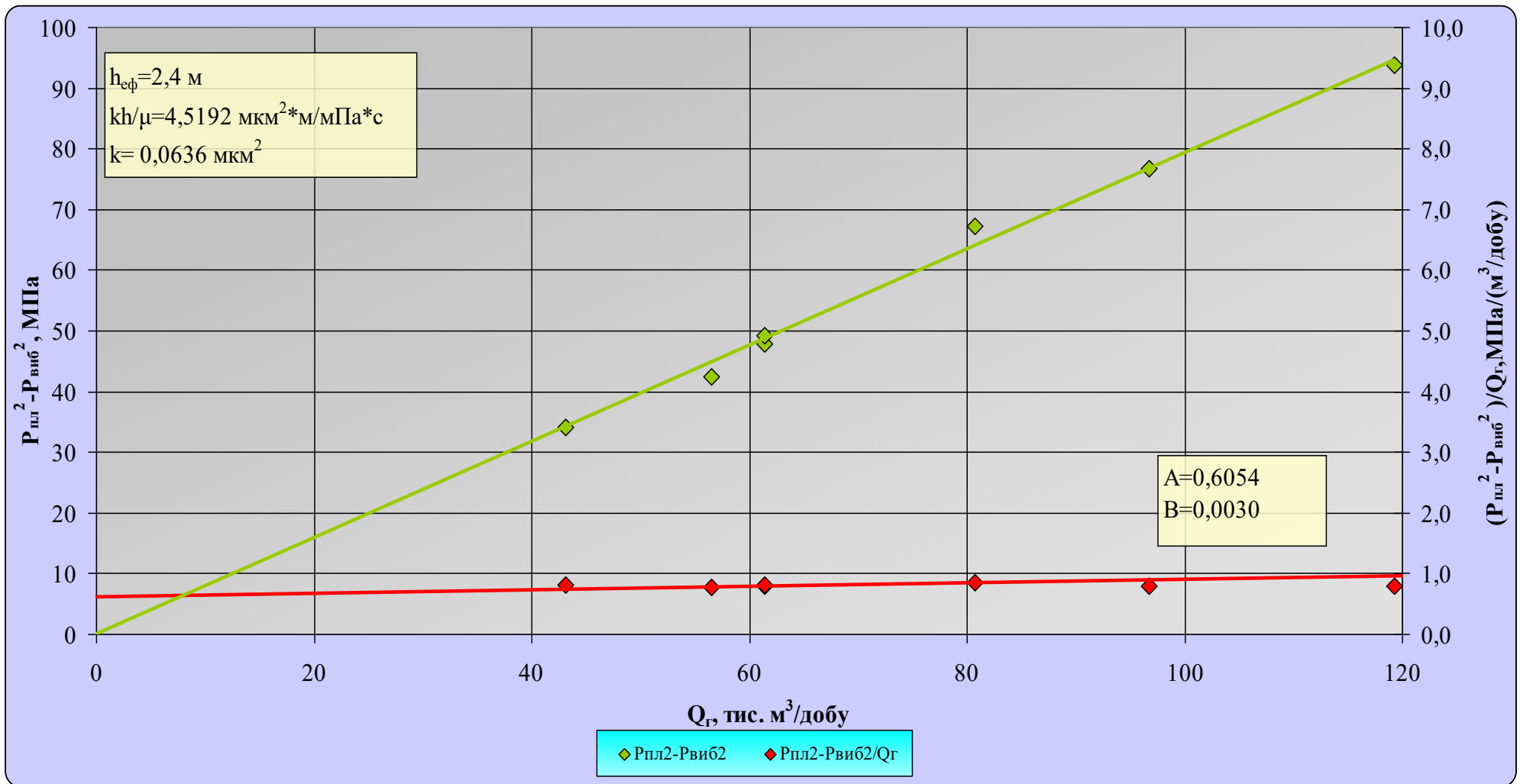


Рисунок 4.11 – Результати дослідження свердловини 1 Володимирівського родовища на стаціонарних режимах фільтрації (поклад пласта В-18н, інт. перф. 2506-2512 м). Дата дослідження 30.06-02.07.1983 р.

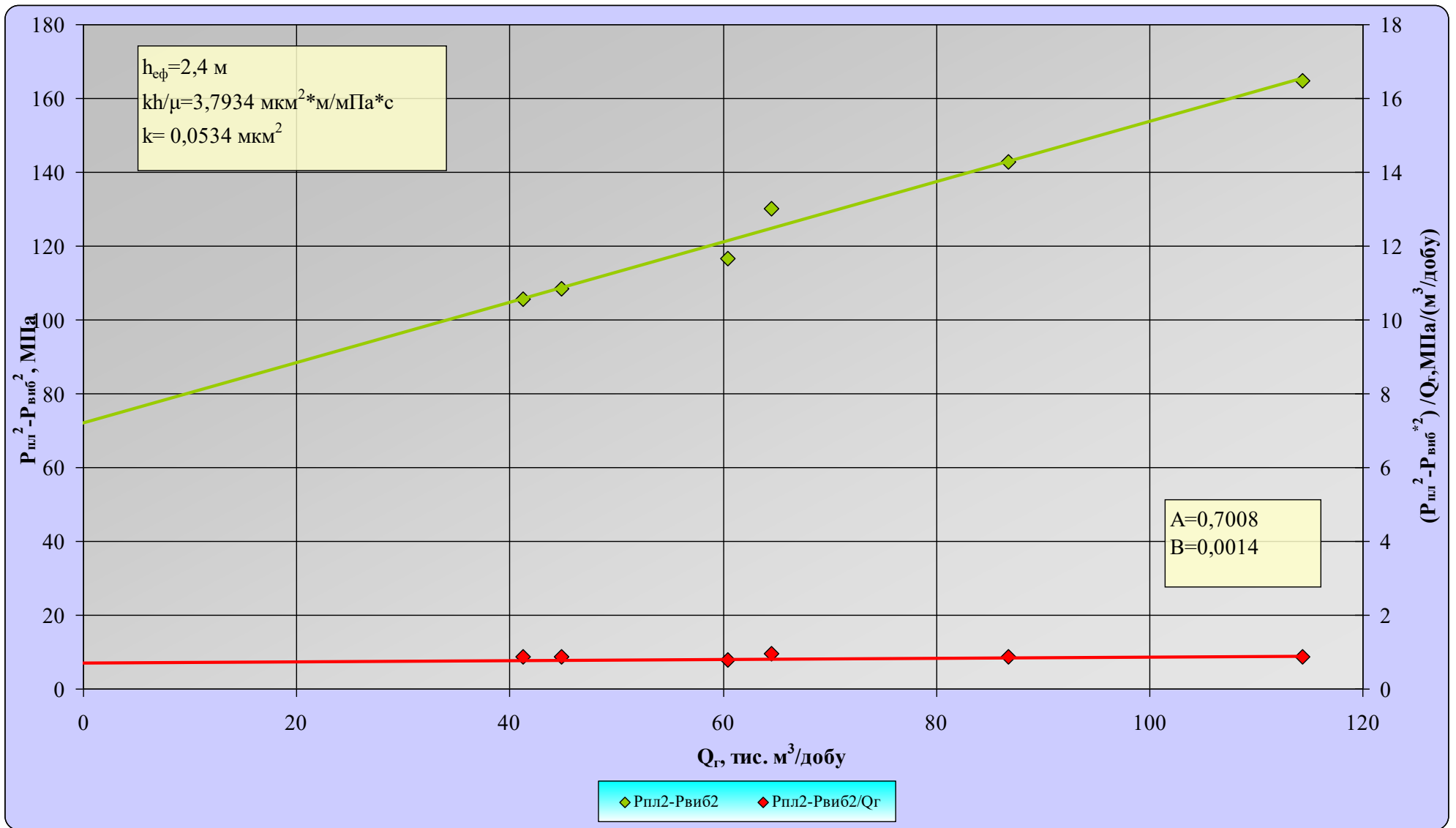


Рисунок 4.12 – Результати дослідження свердловини 1 Володимирівського родовища на стаціонарних режимах фільтрації (поклад пласта В-18н, інт. перф. 2506-2512 м). Дата дослідження 14.08-19.08.2006 р.

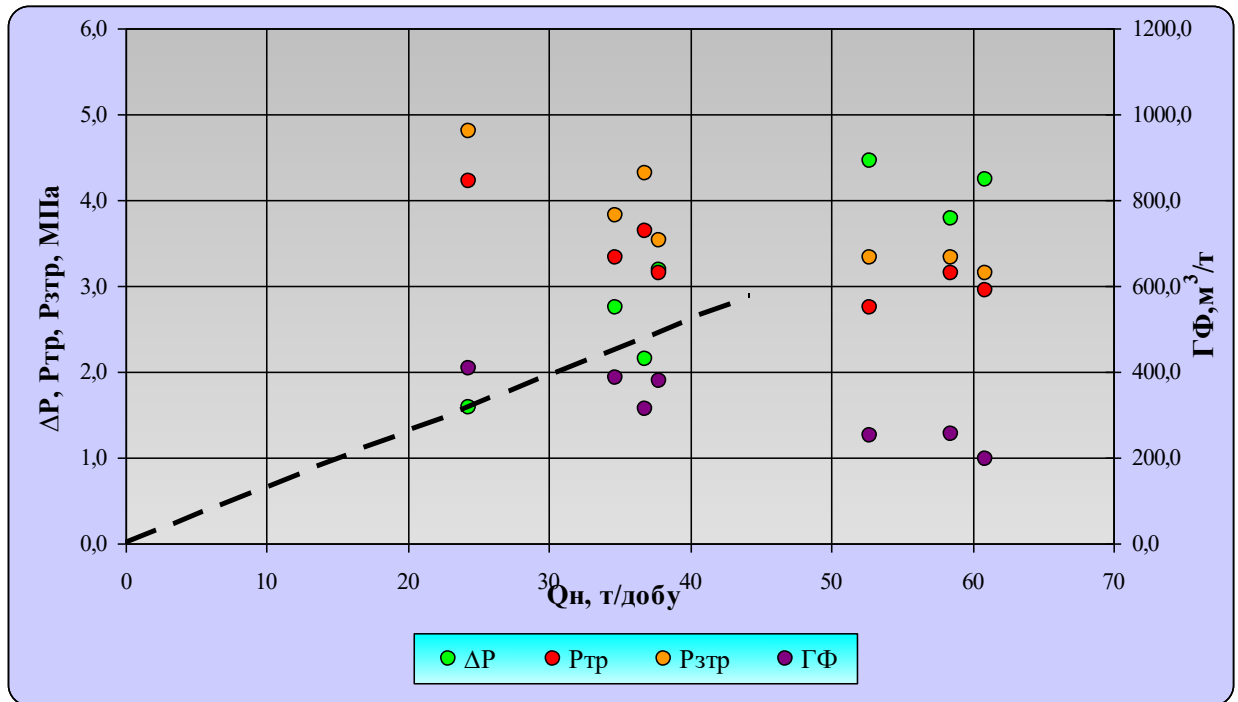


Рисунок 4.13 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на стаціонарних режимах фільтрації (інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 27-29.07.2011 р.

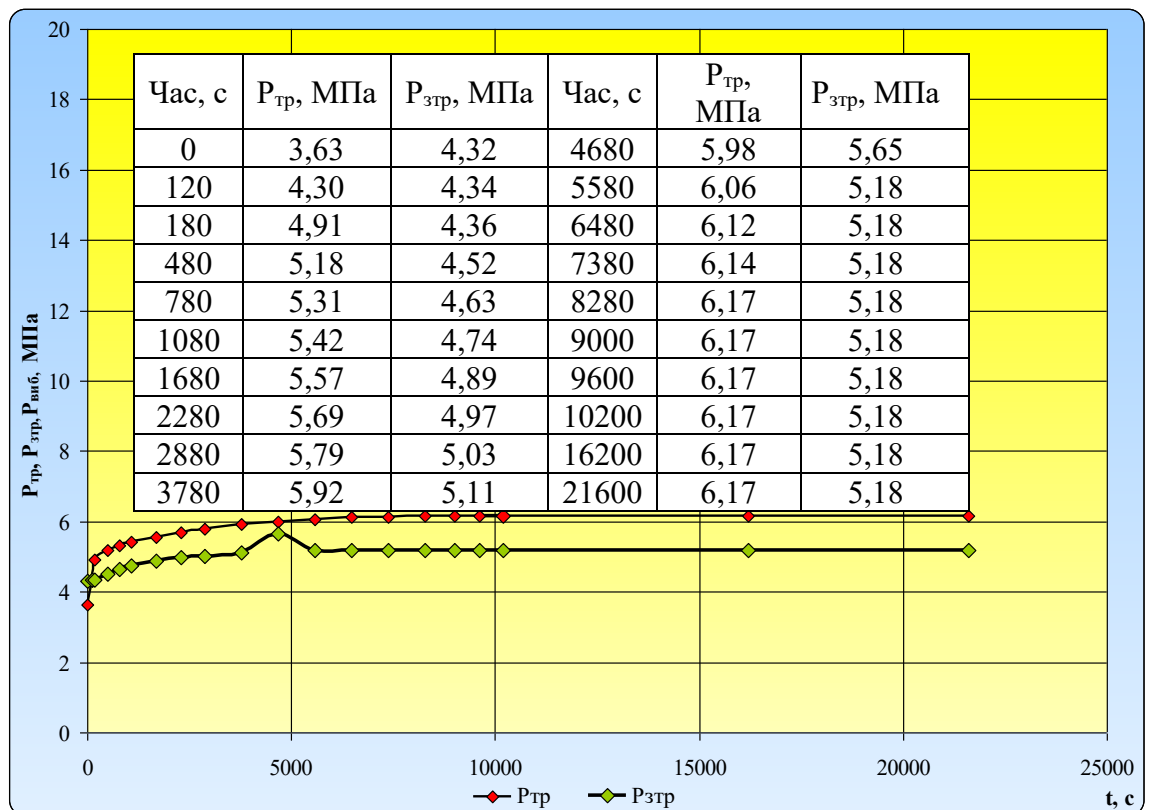


Рисунок 4.14 - Криві відновлення устьових тисків свердловини 5 Володимирівського родовища (інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 27.07.2011 р.

Таблиця 4.1 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 27.07.2011 р.

Час, с	(T+t)/t	lg((T+t)/t)	P <sub>виб.</sub> , МПа	Час, с	(T+t)/t	lg((T+t)/t)	P <sub>виб.</sub> , МПа
0	–	–	18,69	4020	20,70	1,32	20,49
240	331,00	2,52	19,15	4440	18,84	1,28	20,55
480	166,00	2,22	19,28	4800	17,50	1,24	20,59
720	111,00	2,05	19,43	5280	16,00	1,20	20,62
960	83,50	1,92	18,91	5820	14,61	1,16	20,71
1200	67,00	1,83	19,73	6660	12,89	1,11	20,78
1440	56,00	1,75	19,88	7260	11,91	1,08	20,82
1800	45,00	1,65	20,05	7740	11,23	1,05	20,83
2160	37,67	1,58	20,17	8280	10,57	1,02	20,84
2520	32,43	1,51	20,27	9000	9,80	0,99	20,84
2760	29,70	1,47	20,34	9600	9,25	0,97	20,84
3060	26,88	1,43	20,40	10200	8,76	0,94	20,84
3600	23,00	1,36	20,44				

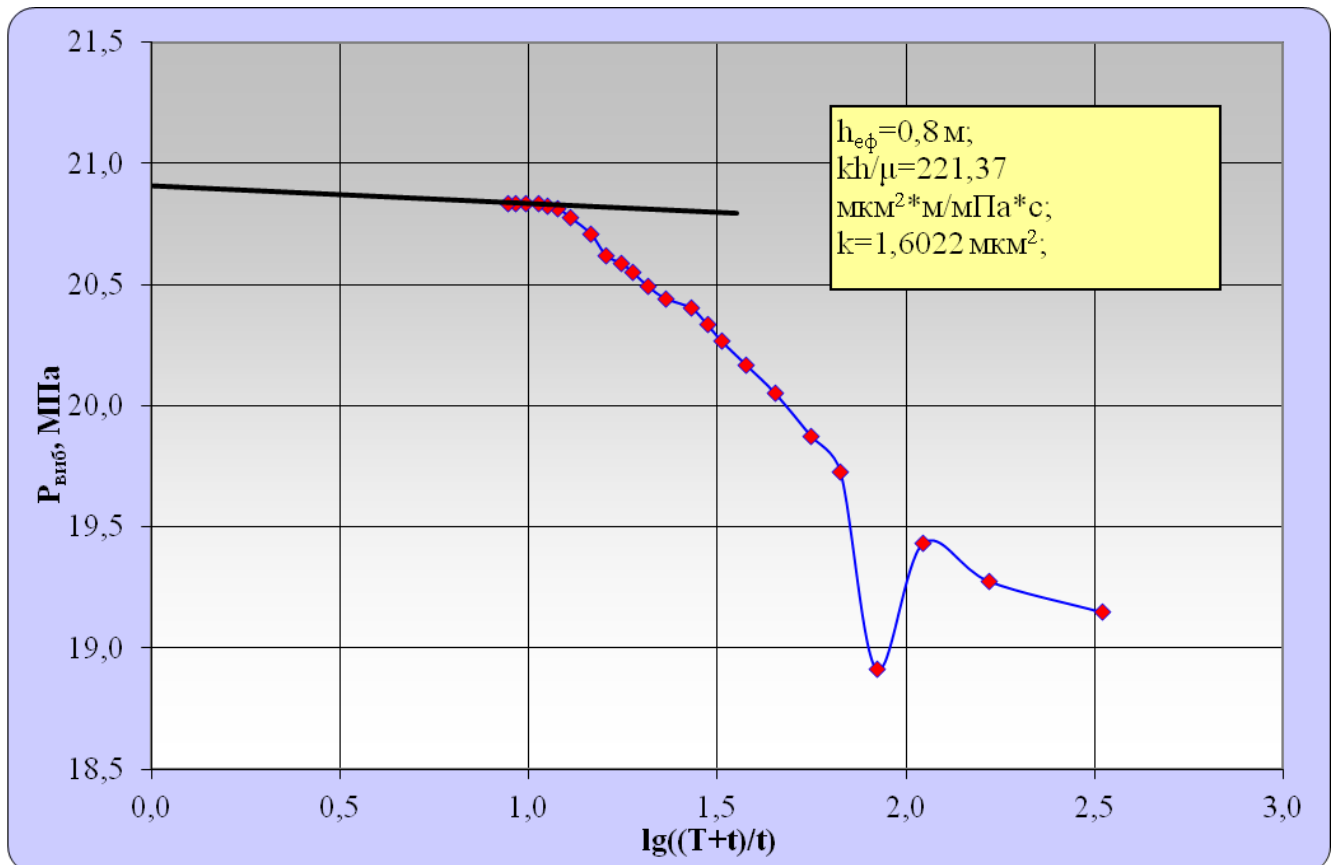


Рисунок 4.15 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 27.07.2011 р.

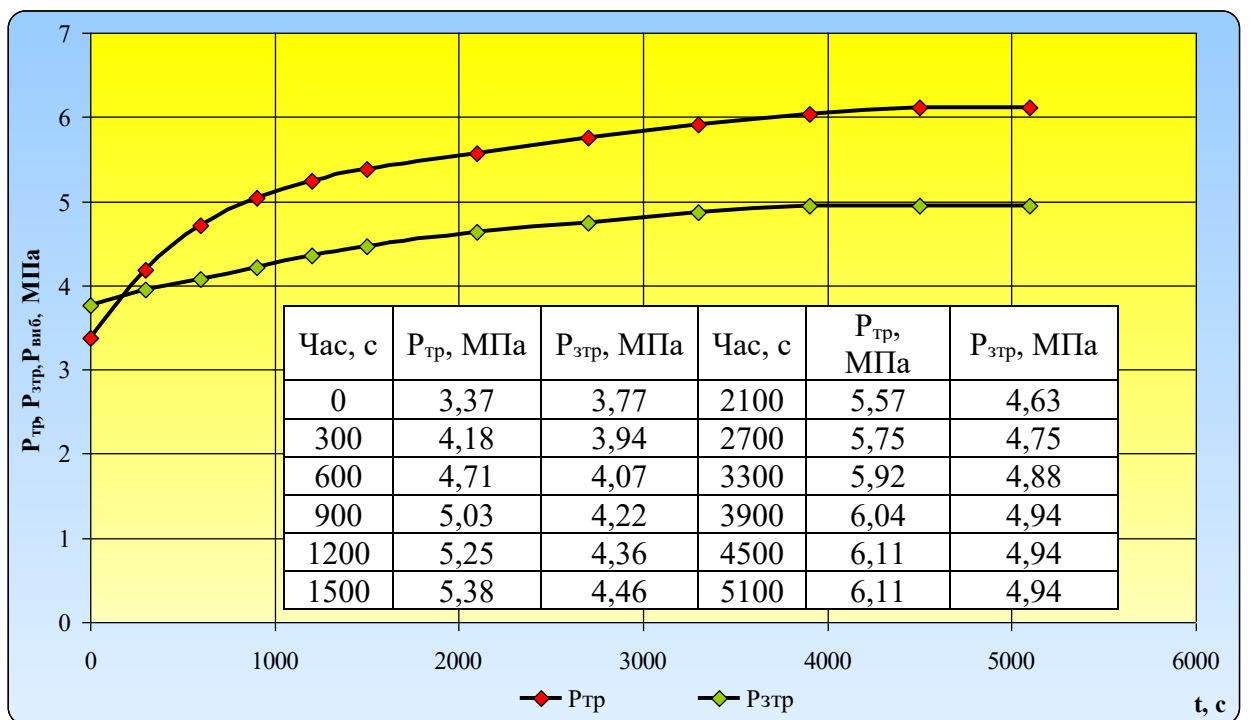


Рисунок 4.16 - Криві відновлення устьових тисків свердловини 5 Володимирівського родовища (інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 28.07.2011 р.

Таблиця 4.2 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 28.07.2011р.

Час, с	$(T+t)/t$	$\lg((T+t)/t)$	$P_{виб}$ , МПа	Час, с	$(T+t)/t$	$\lg((T+t)/t)$	$P_{виб}$ , МПа
0	—	—	18,09	2580	59,60	1,78	19,70
120	161,00	3,10	18,23	3000	51,40	1,71	19,84
240	631,00	2,80	18,37	3420	45,21	1,66	19,93
420	361,00	2,56	18,52	3720	41,65	1,62	20,01
600	253,00	2,40	18,70	4020	38,61	1,59	20,03
840	181,00	2,26	18,88	4260	36,49	1,56	20,08
1140	133,63	2,13	19,14	4440	35,05	1,54	20,09
1440	106,00	2,03	19,30	4620	33,73	1,53	20,12
1740	87,90	1,94	19,49	4860	32,11	1,51	20,12
2160	71,00	1,85	19,59	5100	30,65	1,49	20,13

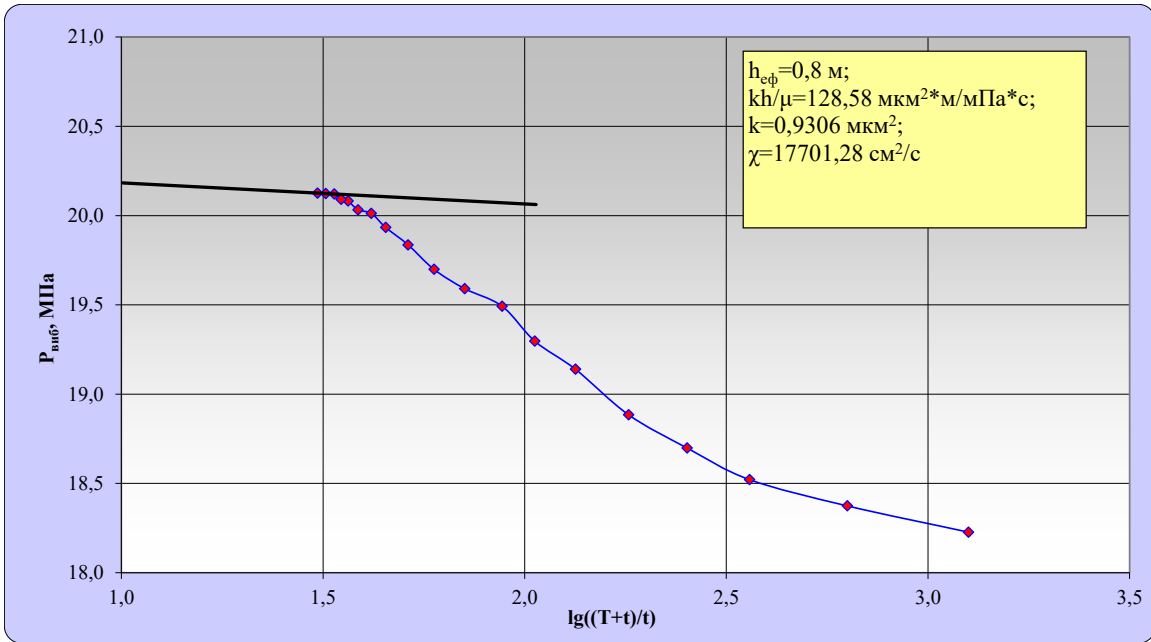


Рисунок 4.17 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 28.07.2011 р.

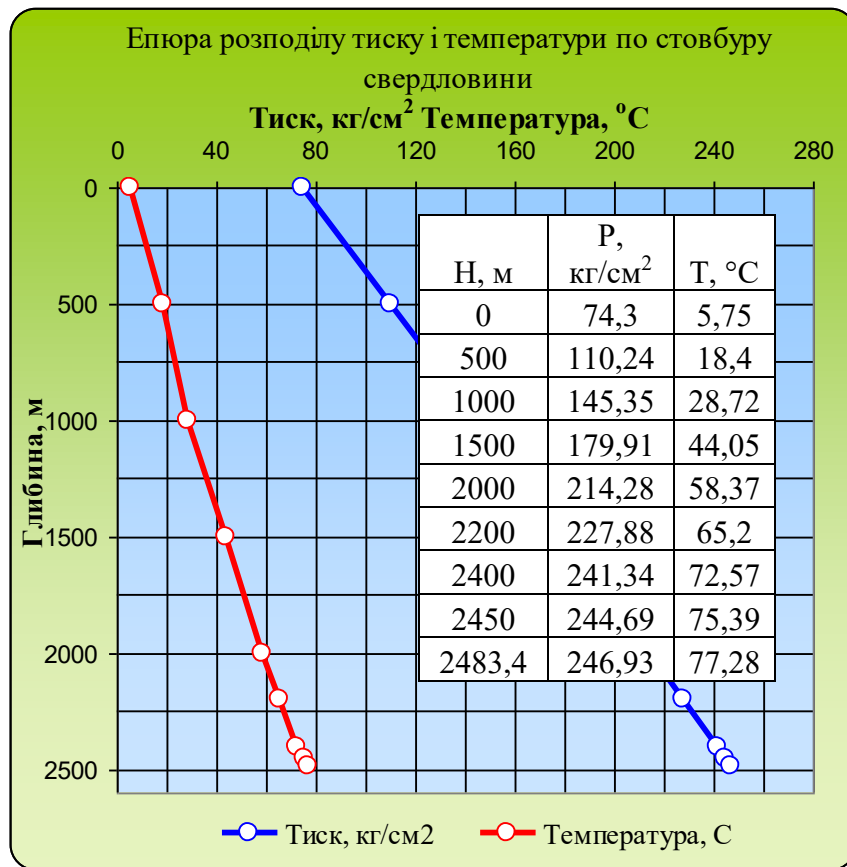


Рисунок 4.18 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 5 (інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата заміру 15.12.2011 р.

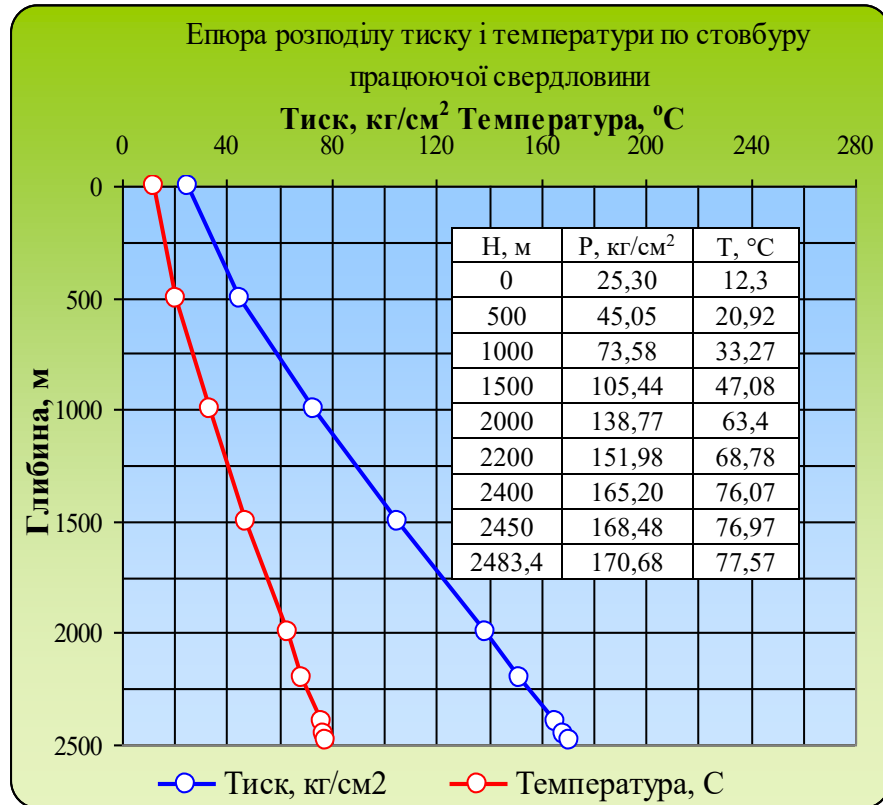
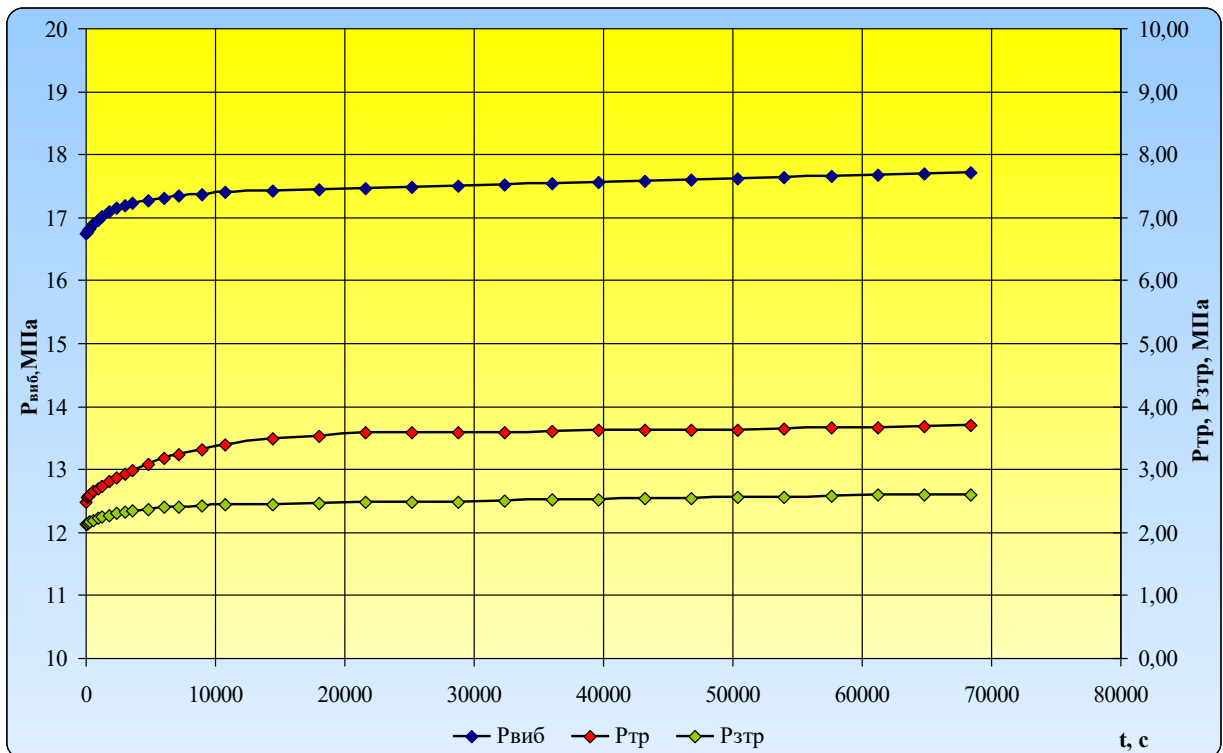


Рисунок 4.19 – Епюра розподілу вибійного тиску по стовбуру свердловини 5 (інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата заміру 03.01.2012 р.



Таблиця 4.1 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 3-4.01.2012 р.

Час, с	$(T+t)/t$	$\lg((T+t)/t)$	$P_{тр}, \text{МПа}$	$P_{зтр}, \text{МПа}$	$P_{виб}, \text{МПа}$
1	2	3	4	5	6
0	-	-	2,48	2,14	16,74
60	14401,0	4,16	2,55	2,14	16,76
180	4801,0	3,68	2,57	2,16	16,79
300	2881,0	3,46	2,60	2,17	16,83
600	1441,0	3,16	2,65	2,20	16,90
900	961,0	2,98	2,69	2,23	16,96
1200	721,0	2,86	2,74	2,25	17,01
1800	481,0	2,68	2,81	2,28	17,09
2400	361,0	2,56	2,86	2,32	17,14
3000	289,0	2,46	2,93	2,33	17,19
3600	241,0	2,38	2,98	2,35	17,22
4800	181,0	2,26	3,08	2,36	17,27
6000	145,0	2,16	3,17	2,39	17,31
7200	121,0	2,08	3,23	2,40	17,34
9000	97,0	1,99	3,32	2,41	17,37
10800	81,0	1,91	3,38	2,43	17,40
14400	61,0	1,79	3,48	2,43	17,42
18000	49,0	1,69	3,53	2,45	17,45
21600	41,0	1,61	3,58	2,47	17,46
25200	35,3	1,55	3,58	2,47	17,48
28800	31,0	1,49	3,58	2,48	17,50
32400	27,7	1,44	3,58	2,49	17,52
36000	25,0	1,4	3,61	2,51	17,54
39600	22,8	1,36	3,62	2,52	17,56
43200	21,0	1,32	3,63	2,53	17,58
46800	19,5	1,29	3,63	2,54	17,60
50400	18,1	1,26	3,63	2,55	17,62
54000	17,0	1,23	3,65	2,56	17,64
57600	16,0	1,2	3,66	2,57	17,66
61200	15,1	1,18	3,67	2,59	17,68
64800	14,3	1,16	3,69	2,60	17,70
68400	13,6	1,13	3,71	2,60	17,71

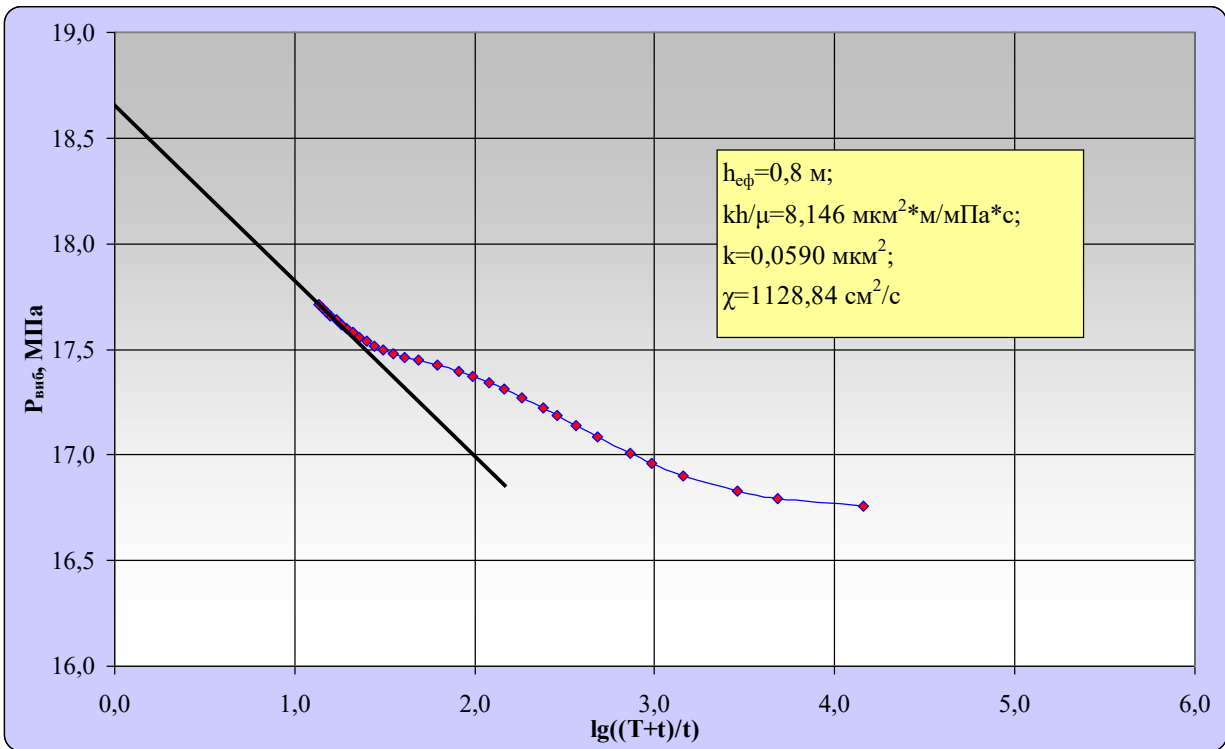


Рисунок 4.21 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 3-4.01.2012 р.

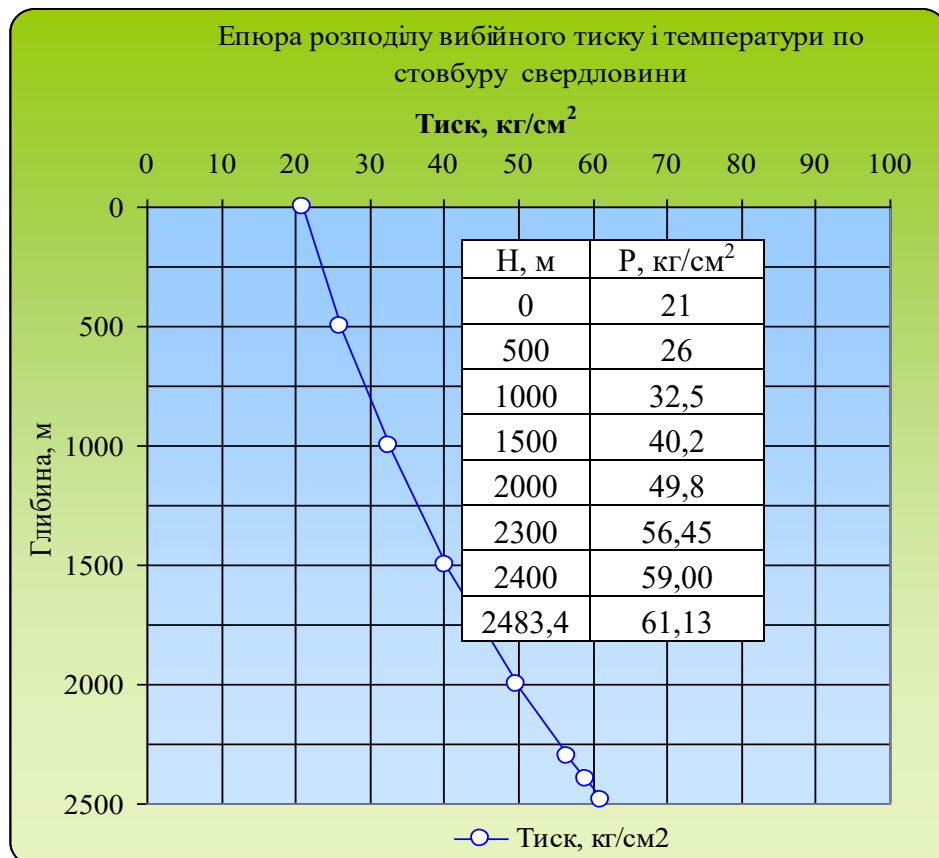
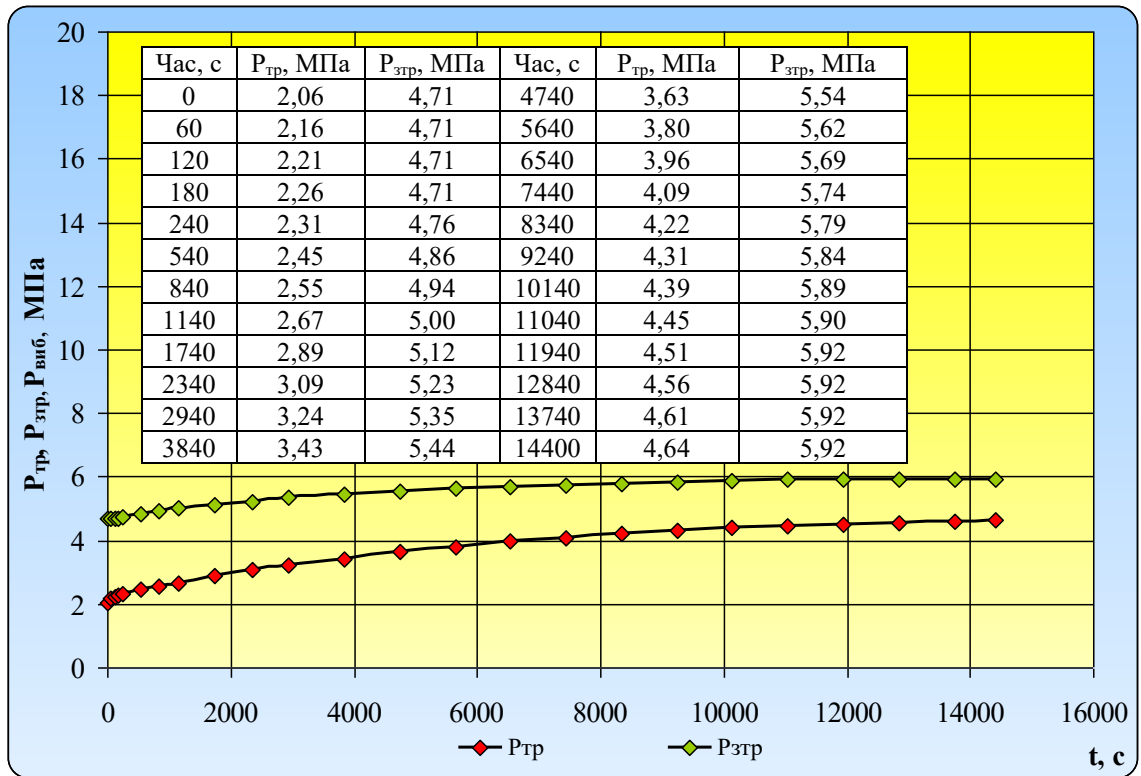
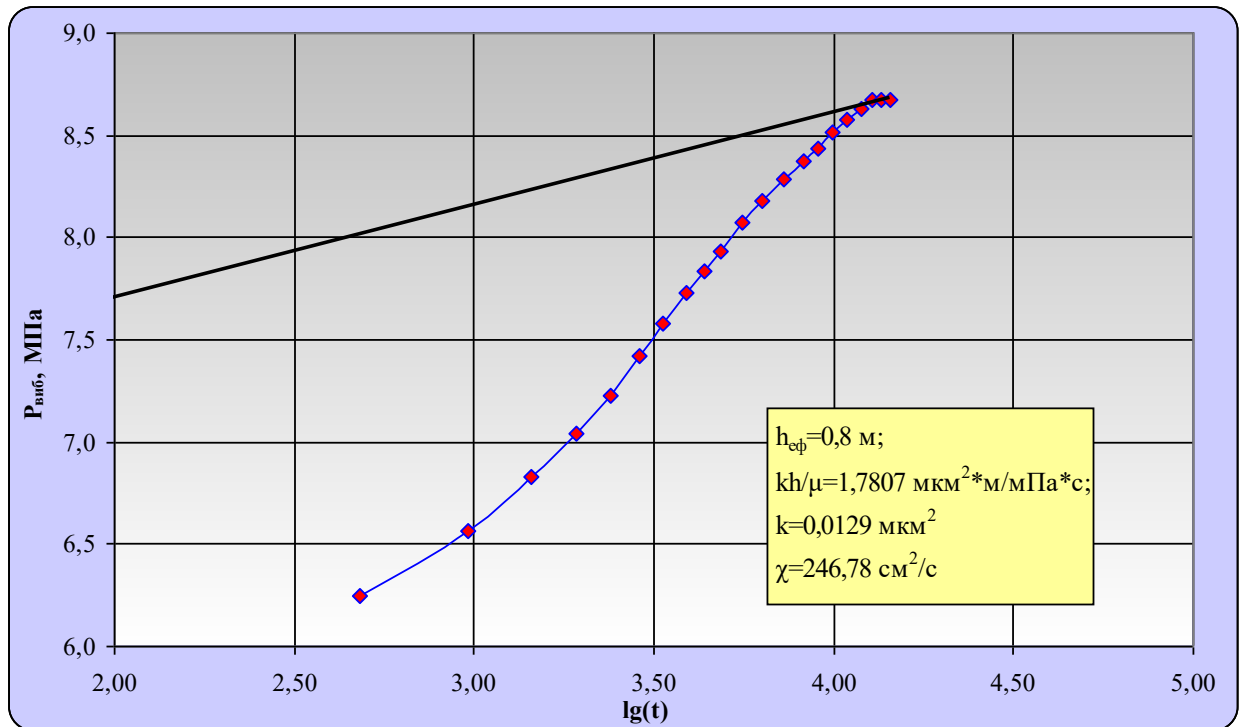


Рисунок 4.22 – Етюра розподілу вибійного тиску по стовбуру свердловини 5 (інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата заміру 15.03.2012 р.



Таблиця 4.2 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 15.03.2012 р.

Час, с	lg(t)	$P_{\text{виб}}$ , МПа
0	-	6,00
480	2,68	6,25
960	2,98	6,57
1440	3,16	6,83
1920	3,28	7,04
2400	3,38	7,23
2880	3,46	7,42
3360	3,53	7,58
3900	3,59	7,73
4380	3,64	7,83
4860	3,69	7,93
5580	3,75	8,08
6300	3,80	8,18
7260	3,86	8,28
8220	3,91	8,37
9060	3,96	8,44
9960	4,00	8,52
10920	4,04	8,57
11880	4,07	8,63
12840	4,11	8,67
13560	4,13	8,67
14400	4,16	8,67



Рисноук 4.25 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації (поклад горизонту В-19, інт. перф. 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата дослідження 15.03.2012 р.

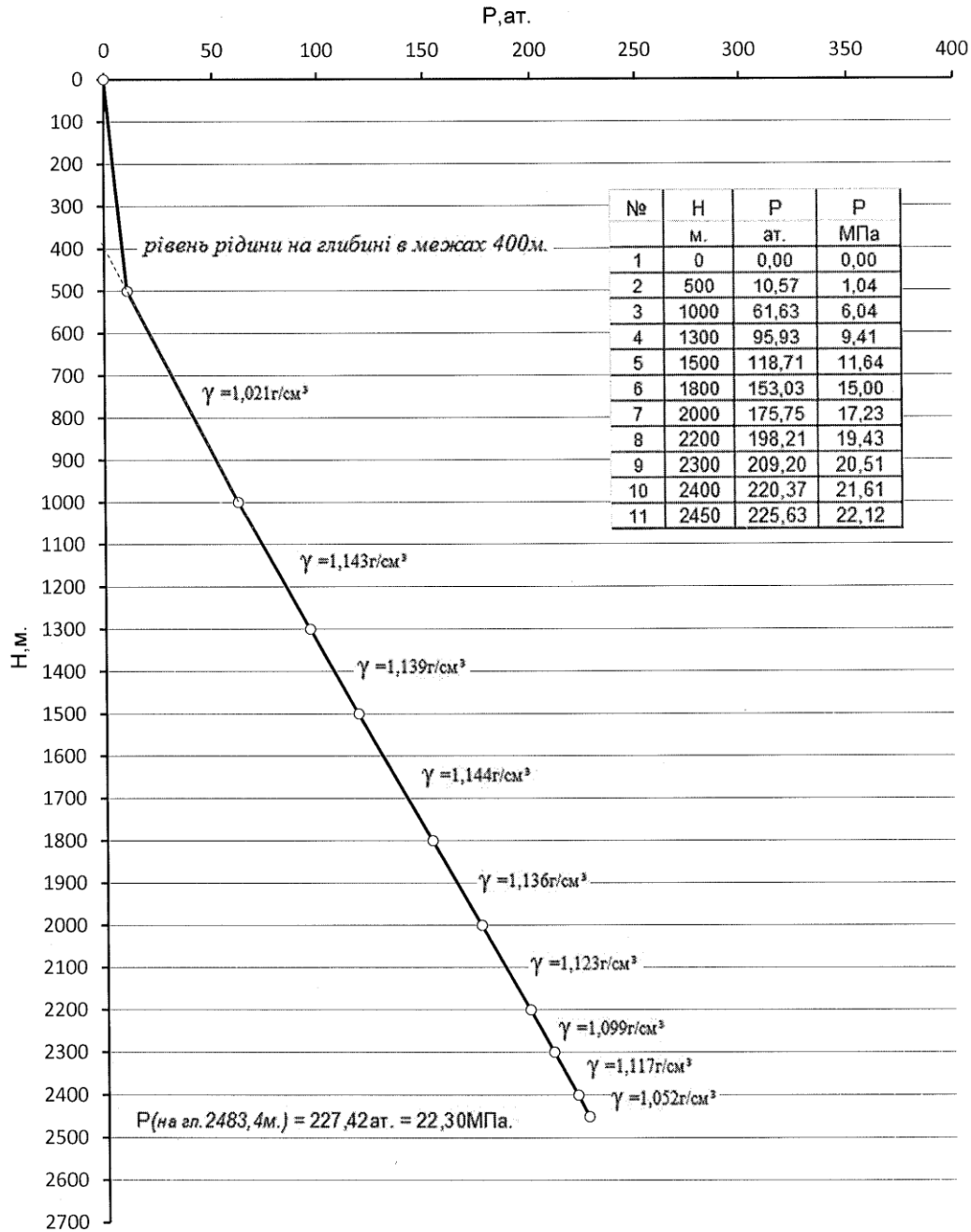


Рисунок 4.26 – Епюра розподілу пластового тиску по стовбуру свердловини 5 (інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м). Дата заміру 16.11.2016 р.

Таблиця 4.3 – Результати дослідження свердловини 1 Володимирівського родовища на стаціонарних режимах фільтрації

Діаметр штуцера, мм	Тиск, МПа					Т <sub>пл</sub> , К	Дебіт газу, $\frac{тис.м^3}{\delta}$	$P_{пл}^2 - P_{виб}^2$ , МПа <sup>2</sup>	C <sub>о</sub>	$\delta$	$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{q}$ , $\frac{МПа^2 \cdot \delta}{тис.м^3}$	P* <sub>виб</sub> , МПа	$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^{*2}}{q}$ , $\frac{МПа^2}{тис.м^3}$	Коефіцієнти фільтраційного опору		Газопро- відність, $\frac{мкм^2 \cdot м}{МПа \cdot с}$	Проник- ність, мкм <sup>2</sup>
	P <sub>тр</sub>	P <sub>затр</sub>	P <sub>виб</sub>	P <sub>пл</sub>	$\Delta P$									A, $\frac{МПа^2 \cdot \delta}{тис.м^3}$	B, $\left(\frac{МПа^2 \cdot \delta}{тис.м^3}\right)^2$		
<b>Свердловина 1 (поклад пласта В-18н, інтервал перфорації 2506-2512 м)</b>																	
30.06-02.07.1983 р.																	
4,0	15,91	15,91	24,7	25,38	0,68	353	43,10	34,05	-	-	0,814	-	-	0,6054	0,0030	4,5192	0,0636
5,0	15,83	15,87	24,53		0,85		56,50	42,42			0,769						
6,0	15,72	15,83	24,42		0,96		61,40	47,81			0,795						
7,0	15,48	15,59	24,02		1,36		80,70	67,18			0,845						
8,0	15,08	15,32	23,82		1,56		96,75	76,75			0,804						
9,0	14,27	14,52	23,46		1,92		119,32	93,77			0,794						
6,0	15,66	15,71	24,39		0,99		61,40	49,27			0,819						
14-19.08.2006р.																	
5,0	14,95	14,31	23,4	25,61	2,21	343	44,82	108,31	71,92	1,44	2,417	24,84	0,86	0,7008	0,0014	3,7934	0,0534
6,0	14,12	14,23	22,93		2,68		64,53	130,09			2,016	24,37	0,96				
7,0	13,87	14,12	22,65		2,96		86,80	142,85			1,646	24,09	0,87				
8,0	13,74	14,00	22,16		3,45		114,30	164,81			1,442	23,60	0,86				
6,0	14,15	14,25	23,22		2,39		60,40	116,70			1,932	24,66	0,79				
5,0	14,3	13,25	23,46		2,15		41,22	105,50			2,559	24,90	0,86				

Таблиця 4.4 – Результати дослідження свердловини 5 Володимирівського родовища на стаціонарних режимах фільтрації

Діаметр штуцера, мм	Дебіт нафти, т/добу	Дебіт газу, тис. м <sup>3</sup> /добу	P <sub>тр</sub> , МПа	P <sub>затр</sub> , МПа	P <sub>виб</sub> , МПа	P <sub>пл</sub> , МПа	$\Delta P$ , МПа	Газовий фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Коефіцієнт продуктивності, т/(доб*МПа)	Гідропровідність, (мкм <sup>2</sup> *см)/МПа*с	Проникність, мкм <sup>2</sup>	П'єзопровідність, см <sup>2</sup> /с
<b>Свердловина 5 (горизонт В-19, інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м, )</b>												
27-29.07.2011р.												
4	24,28	9,88	4,22	4,81	19,26	20,84	1,58	406,9	15,34	41,63	0,0301	605,09
5	36,86	11,58	3,63	4,32	18,69		2,15	314,2				
6	34,68	13,38	3,34	3,83	18,09		2,75	385,8				
7	58,48	14,95	3,14	3,34	17,05		3,79	255,6				
8	60,98	12,04	2,94	3,14	16,61		4,23	197,4				
7	52,73	13,17	2,75	3,34	16,39		4,45	249,8				
6	37,83	14,37	3,14	3,53	17,66		3,18	379,9				

Таблиця 4.5 – Результати досліджень свердловини 5 Володимирівського родовища на нестационарних режимах фільтрації

Дата дослідження	Пластовий тиск, МПа	Дебіт нафти, $m^3 / \delta$	Коефіцієнт $\beta$	Гідропровідність, $\frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}$	Товщина, м	Проникність, $мкм^2$	П'єзопровідність, $см^2 / с$
<b>Свердловина 5 (горизонт В-19, інтервал перфорації 2481,6-2482,6; 2483,8-2485,2 м)</b>							
27.07.2011 р.	20,84	46,76	0,0728	221,370	0,8	1,6022	32176,63
28.07.2011 р.	20,13	44,06	0,1181	128,580	0,8	0,9306	18689,26
03-04.01.2012 р.	18,66	19,60	0,8293	8,146	0,8	0,0590	1183,97
15.03.2012 р.	8,67	2,34	0,4529	1,7807	0,8	0,0129	258,83

## 5 РЕКОМЕНДАЦІЇ З КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ РОДОВИЩА

При розробці родовища необхідно виконувати значний об'єм дослідницьких робіт і промислових замірів робочих параметрів з метою оцінки енергетичного стану покладу, фільтраційних параметрів пласта, якості розкриття продуктивних пластів, стану привибійної зони, виявлення інтервалів, не охоплених дренаванням, визначення коефіцієнтів продуктивності, видобувних можливостей свердловин, об'ємів відбору нафти, води та газу [ 14, 16].

Комплекси і об'єми гідродинамічних і геофізичних досліджень повинні бути достатніми для одержання якісної інформації відносно динаміки продуктивних, фільтраційних і гідродинамічних параметрів пластів і свердловин, водночас бути реальними для виконання залежно від етапу розробки та способу відбору продукції. Параметри, які підлягають періодичному визначенню в процесі розробки покладів, повинні бути узгодженими з основними вимогами регламентуючих документів відносно проектування та аналізу розробки нафтових родовищ. Достатня кількість досліджень та їх змістовність є край необхідними для супроводу постійно діючих гідродинамічних моделей [14, 16].

Заходи по контролю за технологічними процесами передбачають постійний облік видобутого газу, нафти і використаного на власні потреби, технологічні операції і різного виду втрат газу.

Контроль за герметичністю свердловин здійснюється постійно.

Для всіх покладів, залучених до промислової розробки, з метою визначення потенційного вмісту конденсату у пластовому газі необхідно раз на пів року проводити контрольні газоконденсатні дослідження свердловин.

Рекомендовані види і терміни проведення відповідних робіт по контролю за розробкою Володимирівського родовища зведені у таблицю 7.1.

У разі неможливості виконання дослідницьких робіт та замірів з технічних причин (непрохідність стовбура свердловини, негерметичність обладнання гирла свердловини тощо) необхідно виконати профілактичні чи ремонтні роботи для ліквідації недоліків протягом шести місяців з дня їх реєстрації. З метою контролю технічного стану один раз в квартал проводити замір тиску в міжколонному просторі.

Таблиця 7.1 – Види і терміни проведення робіт по контролю за промисловою розробкою Володимирівського родовища [9, 14]

Найменування робіт	Періодичність	Вид звітності
Облік видобутку нафти, газу, конденсату і води	Постійно	Журнал
Облік витрат газу на власні потреби, технологічні операції і аварійні втрати	Постійно	Журнал
Контрольний вимір дебіту нафти, газу, конденсату і води, тиску і температури на усті, в затрубному просторі свердловини і на вході ТЗСУ	1 раз на тиждень	Журнал
Визначення вибірного тиску і температури на робочому та статичному режимах за допомогою глибинного приладу, реєстрація КВТ, вимір статичного тиску на усті	1 раз на півроку	Акт
Визначення продуктивної характеристики свердловини на стаціонарних режимах фільтрації з використанням глибинного манометра	1 раз на рік	Акт
Газоконденсатні дослідження	1 раз на півроку	Акт
Контроль за зміною газонасиченості	При значному зростанні припливу води	Акт
Відбір проб нафти, газу, конденсату	1 раз на півроку	Акт
Відбір проб води і визначення вмісту іонів заліза	Щоквартально, у разі значного зростання припливу води або виявлення ознак корозії щомісяця	Акт
Визначення обводненості продукції	1 раз на тиждень	Акт
Визначення газового фактору	1 раз на тиждень	Акт
Нагляд за виносом механічних домішок	Постійно	По результатам лабораторних аналізів
Геофізичні дослідження свердловин (НГК, ІННК та ін..)	По мірі необхідності	Акт
Контроль за наявністю міжколонних тисків	Постійно	Журнал
Шаблонування свердловини	По мірі необхідності	Акт
Побудова графічної залежності: відбір газу – тиск	Раз у квартал	Журнал

## 6 ОХОРОНА НАДР

Охорона надр в процесі розробки покладів вуглеводнів є однією з основних умов раціональної розробки, а також екологічної безпеки на всіх етапах розробки родовища. Вартість об'єктів і робіт по охороні навколишнього середовища закладена у вартість капітальних вкладень на розробку родовища.

Заходи, пов'язані з охороною надр і навколишнього середовища, повинні здійснюватись згідно діючих заходів, правил і нормативних документів [17-19].

Охорона надр передбачає здійснення комплексу заходів, направлених на запобігання втратам вуглеводнів, а також супутніх корисних копалин в результаті неякісної проводки свердловин та порушення технологічних режимів видобутку вуглеводнів. Нераціональний видобуток газу призводить до передчасного обводнення або дегазации пластів, перетоків флюїдів між продуктивними і сусідніми горизонтами, руйнування колектора, обсадної колони і цементного кільця.

Охорона надр вміщує охорону надр при бурінні свердловин, охорону надр при розробці родовища, охорону надр при інтенсифікації видобутку вуглеводнів та охорону надр при ремонтах свердловин.

Стабільні дебіти водних свердловин та висока якість води зони активного водообміну визначають широке використання їх для питного і технічного водозабезпечення. Виходячи з цього, буріння свердловин в цій частині розрізу повинно вестись на розчинах, не оброблених хімреагентами, які забруднюють водоносні горизонти.

Заходи по охороні надр при бурінні свердловин повинні бути представлені в проектах на будівництво свердловин і забезпечувати [17-19]:

- надійну ізоляцію між собою всіх розкритих водоносних, продуктивних і непродуктивних горизонтів шляхом спуску і цементування обсадних колон;
- надійну герметичність обсадних колон і цементного каменю, як за колоною, так і в башмаку експлуатаційної колони, випробування обсадних колон на герметичність шляхом опресування або пониження рівня і проведення комплексу досліджень за якістю цементування;
- запобігання можливого відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивної рідини або обвалів в процесі проводки свердловин. При цьому технологія розкриття продуктивних горизонтів повинна бути такою, при якій досягалося б збереження природних колекторських властивостей;
- застосування високоякісних промивних бурових розчинів з мінімальною водовіддачею для попередження обвалів порід в стовбурі свердловини і охорони горизонтів з прісною водою;
- забезпечення достатніх швидкостей промивки свердловин для виносу розбурених порід, які обвалюються і осипаються.

При бурінні водних свердловин для водопостачання бурових або виробничих потреб, необхідно передбачити водоохоронну, санітарну зону,

діаметр який складає відповідно, 30 та 60 м. В зазначеній зоні забороняється розташування споруд, які не мають безпосереднього відношення до водної свердловини. На майданчику навколо устя свердловини встановлюється водомірне обладнання для обліку використаної води. Водні свердловини у випадку недоцільності їх використання, підлягають ліквідації з дотриманням санітарних норм і проведенням ліквідаційного тампонажу.

Після закінчення буріння слід провести нейтралізацію відходів буріння та поховання на площадці бурової.

Одним з способів знешкодження відходів буріння є їх змішування з в'язучими матеріалами (цемент, вапно, розчин полімерів).

Охорона надр в процесі розробки передбачає систему заходів, спрямованих на повне видобування корисних копалин, запобігання забруднення і здійснення контролю за охороною надр.

Головними ускладненнями в процесі розробки Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища можуть бути:

- обводнення продуктивних горизонтів і накопичення рідини в привибійній зоні свердловин;
- утворення піщано-глинистих та глинисто-соляних пробок
- корозія свердловинного обладнання;
- міжпластові перетікання і міжколонні газопрояви, які можуть призвести до значних втрат вуглеводнів та аварійних ситуацій.

Контроль за експлуатацією родовища повинен ґрунтуватися на регулярних спостереженнях, які здійснюються відповідно до “Правил розробки газових і газоконденсатних родовищ” і Галузевого стандарту України [14, 16].

Для профілактики і боротьби з ускладненнями рекомендується [17-19]:

- роботу свердловин проводити на встановлених технологічних режимах, які забезпечили б цілісність скелету пласта і недопущення до передчасної зупинки свердловин;
- систематично (не менш одного разу на місяць) проводити виміри і врахування об'ємів продукції, що видобувається;
- проводити виміри пластових, статичних і устьових тисків та аналіз хімічного складу продукції;
- постійний контроль втрат продукції;
- комплекс промислово-геофізичних досліджень з метою контролю просування контакту “газ-вода”, “нафта-вода”, контролю за характером зміни насиченості колектору і технічним станом стовбура свердловини, регулярне спостереження за міжколонним тиском та газопроявами на усті;
- приймати міри по захисту від корозійного і ерозійного впливу та інших ускладнень у роботі свердловин, проводити геохімічну зйомку біля обладнання;
- застосовувати поверхнево-активні речовини для видалення рідини з привибійної зони свердловин і механічні методи виносу рідини та проводити ізоляційні роботи по обмеженню або ліквідуванню припливу води і спеціальні геофізичні і гідрогеологічні дослідження для визначення припливу води.

Особливу увагу слід звернути на приповерхневу зону стовбура свердловини, що найбільш зазнає різного роду впливів. Важливість охорони цієї зони очевидна і у зв'язку з приуроченістю до неї запасів прісних і мінеральних вод, зв'язком з ґрунтом, гідрогеологічною сіткою та ін.

Якщо в процесі розробки з'явилися ознаки газопроявів, або міжколонних перетоків нафти, газу і води, які призводять до втрат вуглеводнів і забрудненню надр, нафтогазовидобувне підприємство зобов'язане виявити причину і ліквідувати некерований рух флюїдів.

Експлуатація аварійних свердловин (порушення герметичності експлуатаційної колони, фланцевих з'єднань та ін.) не дозволяється.

Рівень відбору вуглеводнів і депресія на пласт повинні вибиратися за умови забезпечення збереження скелету пласта, недопущення передчасного випадіння конденсату в привибійній зоні і підтягування язиків і конусів води до вибою свердловин.

У випадках утворення технічних скупчень вуглеводнів у верхніх пластах необхідно виявити джерело живлення і негайно вжити заходів для ліквідації і попередження нарощування запасів в них.

При значному вмісті агресивних компонентів в газі повинні бути встановлені гранично-допустимі режими роботи свердловин, або проведені інші технічні заходи для запобігання руйнування обладнання свердловин (НКТ і фонтанної арматури та ін.).

Під час виявлення у міжколонному просторі свердловин підвищення тиску і грифонів, необхідно терміново виявити причини вказаних явищ і вжити відповідних заходів для ліквідації ускладнень.

У свердловинах, де виявлені припливи води у продуктивний пласт з інших горизонтів повинні проводитись ремонтно-ізоляційні роботи. Кількість води має обов'язково обліковуватися, результати хімічних аналізів повинні бути задокументовані.

Для боротьби з обводненням слід здійснювати також обмеження депресій, проводити ліквідацію позаколонних перетоків.

Основними умовами забезпечення охорони надр при збільшенні продуктивності свердловин шляхом дії на привибійну зону пласта повинні бути [17-19]:

- збереження герметичності колони, обсадних труб і цементного кільця в зацементованому інтервалі;
- недопущення руйнування продуктивного пласта в привибійній зоні;
- запобігання не очікуваному прискореного переміщення контакту "нафта-вода", "газ-вода", внаслідок передчасного утворення конусів обводнення.

Якщо при обробці привибійної зони буде спостерігатися винесення породи і руйнування скелету пласта, необхідно зупинити або обмежити відбори із свердловин і здійснити технічні заходи припинення доступу породи на вибій.

Перед практичним здійсненням будь-якого методу інтенсифікації видобутку повинні проводитися експериментальні дослідження процесу

інтенсифікації на кернах з метою обґрунтування доцільності застосування даного методу і отримання основних параметрів процесу [17-19].

При виконанні ремонтних робіт на свердловинах, необхідно чітко дотримуватись відповідного технологічного процесу і застосовувати при цьому спеціальне обладнання, яке виготовляється серійно.

Роботи з консервації та ліквідації свердловин слід проводити у відповідності до діючих нормативних документів. Має бути повністю виключена можливість попадання промислової води, яка буде утворюватись при виконанні ремонтних робіт, зокрема робіт з глушіння, на рельєф або поверхневі води. Промивальна рідина повинна збиратись в каналізаційних спорудах з наступним очищенням і утилізацією [17-19].

## ВИСНОВКИ

Метою роботи було встановити особливості геологічної будови та виконати аналіз геологопромислових досліджень свердловин Володимирівського родовища.

В адміністративному відношенні Володимирівське нафтобазо-конденсатне родовище розташоване на території Роменського району Сумської області.

Нафтогазоносність району досліджень підтверджена у 1983 р. бурінням пошукової свердловини №1-Володимирівська. В результаті випробовування якої отримано приплив газу та конденсату з нижньокам'яновугільних відкладів. Добовий дебіт через 8-мм діафрагму становив 119 тис. м<sup>3</sup> газу та 67 т конденсату.

У геологічній будові Володимирівського родовища беруть участь осадові породи палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладів.

Свердловинами глибокого буріння на території родовища розкриті відклади від четвертинних до кристалічного фундаменту.

Володимирівське родовище приурочене до західної перикліналі Хмелівського виступу кристалічного фундаменту, який розташований в межах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Родовище пов'язане з великою терасою, яка ускладнена невеликими склепіннями і поділяється тектонічними порушеннями на ряд відокремлених блоків перспективних для пошуку вуглеводнів.

Поклади вуглеводнів на Володимирівському родовищі приурочені до тектонічно-екранованих блоків (пасток) та пов'язані з горизонтами В-18н та В-19. Всі поклади в межах родовища є пластовими тектонічно-екранованими.

Горизонт В-18н нафтоносний у блоці свердловини 5-Володимирівська і блоці свердловини 8-Володимирівська та газоконденсатний у блоках свердловин 1-, 2-Володимирівські та в перспективних північно-східному і східному блоках.

Горизонт В-19 нафтоносний у блоці свердловини 5-Володимирівська та газоконденсатний у блоці свердловини 1-Володимирівська, північно-східному і східному блоках.

Відклади продуктивних горизонтів В-18н, В-19 представлені, в основному, пісковиками, що перешаровуються прошарками аргілітів.

Колектори продуктивних нижньовізейських горизонтів В-18н, В-19 за умовами утворення відносяться до осадових відкладів. За речовинним складом ці відклади є теригенного типу, за морфологією порового простору – міжзернові. Пісковики мають високі фільтраційно-ємнісні властивості.

Відкрита пористість колекторів змінюється від 6,3 до 27,3%, середнє значення – 16,8%. Абсолютна проникність змінюється від 0,2 до  $1101,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, у середньому –  $90 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Родовище досить складне за морфологічними особливостями.

Продуктивність та фільтраційні параметри випробуваних пластів визначаються в результаті промислових досліджень на стаціонарних режимах фільтрації, а також шляхом аналітичної обробки кривих відновлення гирлових та вибійних тисків, що знімаються в період досліджень на нестационарних режимах фільтрації. Впродовж досліджень проводяться заміри пластового тиску та його розподіл по стовбуру свердловини.

Всього в межах родовища пробурено шість свердловин, загальним метражем 15972 м.

Для газових свердловин під час газогідродинамічних досліджень на усталених режимах визначають:

- залежність дебіту газу від депресії на пласт та тиску на усті;
- зміну вибійного, устьового тисків та температур від дебіту свердловини;
- коефіцієнт фільтраційного опору;
- кількість рідких та твердих сумішей на різних режимах;
- умови руйнування привибійної зони, накопичення та виносу рідких та твердих частинок з вибою свердловини;
- технологічний режим роботи свердловини з урахуванням різних факторів;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб та інше.

У процесі дослідження свердловин на стаціонарних режимах вимірюються дебіти газу, температура та тиск на головці фонтанних труб, у затрубному просторі та на вибої свердловини. При цьому тиск та дебіт вимірюють безперервно, починаючи з моменту пуску свердловини до їх стабілізації на кожному режимі роботи.

Дослідження на неусталених режимах фільтрації ґрунтується на пружних властивостях пластових систем і полягає в реєстрації зміни вибійного тиску після їх закриття.

Випробування і дослідження свердловин Володимирівського родовища проводилося з метою вивчення продуктивності геологічного розрізу, оцінки промислового значення покладів ВВ, визначення основних гідродинамічних характеристик порід-колекторів, а також відбору проб пластових флюїдів для лабораторного вивчення. Роботи проводились як в процесі буріння у відкритому стволі, так і в обсаджений свердловині після спуску експлуатаційної колони, її цементування та випробування на герметичність за схемою «знизу-вверх».

Первинне випробування свердловини № 1 Володимирівського родовища на продуктивність, після її виходу з буріння, виконано 30 червня – 2 липня 1983 р. при інтервалі перфорації 2506-2512 м (поклад пласта В-18н). Дослідження свердловини проведено на шести прямих (Ø шт. 4,0; 5,0; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0 мм) та одному зворотному (Ø шт. 6,0 м) режимах.

Тиск по стовбуру свердловини, пластовий та вибійний, вимірювався глибинними манометрами, тиски на гирлі свердловині – взірцевими манометрами. При випробуванні і дослідженні свердловини замірялися дебіти газу і конденсату. Дебіт газу на різних режимах роботи свердловини

визначався за допомогою діафрагмового вимірювача критичної течії (ДВКТ), дебіт конденсату – в ємності для заміру. Дебіт газу коливався в межах від 43,10 до 119,32 тис. м<sup>3</sup>/д при робочих усьових тисках 15,91-14,27 МПа. Депресія на пласт становила 0,68-1,92 МПа. Пластовий тиск на середину інтервалу перфорації склав 25,4 МПа.

За результатами досліджень побудовано індикаторну діаграму в координатах  $(P_{nl}^2 - P_e^2) - Q_e$  та визначено фільтраційно-ємнісні параметри пласта-колектора. Визначені коефіцієнти фільтраційного опору склали:

$A=0,6054 \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3}$ ,  $B=0,0030 \left( \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3} \right)^2$ , газопровідність -  $4,5192 \frac{мкм^2 \cdot м}{МПа \cdot с}$  і проникність – 0,0636 мкм<sup>2</sup>, що вказує на хороші фільтраційно-ємнісні характеристики привибійної зони свердловини.

Повторні газогідродинамічні дослідження свердловини 1, після виходу з консервації, були проведені в період 14.08-19.08.2006 р. також в інтервалі 2506-2512 м. Дослідження свердловини проведено на стаціонарних режимах фільтрації, методом установлених відборів газоконденсатної суміші із трубного простору свердловини на 4 режимах прямого ( $\partial_{шт.}=5,0; 6,0; 7,0; 8,0$  мм) та 2 ( $\partial_{шт.}=6,0; 5,0$  мм) зворотного ходу. Дебіти газу при збільшенні діаметра штуцера зростали з 44,82 до 114,30 тис. м<sup>3</sup>/добу при тисках на усті  $P_{тр} = 14,95-13,74$  МПа та  $P_{зтр}=14,31-14,0$  МПа відповідно. Пластовий тиск становив 25,31 МПа. Коефіцієнти фільтраційних опорів у привибійній зоні за результатами обробки досліджень дорівнюють:  $A=0,7008 \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3}$ ,

$B=0,0014 \left( \frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3} \right)^2$ ,  $C_0= 71,92$  МПа<sup>2</sup>.

За результатами досліджень на стаціонарних режимах фільтрації було встановлено, що в привибійній зоні свердловини газопровідність складає  $3,7934 \frac{мкм^2 \cdot м}{МПа \cdot с}$ , проникність 0,0534 мкм<sup>2</sup>.

Порівнюючи результати досліджень встановлено, що під час останніх комплексних газогідродинамічних досліджень свердловин, відбулося незначне підвищення коефіцієнта фільтраційного опору А (0,7008 проти 0,6054  $\frac{МПа^2 \cdot \partial}{тис.м^3}$ ), зниження газопровідності  $\mu$  ( $3,7934$  проти  $4,5192 \frac{мкм^2 \cdot м}{МПа \cdot с}$ ) та проникності (0,0534 проти 0,0636 мкм<sup>2</sup>) саме привибійної зони пласта. Це пояснюється, більш за все, залишком рідини глушіння в ПЗП, що не була винесена зі свердловини під час її виводу з консервації. Цей фактор спричинив виникнення додаткового фільтраційного опору ( $C_0$ ) у свердловині, що в свою чергу призвів до випадання важких фракцій конденсату під час досліджень на режимах. Саме цим можна пояснити неповне відновлення пластового тиску до початкового значення (22,99 проти 25,31 МПа) після завершення останніх випробувань.

В квітні 2009 р. провели повторне дослідження на продуктивність. Дебіт газу та конденсату відповідно становив: на штуцері діаметром 8 мм – 34,9 тис м<sup>3</sup>/добу та 8,2 т/добу, на 6 мм штуцері - 30,4 тис м<sup>3</sup>/добу та 4,95 т/добу, на 5 мм штуцері – 28,4 тис м<sup>3</sup>/добу та 4 т/добу. Після 12 днів дослідження свердловину зупинили на 4 год для заміру пластового тиску. Пластовий тиск на глибині 2509 м становив 8,9 МПа. Статичні гирлові тиски при замірі пластового тиску склали  $P_{тр}=6,4$  МПа,  $P_{зтр}=5,3$  МПа. Дане значення пластового тиску не відновлено до початкової величини (24,2 МПа) за рахунок погіршених колекторських властивостей в привибійній зоні та випадання конденсату на вибої.

Дослідження виконані відповідно до вимог діючих нормативних документів. Результати цих досліджень надійні і можуть використовуватись для динамічних розрахунків.

При розробці родовища необхідно виконувати значний об'єм дослідницьких робіт і промислових замірів робочих параметрів з метою оцінки енергетичного стану покладу, фільтраційних параметрів пласта, якості розкриття продуктивних пластів, стану привибійної зони, виявлення інтервалів, не охоплених дренуванням, визначення коефіцієнтів продуктивності, видобувних можливостей свердловин, об'ємів відбору нафти, води та газу.

Охорона надр і навколишнього середовища в процесі розробки покладів вуглеводнів є однією з основних умов раціональної розробки, а також екологічної безпеки на всіх етапах розробки родовища. Вартість об'єктів і робіт по охороні навколишнього середовища закладена у вартість капітальних вкладень на розробку родовища.

Заходи, пов'язані з охороною надр і навколишнього середовища, повинні здійснюватись згідно діючих заходів, правил і нормативних документів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Філюшкін К.К. Геолого-економічна оцінка вуглеводнів Володимирівського газоконденсатного родовища, м. Чернігів, 2009.
2. Гриців Ю.В. Уточнений проект дослідно-промислової розробки Володимирівського газоконденсатного родовища м. Івано-Франківськ, 2013.
3. Безтелесний С.А. та ін. Звіт про виконання сейсморозвідувальних 3D робіт МСГТ на Володимирівській площі, м. Київ, 2012.
4. Маркова Г.Г., Пархоменко Т.В. та ін. Звіт на переобробку та переінтерпретацію матеріалів сейсморозвідки 3D на Володимирівській площі, м. Київ, 2014.
5. Яциняк І.І. Проект повернення супутньо-пластових вод в поглинаючий горизонт тріасу Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища, м. Київ, 2014.
6. Раделицький В.С. та ін. Геолого-економічна оцінка Володимирівського нафтогазоконденсатного родовища, м. Львів, 2016.
7. Наукові та методичні засади дослідження пластових вуглеводневих систем для підрахунку запасів нафти і газу / Г. І. Рудько, В. І. Ловинюков та ін. – Київ-Львів-Черкаси: «Маклаут», 2008. – 168 с.
8. Ляху М. В. Нафтогазпромислова геологія та гідрогеологія: підручник / М. В. Ляху, І. Р. Михайлів, М. І. Манюк. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. – 304 с. – ISBN 978-966-694-220-6.
9. Іванишин, В. С. Нафтогазпромислова геологія: навч. посіб. / В. С. Іванишин. – Львів, 2003. – 648 с.
10. Нафтогазпромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко [et al.]. – К. : Наук. думка, 2005. – 432 с. : іл. – ISBN 966-00-0625-X.
11. Довідник з нафтогазової справи / За загальною ред. докторів наук В. С.Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. - К.:Львів,1996. - 620 с.
12. Сенюшкович, М. В. Розкриття та випробування продуктивних пластів [Текст]: навч. посіб. / М. В. Сенюшкович, І. І. Чудик, Я. С. Білецький. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 390 с. : рис., табл. – 387-390. – ISBN 978-617-7468-17-1.
13. Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів: навч. посіб. / М. І. Чорний, О. М. Чорний, І. М. Метошоп, І. М. Кузів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 306 с. – ISBN 978-966-694-187-2.
14. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Наказ міністерства екології та природних ресурсів України № 118, від 15.03.2017 р.
15. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу/ ДКЗ України.–К., 1998.
16. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і

газоконденсат-них родовищ. Порядок проведення. ГСТУ 41-00032626-00-016-2000. – К., 2000. – 22 с.

17. Гірничий Закон України. – Відомості Верховної Ради (ВВР). – 1999. – № 50. – Ст. 433 (Зі змінами, що внесені Законами України).

18. Кодекс України “Про надра”. – Відомості Верховної Ради (ВВР). – 1994. – № 36. – Ст. 340 (Зі змінами, що внесені Законами України).

19. Закон України “Про нафту і газ”. – Відомості Верховної Ради (ВВР). – 2001. – № 50. – Ст. 262 (Зі змінами, що внесені Законами України).