

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*(103) НЗ ГНГ. ПЗ*

*Група НЗГ-21-1*

***Костишин Владислава***

***2025***

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

УДК 553.98

**БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**

Тема: Геолого-промисловий аналіз розробки Чечвинського  
нафтового родовища

(назва відповідно до наказу ректора)

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

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**БР 103 НЗГ**

(позначення)

Студент гр. НЗГ–21-1 \_\_\_\_\_ Костишин В. Б.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Артим І. В.  
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

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

Перевірено на плагіат \_\_\_\_\_ асист. 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.

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри ГРН  
\_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

**З А В Д А Н Н Я  
НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

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

**Студент** \_\_\_\_\_ *Костишин Владислава Богданівна*  
(прізвище, ім'я, по батькові)

**1. Тема проєкту (роботи)** \_\_\_\_\_ *Геолого-промисловий аналіз розробки*  
*Чечвинського нафтового родовища*

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

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

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

*1. Фондові геолого-геофізичні ПАТ “Укрнафта”*

*2. Опублікована література по району досліджень.*

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

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

*Вступ. 1. Загальні відомості про район досліджень. 2. Геологічна будова родовища.*

*3. Склад та властивості нафти, газу і конденсату. 4. Запаси вуглеводнів родовища.*

*5. Система розробки та результати досліджень та експлуатації свердловин.*

*6. Заходи з контролю за розробкою родовища . Підсумки. Перелік використаних джерел.*

**5. Перелік графічних додатків** \_\_\_\_\_

*1. Структурні карти покрівлі продуктивних горизонтів.*

*2. Геологічний розріз по лінії I – II.*

*3. Графіки основних показників експлуатації свердловин.*

*4. Карти розробки газоконденсатних та нафтових покладів.*

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

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

**7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

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

**Завдання видав керівник**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**доц. Артим І. В.**  
(посада, прізвище та ініціали)

**Завдання прийняв студент**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Костишин В. Б.**  
(прізвище та ініціали)

## Анотація

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

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

Проаналізовано технічний стан свердловин, виконано порівняння фактичних та проектних показників розробки експлуатаційного об'єкту.

Наведено рекомендації з інтенсифікації видобутку та промислової підготовки газу, з попередження ускладнень в процесі експлуатації свердловин, захисту обладнання від корозії, комплекс заходів щодо контролю за розробкою.

**Ключові слова:** родовище, поклад, свердловина, запаси, конденсат, система.

## **Annotation**

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

The work gives a brief outline of the area of work, considers the geological structure, oil and gas capacity, describes the gas-condensate characteristics of the reservoir system, presents the results of testing and research of wells.

The technical condition of the wells was analyzed, the actual and design indicators of the development of the operational object were compared.

Recommendations for intensification of production and industrial preparation of gas, prevention of complications during the operation of wells, protection of equipment from corrosion, a set of measures for control of development are given.

**Key words:** field, deposit, well, reserves, condensate, system.

## ЗМІСТ

<b>Вступ</b> .....	
<b>1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ</b> .....	
1.1 Географо-економічний нарис .....	
1.2 Короткі відомості про геологічну вивченість і розвідку родовища .....	
<b>2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА</b> .....	
2.1 Стратиграфія .....	
2.2 Тектоніка .....	
2.3 Нафтогазоносність та літолого-фізична характеристика продуктивних горизонтів .....	
2.4 Гідрогеологічна характеристика .....	
2.5 Термобаричні умови .....	
<b>3 СКЛАД ТА ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ, ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ</b> .....	
3.1 Фізико-хімічні властивості нафти і нафтового газу .....	
3.2 Нафта в поверхневих умовах .....	
<b>4 ЗАПАСИ ВУГЛЕВОДНІВ РОДОВИЩА</b> .....	
<b>5 СИСТЕМА РОЗРОБКИ РОДОВИЩА, РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН</b> .....	
5.1 Результати експлуатації свердловин .....	
5.2 Характеристика енергетичного стану родовища .....	
5.3 Динаміка обводнення продукції .....	
<b>6. АНАЛІЗ СТАНУ ВИРОБЛЕННЯ ЗАПАСІВ НАФТИ ІЗ ПЛАСТІВ І ДІЛЯНОК РОДОВИЩА</b> .....	
<b>7 КОНТРОЛЬ ЗА РОЗРОБКОЮ ПОКЛАДІВ</b> .....	
<b>Висновки</b> .....	
<b>Перелік посилань</b> .....	

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Геолого-промисловий аналіз розробки родовища передбачає оцінку ефективності впровадженої системи розробки на основі порівняння фактичних технологічних показників із затвердженими проектними значеннями, встановлення причин їх розбіжностей та підтвердження обсягів запасів, які були взяті до проектування. За результатами аналізу формуються рекомендації щодо підвищення ефективності видобутку та підготовки нафти, запобігання експлуатаційним ускладненням, захисту обладнання від корозії, збереження надр і довкілля, а також доцільності дорозвідки родовища. Крім того, розробляються заходи контролю за ходом розробки та здійснюється техніко-економічне обґрунтування її подальшого ведення.

**Метою бакалаврської роботи** є проведення геолого-промислового аналізу розробки продуктивних горизонтів Чечвинського нафтового родовища.

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

- Провести поглиблений аналіз геологічної будови та газонасності родовища з акцентом на літолого-стратиграфічні особливості розрізу та його структурно-тектонічні характеристики;
- Охарактеризувати фізико-літологічні властивості колекторів продуктивних горизонтів і надати газоконденсатну оцінку пластової системи;
- Проаналізувати поточний стан розробки та експлуатації об'єкта, виконати оцінку залишкових запасів газу методом падіння пластового тиску й визначити рівень їх вироблення;
- Оцінити технічний стан діючого фонду свердловин, виявити наявні ускладнення при експлуатації та розробити рекомендації щодо підвищення припливу вуглеводнів;
- Розробити можливі варіанти подальшої розробки родовища з проведенням техніко-економічного обґрунтування кожного з них;
- Надати обґрунтовані рекомендації щодо моніторингу та контролю за процесом промислової розробки родовища.

**Об'єкт досліджень** – менілітові відклади олігоцену (продуктивні горизонти М1-1, М1-2, М1-3, М1-4) Чечвинського нафтового родовища.

**Предмет досліджень** – результати досліджень та експлуатації свердловин та зіставлення технологічних показників розробки експлуатаційних об'єктів.

**Методи досліджень** – аналіз та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів, результатів лабораторних досліджень проб пластових флюїдів, показників експлуатації свердловин, визначення поточного стану запасів та становлення поточного газоконденсатовилучення.

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 Чечвинське родовище розташоване на території Рожнятівського району Івано-Франківської області. Найбільш великими населеними пунктами району є міста Рожнятів і Долина, с. Верхній Струтинь, Нижній Струтинь. Найближча залізнична станція Рожнятів розташована за 6 км на південний захід від Чечвинської площі. Поблизу площі проходить шосе Рожнятів-Калуш. Населені пункти зв'язані між собою грейдерними та ґрунтовими дорогами [1].

Основне населення українці, зайняті переважно у сільському господарстві, частково у хімічній та нафтогазовій промисловості.

Клімат району помірно-континентальний з підвищеною вологістю. Середньорічна температура складає плюс 7,5 °С, взимку температура коливається від мінус 15 °С до мінус 27 °С. Максимальна кількість опадів (біля 60 %) випадає переважно влітку та восени, річний рівень опадів складає 800 -900 мм.

Рельєф району горбисто-рівнинний з абсолютними відмітками від плюс 390 до 465 м. Найбільш понижена ділянка знаходиться в долині річки Чечва, де абсолютна відмітка рельєфу складає плюс 390 м.

Гідрографічна сітка представлена притоками р. Лімниця, основними з яких є р. Чечва, Дуба.

Родовище входить в склад Долинського нафтопромислового району, поблизу знаходиться Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Ріпнянське і Підлясівське нафтові родовища.

Чечвинське нафтове родовище розробляється НГВУ "Долинанaftогаз". На його площі пробурено 9 пошуково-розвідувальних свердловин (2-Н.Стр.; 4- Н.Стр.; 1-Стр.; 3-Стр.; 1, 2, 4, 5, 6-Чеч.), з яких в експлуатацію передані дві свердловини – 1 і 5-Чечвинська.

При випробуванні свердловини 5-Чечва з інтервалу 2400 – 2457 м отриманий промисловий приплив нафти дебітом 9 т/д на штуцері 3мм. В результаті аналізу даних буріння і інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів по свердловинах 1, 2, 4, 5, 6, 21, 22-Чечва, 1, 3-Струтинь, 1-Цинява встановлено наявність чотирьох нафтових покладів в менілітових відкладах олігоцену (М1-1, М1-2, М1-3, М1-4). [1]

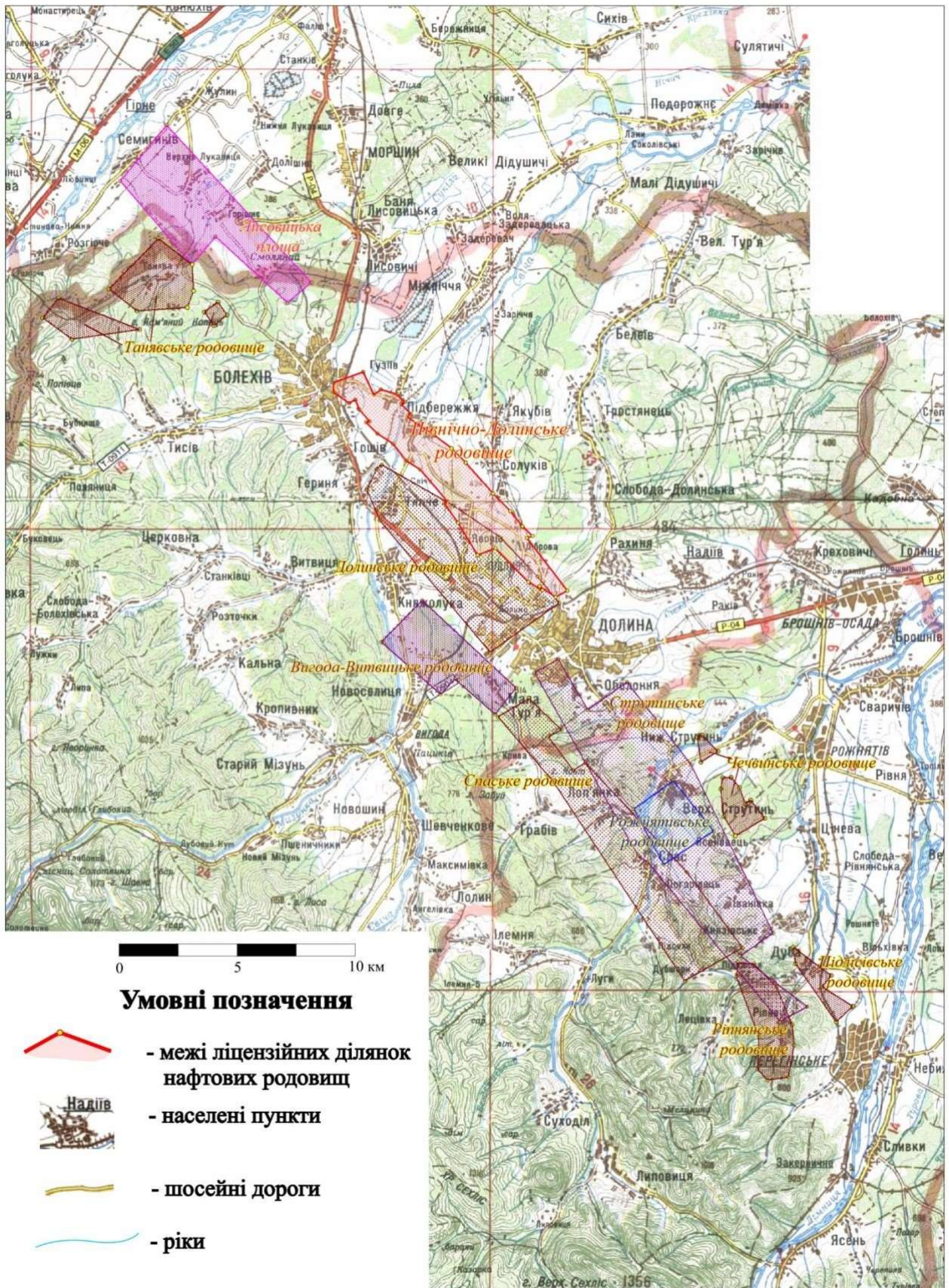


Рисунок 1.1-Оглядова карта-схема ліцензійної ділянки Чечвинського родовища [1].

## 1.2 Короткі відомості про геологічну вивченість і розвідку родовища

Розвідувальні роботи на Чечвинському родовищі проводились в декілька етапів:

I – 1959-1961 р.р. - це початок буріння перших свердловин (1-Н.Стр. та 3-Н.Стр.);

II – 1967 р. – початок буріння свердловин 2-Н.Стр і 4-Н.Стр. Оскільки перший приплив нафти був отриманий у свердловині 2-Н.Стр в 1968 р., то ця дата повинна являтися датою відкриття родовища;

III – період розвідки – 1979 р. – початок буріння св. 1-Чечва.

Таким чином, розвідка велась на протязі 1959-1990 р.р., тобто 31 рік.

Геологорозвідувальні роботи в межах Чечвинського родовища проводились з метою з'ясування перспектив і оцінки нафтогазоносності палеогенових відкладів. У результаті проведених на родовищі сейсмічних досліджень і пошуково-розвідувального буріння було вивчено геологічну будову і встановлено промислову нафтогазоносність олігоценних відкладів. В період 1980-1982 рр. об'єднанням “ЗахідУкргеологія” прирошені запаси нафти в кількості 3946/980 тис.т, які прийняті на баланс ВГФ. В 1985 р. КГТП об'єднання “ЗахідУкргеологія” проведено перерахунок запасів Чечвинського родовища з представленням в ЦКЗ, однак запаси в кількості 2543/584 тис.т категорії С1 не були затверджені. Переінтерпритація фактичного геолого-промислового матеріалу дозволила авторам роботи провести оперативний перерахунок запасів нафти, згідно якого по всім трьом виділеним покладам запаси склали 978 тис.т категорії С<sub>1</sub> і 1230 тис.т категорії С<sub>2</sub>. В проекті розглядалися питання розробки нижньо- та верхньоменілітових покладів Спаського блоку Чечвинського родовища.

Розробка Чечвинського родовища проводилась за проектом пробної експлуатації, складеним ЦНДЛ у 1986 р., технологічною схемою розробки 1989 р. та уточненою технологічною схемою 2000 р.

Основні положення проекту 1986 р. передбачали розробку покладів на режимах виснаження при бурінні двох випереджувально-експлуатаційних свердловин з введенням їх у дію в 1992-1993 рр.

Технологічною схемою розвинуті попередні проектні рішення в частині виділення експлуатаційних об'єктів, їх додаткового розбурювання та розробки на природних режимах. Розглянутий варіант з підтриманням пластового тиску шляхом приконтурного заводнення за економічними показниками, обтяженими рівнями додаткових капітальних вкладень на створення системи ППТ, визнано нераціональним. Варіант II, затверджений ВАТ “Укрнафта” (протокол засідання техніко-економічної Ради від 9.02.1990 р.), реалізовано дещо із затриманням строків буріння свердловин 21, 22-Чечва (1995, 1997 рр.).

Комплексною еколого-геологічною партією ДГП “Західукргеологія” із залученням Івано-Франківської експедиції геофізичних досліджень та інституту УкрДГРІ проведено підрахунок запасів станом на 01.01.1999 р. об'ємним

методом за класифікацією СРСР 1983 р. і подано на затвердження ДКЗ України в кількості : поточні запаси категорії С<sub>1</sub> – нафти 989/114 тис.т, розчиненого газу 192/174 млн м<sup>3</sup>, категорії С<sub>2</sub> – нафти 1541/224 тис.т, розчиненого газу 394/363 млн м<sup>3</sup> [1].

Об'єкти розробки М1-1, М1-2, М1-3, М1-4, які містяться в менілітових відкладах Нижньострутинської складки, в її Нижньострутинському та Спаському тектонічному блоках, відрізняються між собою величинами початкових та поточних пластових тисків, властивостями флюїдів, гідродинамічними характеристиками, гіпсометрією, ступенем вивченості та освоєнням. Підготовленими до промислової розробки є поклади, розташовані в межах Спаського блоку - М1-1 І ділянки, М1-2 та М1-3 ІІ ділянки. Запаси покладів М1-1 та М1-2 Нижньострутинського блоку, М1-2 І ділянки та М1-4 І+ІІ ділянок Спаського блоку повністю віднесені до класу 122+222, що за таксонами 1983 р. відповідає категорії С<sub>2</sub>, і вимагають дорозвідки [1].

Уточненою технологічною схемою розглядалось два варіанти розробки родовища. За першим варіантом розробка ведеться існуючим фондом свердловин, при цьому накопичений видобуток вуглеводнів з початку розробки родовища складатиме 102,48 тис.т нафти та 42,69 млн.м<sup>3</sup> нафтового газу, відбір видобувних запасів – 70,19 %, коефіцієнт нафтовилучення – 0,102, проектний період триває до 2080 року. Другий варіант передбачає нарощування видобувного фонду свердловин за рахунок введення в експлуатацію видобувної свердловини 23-Чечва і відновлення з консервації свердловини 1-Цинява, при цьому накопичений видобуток вуглеводнів з початку розробки родовища складатиме 146,0 тис.т нафти та 99,0 млн.м<sup>3</sup> нафтового газу, відбір видобувних запасів – 99,99 %, коефіцієнт нафтовилучення – 0,146, проектний період триває до 2065 року. До впровадження прийнятий другий варіант [1].

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

### 2.1 Стратиграфія

Згідно тектонічної схеми (Глушко В.В., Шакін В.А. та ін. 1996р.) Передкарпатський прогин розділений на три генетично різних зони: Бориславсько – Покутську, Самбірську та Більче – Волицьку. Перша закладена на власне геосинклінальному флішовому ложі і заповнена флішем та моласами. Друга – за межами накопичення флішу, третя – на мезозойській платформеній основі і виповнена моласами неогену [2].

Чечвинське родовище розташоване в межах Бориславсько – Покутської зони, яка представлена лінійно витягнутою системою складок-лусок, згрупованих в три яруси. Складки, як правило, перевернуті на північний схід та мають часто круті північно-східні крила і пологі південно-західні. В межах родовища встановлено два поверхи складок. До першого віднесена Верхньо-Струтинська, Нижньо-Струтинська складки та її відворот. До другого – Рожнятівська (Ясеновецька) складка. Розрізи складок представлені крейдовими і палеогеновими флішовими відкладами та моласами неогену.

Розчленування розрізу проведено згідно стратиграфічної схеми УкрДГРІ (1978р.). Вікові підрозділи охарактеризовані мікрофауною [2].

#### **Крейдяна система – К**

Крейдяна система на родовищі представлена тільки верхнім відділом.

#### **Верхній відділ. Стрийська світа – K<sub>2st</sub>**

Верхньокрейдяні відклади в межах Чечвинського родовища розкриті свердловинами 4-Чечва, 1-Ценява. Розріз недостатньо охарактеризований керном, тому описаний по аналогії з сусідніми площами.

Стрийська світа представлена ритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики – світло-сірі, зеленувато-сірі, сильно вапнисті, низько пористі та слабопроникливі.

Алевроліти сірі, голубувато-сірі, вапнисті.

Аргіліти сірі, зеленувато-сірі, не вапнисті. Товщина прошарків аргілітів не перевищує 3 см.

За кривими стандартного каротажу розріз стрийської світи характеризується, як низькоомний.

Уявний опір порід коливається в межах 5-18 Ом. В зв'язку з відсутністю корелятивних пачок ямненських пісковиків, надямненських строкатих відкладів в палеоцені провести межу між крейдою і палеоценом неможливо. Тому, товщина крейдових відкладів в розрізі Нижньо-Струтинської складки точно не встановлена і знаходиться в межах 250-280 м.

#### **Палеогенова система – Р**

Відклади палеогену залягають на верхньокрейдових і представлені трьома відділами: палеоценом, еоценом і олігоценом.

#### **Палеоцен – Р<sub>1</sub>**

Палеоценові відклади розкриті свердловиною 4-Чечва. Розріз представлений аргілітами з прошарками пісковиків. Аргіліти сірі, зеленувато-сірі, інколи темно-сірі, не вапнисті з прошарками піщаних різновидностей.

Розкрита товщина 50-100 м.

### **Еоцен – P<sub>2</sub>**

Відклади еоцену в межах родовища представлені манявською, вигодською і бистрицькою світами.

#### **Нижній еоцен. Манявська світа – P<sub>2</sub>mn**

Розкрита свердловиною 4-Чечва та частково свердловинами 1, 6, 8-Чечва, 2,4-Н. Струтинь. Породи манявської світи згідно перекривають палеоцен. Розріз світи представлений тонко- і середньоритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків.

Аргіліти темно-сірі, слабо слюдісті, невапнисті.

Алевроліти і пісковики зеленувато-сірі, невапнисті, слюдісті, тріщинуваті. За діаграмами стандартного каротажу розріз світи характеризується, як низькоомний. Уявний опір порід не перевищує 10 Омм. Товщина манявської світи в свердловині 4-Чечва – 127 м, а в підвернутому крилі – 115 м.

#### **Середній еоцен. Вигодська світа – P<sub>2</sub>vg**

Згідно залягає на відкладах манявської світи і розкрита практично всіма свердловинами, пробуреними на Чечвинському родовищі. Розріз світи в межах площі і родовища представлений чергуванням аргілітів сіро-зелених, невапнистих з пісковиками і алевролітами сірими слабовапнистими. За діаграмами стандартного каротажу розріз світи середньоомний. Опір коливається від 10 до 25 Омм. Розкрита товщина світи від 20 до 80 м.

#### **Верхній еоцен. Бистрицька світа – P<sub>2</sub>bs**

Згідно залягає на відкладах вигодської світи. Представлена товщею аргілітів з прошарками пісковиків, алевролітів. В подошвенній частині розрізу відмічаються конгломерати і гравеліти.

Аргіліти темно-сірі, зеленувато-коричнувато-сірі, невапнисті щільні.

Пісковики і алевроліти кварцові, сірі і зеленувато-сірі, дрібнозернисті, невапнисті. На діаграмах стандартного каротажу уявний опір коливається в межах 8-17 Омм. Товщина світи 60-159 м.

### **Олігоцен – P<sub>3</sub>**

Олігоцен представлений менілітовою світою, яка представлена двома підсвітами. Відклади олігоцену згідно залягають на породах еоцену.

#### **Нижньомелітова підсвіта – P<sub>3</sub>ml<sub>1</sub>**

В основі підсвіти залягають шешорський і нижньороговиковий горизонти.

Шешорський горизонт представлений пачкою світло-сірих пісковиків і алевролітів з прошарками темно-сірих до чорних аргілітів.

Роговиковий горизонт є регіональним маркуючим репером. Його опір складає 60-80 Омм, а товщина сягає 20-30 м. Літологічно представлений чергуванням сірих і світло-сірих пісковиків з прошарками чорних з коричневим відтінком аргілітів, алевролітів та кременів.

Над роговиковим горизонтом залягає пачка чорних бітумінозних аргілітів з рідкими прошарками алевролітів. Товщина горизонту коливається в межах 10-50 м. Вище по розрізу залягає 100 м пачка клівських пісковиків, які є основним продуктивним горизонтом в межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. З ним пов'язаний поклад МЛ-2 в блоці свердловин 1, 4-Чечва. Літологічно клівські пісковики кварцеві, різнозернисті, з високою пористістю і проникливістю. Товщина пісковиків в межах родовища коливається

від кількох см до м.

Уявний опір пісковиків за даними стандартного каротажу перевищує 50 Омм.

Клівські пісковики перекриваються пачкою сіро-зелених сланців, представленою аргілітами сіро-зеленими, алевритистими, тонкошаруватими. Товщина пачки 15-40 м. Вище по розрізу знаходиться піщано-алевритиста пачка-горизонт “п’яти пластів”, представлена перешаруванням пісковиків і алевролітів з аргілітами. Пісковики сірі, дрібнозернисті, слюдисті, невапнисті, тріщинуваті, хвилясто-шаруваті.

Алевроліти темно-сірі, слюдисті, невапнисті.

Аргіліти темно-сірі, чорні, іноді з коричневим відтінком, слюдисті, невапнисті.

Товщина пластів пісковиків коливається від кількох см до м.

На діаграмах стандартного каротажу уявний опір пачки “п’яти пластів” сягає більше 50 Омм. Товщина її 60-80 м.

Завершує розріз нижньоменілітової підсвіти горизонт перших сіро-зелених сланців. Товщина його змінюється в межах 15-65 м. Загальна товщина підсвіти в межах площі і родовища складає 129-380 м.

### **Середньоменілітова підсвіта – P<sub>3</sub>m<sub>2</sub>**

Представлена сірими і темно-сірими невапнистими і слабовапнистими алевролітами і пісковиками. В нижній частині підсвіти виявлена пачка сірих, зеленувато-сірих переважно невапнистих аргілітів з прошарками пісковиків. Вище – піщано-сланцевий горизонт. Це чергування аргілітів, пісковиків та алевролітів.

Аргіліти сірі, чорні, слюдисті, кременисті.

Пісковики і алевроліти сірі, темно-сірі, щільні вапнисті і невапнисті.

Завершується розріз середньоменілітової підсвіти горизонтом пісковиків (“19-й горизонт”), який являється нафтонасиченим. Потужність підсвіти 35-89 м.

### **Верхньоменілітова підсвіта – P<sub>3</sub>m<sub>3</sub>**

У подошвенній частині залягає верхньо-роговиковий горизонт, представлений темно-сірими аргілітами з прошарками кременів і пісковиків. Далі по розрізу йде аргілітові товща з прошарками пісковиків і алевролітів, рідше з доломітами та туфитами.

Аргіліти темно-сірі, алевролітисті, що інколи переходять в алевроліти вапнисті.

Пісковики та алевроліти сірі, темно-сірі, дрібнозернисті, невапнисті, щільні. Розкрита товщина підсвіти в районі родовища складає 60-119 м.

### **Неогенова система – N**

Представлена відкладами поляницької та воротищенської світи.

#### **Поляницька світа – N<sub>1</sub>p<sub>1</sub>**

Неузгоджено залягає на палеогенових відкладах. Літологічно представлена сірими і темно-сірими аргілітами з прошарками сірих і темно-сірих пісковиків та алевролітів.

На каротажних діаграмах уявний опір коливається від 3 до 15 Омм. Товщина світи в межах родовища змінюється від 400 до 1360 м.

## **Воротищенська світа – N<sub>1</sub>v<sub>r</sub>**

Літологічно представлена глинами з прошарками пісковиків та конгломератів. Зустрічаються пласти і включення повареної та калійної солей.

Глини і аргіліти слюдисті та вапнисті. Пісковики сірі, дрібно - і різнозернисті, поліміктові, слюдисті. Уявні опори змінюються від 0 до 40 Омм. Товщина світи в межах родовища коливається від 412 до 1438 м.

## **Антропогенова система**

Відклади антропогенової системи представлені суглинками, глинами, пісками, галечниками. Їхня товщина коливається в межах від 0 до 18м.

## **2.2 Тектоніка**

Чечвинське нафтове родовище розміщене в центральній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину і приурочене до північно-західної перикліналі Нижньоострутинської складки. Тектоніка району складна. На основі фактичного матеріалу більшість геологів виділяють тут 2 поверхи складок. До першого віднесені складки: Спаська, Верхньоострутинська, Нижньоострутинська і її підворот. До другого – Рожнятівська (Ясеновецька) складка [1].

Загальним для всіх структур є їх насувний характер (складки насунуті одна на одну в північно-східному напрямку, асиметричні). В кожному ярусі фронтальні складки мають підвернуті північно-східні крила. Наявність підвернутого крила є надійною ознакою групування складок в структурні поверхи. До фронтальної складки в досліджуваному районі відноситься Нижньоострутинська. Поверхи складок розділені лінією насуву з амплітудою до 3 км [1].

Значну роль в будові структур всіх поверхів відіграють, крім поздовжніх насувів, поперечні скидо-зсуви. Площини таких порушень не рідко просліджуються по розрізу всього осадового комплексу. Вони обумовлюють блокову будову. В межах Чечвинського родовища виділяються: Струтинський, Спаський і Ясеновецький блоки. Спаський блок, в свою чергу, розділений поперечним порушенням на дві ділянки. У результаті буріння глибоких пошуково-розвідувальних свердловин на Чечвинській площі детально вивчені складки тільки першого структурного поверху (Верхньо – і Нижньоострутинська). Виключенням є єдина свердловина 4-Чечва, яка при вибої 4904 м пройшла відворот Нижньоострутинської складки і ввійшла в відклади поляницької світи Рожнятівської складки другого поверху. Верхньоострутинська складка розкрита всіма свердловинами Чечвинського родовища і представлена відкладами воротищенської та поляницької світ. Ця складка розташована південно-західніше Нижньоострутинської і перекриває при цьому її південно-західне крило [1].

Нижньоострутинська складка – це фронтальна структура першого ярусу. В межах родовища вона виявлена 12 свердловинами, зокрема, 1, 2, 3, 4, 5, 21, 22-Чечва, 1-Ценява, 1, 3-Струтинь і 1, 4-Н. Струтинь. Встановлено, що в структурному відношенні це асиметрична антикліналь північно-західного простягання з протяжним південно-західним крилом. Кут нахилу до – 450. Північно-східне крило підвернуте і розрізане площиною насуву на дві частини. З позицій нафтогазоносності цікавість представляє лише його верхня частина. В будові Нижньоострутинської складки приймають участь верхньокрейдові, палеогенові (палеоцен, еоцен, олігоцен) та неогенові відклади. Нафтові поклади Чечвинського родовища приурочені до менілітових відкладів Струтинського і Спаського блоків. Згідно сейсмічних матеріалів та даних буріння в межах родовища виділяються три поперечних порушення, два з яких пройдені свердловинами 2, 6-Чечва [1].

Свердловиною 6-Чечва розкритий поперечний скид на глибині 2465 м. Скид північно-східного простягання. Пройшовши його, свердловина з менілітів Рожнятівського блоку ввійшла в такі ж відклади Ясеновецького блоку. Це порушення обмежує Чечвинське нафтове родовище на південному сході. Його площа досить крута і нахилена на південний схід під кутом до 700, амплітуда скиду 100 м. Свердловина 2-Чечва пройшла на глибині 2835 м поперечне порушення, яке розділяє Спаський блок на дві окремі ділянки. Його амплітуда складає 120 м. Порушення має північно-східне простягання і нахилене північний захід під кутом 800. Третє порушення проводиться за даними сейсмічних досліджень між свердловинами 2, 4-Нижній Струтинь та результатами випробування цих свердловин. Воно розмежує Струтинський та Спаський блоки. Його простягання північно-східне, нахил північно-західний, амплітуда по покрівлі менілітових відкладів – 50 м. Таким чином, в межах Чечвинського родовища, виділяються три блоки, які утворюють самостійні гідродинамічні системи і є окремими об'єктами підрахунку запасів вуглеводнів. Перший – Струтинський блок, в якому пробурено дві свердловини 1, 2-Н.Струтинь. Перша при глибині 2736 м ліквідована по технічних причинах, а друга – розкрила нафтовий поклад на глибині 2836 м [1].

Другий – північно-західна ділянка Спаського блоку, де пробурені свердловини 1, 3-Струтинь, 2, 4-Н. Струтинь, 5, 22-Чечва і 1-Ценява. Третій – південно-східна ділянка Спаського блоку, де пробурені свердловини 1, 4, 21-Чечва. Поклад нафти на даній ділянці розкритий свердловиною 1-Чечва в розрізі клівських пісковиків нижньоменілітової світи та свердловиною 21-Чечва в розрізі “19 пласта” середньоменілітової підсвіти [1].

## **2.3 Нафтогазоносність та літолого-фізична характеристика продуктивних горизонтів**

В розрізі менілітової світи олігоцену виявлено чотири продуктивних горизонти: М1-1, М1-2, М1-3, М1-4. Горизонт М1-1, який виділено у верхньоменілітовій підсвіті, розкритий свердловинами 1, 2, 4, 5, 6, 22-Чечва, 2, 4-Н.Струтинь, 1, 3-Струтинь та 1-Цинява. Промислові припливи нафти одержані в свердловинах 5, 22-Чечва. Горизонт М1-2, який об'єднує колектори середньоменілітової підсвіті, розкритий свердловинами 2, 4-Н.Стр., 1, 4, 5, 21-Чечва. Промислові припливи нафти зафіксовані в свердловинах 21-Чечва, 2-Н.Стр. Горизонт М1-3 пов'язаний з нижньоменілітовою підсвітою – її верхньою частиною та горизонтом клівських пісковиків, розкритий свердловинами 1, 4, 5-Чечва, 2, 4-Н.Стр. та 1-Стр., промислові припливи одержані в свердловині 1-Чечва. Горизонт М1-4 залягає в підшві нижньоменілітової підсвіті в зоні розповсюдження надроговиків горизонту, розкритий свердловинами 1, 4, 5-Чечва, 2, 4-Н.Стр. та 1-Стр., промислові припливи одержані в свердловині 1-Цин. В межах родовища пробурено 12 свердловин, в т. ч. 8 пошукових (1, 2, 4-Чечва, 2, 4-Н.Стр, 1, 3-Стр., 1-Цин), 2 розвідувальні (5, 6-Чечва) та дві експлуатаційні (21, 22-Чечва), в т. ч. на Нижньо-Струтинському блоці свердловина 2-Н.Стр., на північно-західній ділянці Спаського блоку – свердловини 1, 3-Стр., 4-Н.Стр., 5, 22-Чечва, 1-Цин., на південно-східній ділянці цього ж блоку свердловини 1, 2, 4, 6, 21-Чечва. 3 геологічних причин ліквідовані свердловини 2, 4, 6-Чечва, 1, 3-Стр., 2, 4-Н.Стр. Дослідно-промислова розробка здійснюється свердловинами 1, 5, 21, 22-Чечва, 1-Цин. Поклади обох ділянок Спаського блоку утворюють окремі гідродинамічні системи і відповідно самостійні об'єкти розробки [1].

## **2.4 Гідрогеологічна характеристика**

Пластові води розкриті на родовищі в еоценових та олігоценових відкладах. На Нижньо-Струтинському блоці водоносні комплекси досліджені в свердловині 2-Н.Стр у вигодській і манявській світах (інтервал 3385-3366 м, 3617-3485 м). Води являють собою розсоли хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 74-100 г/л, ступенем метаморфізму 0,87-0,97. Дебіти води коливаються від 4,2 до 10,6 т/д. В межах північно-західної ділянки Спаського блоку еоценові водоносні горизонти досліджені в свердловинах 4-Н.Стр. та 1-Цин. Води хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 152-170 г/л (св. 4-Н.Стр.) та 5,1 г/л (св.1-Цин.) характеризуються аномально-високим пластовим тиском (52,7 МПа на глибині 3142 м) [1].

Водоносність еоценового комплексу на південно-східній ділянці Спаського блоку встановлена свердловиною 1-Чечва. Вода хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 24,6 г/л при дебіті 0,96 м<sup>3</sup>/д. Пластові води олігоцену

вивчені по всій площі родовища. На Нижньо-Струтинському блоці у свердловині 2-Н.Стр. з інтервалу 3020-3035 м одержано дебіт 172 м<sup>3</sup>/д при переливі. Води сульфатно-натрієвого типу з мінералізацією 134 г/л. На північно-західній ділянці Спаського блоку води вивчені за аналізами по свердловинах 4-Н.Стр. та 5-Чечва. По свердловині 4-Н.Стр. води хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 133 г/л, дебіт 3,9 м<sup>3</sup>/д при динамічному рівні 2197 м. В свердловині 5-Чечва води гідрокарбонатно-натрієвого та хлоркальцієвого типу з мінералізацією 37-102 г/л, дебіт 600 м<sup>3</sup>/д (інтервал 2690-2653 м) та 220 м<sup>3</sup>/д (інтервал 2563-2541 м) при переливі. Пластові тиски 49 МПа/ 2673 м та 38 МПа/ 2553 м вказують, які в еоценових водоносних горизонтах ділянки, на наявність зони АВІТ. В свердловині 1-Цин (інтервал 2776-2730 м) одержано приплив рідини дебітом 2,5 м<sup>3</sup>/д (20 % води), вода хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 9,5 г/л подібна за складом до еоценової (5,1 г/л) по цій же свердловині [1].

На південно-східній ділянці Спаського блоку пластові води менілітових відкладів вивчені за аналізом по свердловині 1-Чечва (інтервал 2995-2912 м). Вода хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 16,8 г/л, дебіті складає 3,3 м<sup>3</sup>/д при динамічному рівні 1045 м. Характеристика пластових вод палеогенового комплексу відкладів родовища наведена в таблиці 2.1.



## 2.5 Термобаричні умови

Дослідження свердловин в процесі освоєння проводилось методом заміру рівнів. Забір рівнів здійснювався через окремі проміжки часу на протязі 2-4 діб. За даними замірів рівнів визначались потенціальні дебїти свердловин, статичні рівні, пластовий тиск і коефіцієнт продуктивності. Заміри статичних гирлових тисків виконувалися взірцевими манометрами, а іноді і технічними манометрами. За результатами замірів по барометричній формулі розраховувались пластові тиски. У нових свердловинах пластові тиски замірялись глибинними манометрами із класом точності 1,5 (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Осереднені значення тиску і температури по розрізу свердловин родовища [2].

Індекс стратиграфічного підр.	Інтервал, м		Гradient тиску, МПа/м								Температура в кінці інтервалу			
			пластового		джерело інформації	гідророзриву		джерело інформації	гірського		джерело інформації	Порового	°C	джер. інф
	від	до	від	до		від	до		від	до				
Q	0	10	0,01	0,01	Розраховано по фактичних замірах в	0,016	Аналогічно	Прогноз по геофізичних	0,023	0,023	Прогноз по геофізичних	Нема інформації	6	Розраховано по фактичних замірах в
P <sub>2bs</sub>	10	100				0,019							8	
P <sub>3ml1</sub>	100	900				0,019							23	
P <sub>3ml2</sub>	900	1500				0,020							39	
P <sub>3ml1</sub>	1500	2050				0,019							53	
P <sub>2bs</sub>	2050	2150				0,020							55	
P <sub>2vg</sub>	2150	2250				0,019							57	
P <sub>2mn</sub>	2250	2550				0,020							66	
P <sub>2jm</sub>	2550	2650				0,019							68	
K <sub>2st</sub>	2650	2850				0,020							74	
P <sub>1jm</sub>	2850	2980				0,019							77	
P <sub>2mn</sub>	2980	3050				0,020							79	
P <sub>3ml</sub>	3050	3300				0,019							85	
P <sub>3ml3</sub>	3300	3450				0,019							88	
P <sub>3ml2</sub>	3450	3700				0,020							95	
P <sub>3ml1</sub>	3700	4100				0,019							106	
P <sub>2bs</sub>	4100	4200				0,020							108	
P <sub>2vg</sub>	4200	4280				0,019							110	
P <sub>2mn</sub>	4280	4300				0,019							110	

## 3 СКЛАД ТА ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ, ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ

### 3.1 Фізико-хімічні властивості нафти і нафтового газу

У поверхневих умовах нафта вивчалася по 7-ми свердловинах (1, 2, 5, 6, 21, 22-Чечва, 1-Цинява). Всього на родовищі відібрано 27 проб.

Фізико-хімічні властивості, груповий і структурно-груповий склад сепарованої нафти наведені в таблиці 3.1 [2].

Нафта покладу МЛ-1 вивчена по 4-х пробах в свердловинах 5, 22-Чечва (1 дільниця Спаського блоку). Її густина в середньому складає 849 кг/м<sup>3</sup>. Кінематична в'язкість при 50<sup>0</sup>С коливається від 4,94 до 7,19 МПа х с, а вміст парафіну від 4,45 до 8,7%. Нафта малосірчиста ( вміст сірки 0,09-0,17% ), молярна маса від 224 до 258. Нафта парафіниста, смолиста малосірчиста. Згідно технологічної класифікації за вмістом парафіну відноситься до виду П, за вмістом сірки до 1 класу, по виходу фракцій – до типу Т [2] .

Нафта покладу МЛ-2 в блоці свердловин 2, 21-Чечва вивчена по 2-х пробах. Її густина коливається від 846,6 до 859,3 кг/м<sup>3</sup>. Кінематична в'язкість при 50<sup>0</sup>С коливається від 5,2 до 5,34 МПахс, а вміст парафіну дорівнює 8,17. Нафта малосірчиста (вміст сірки 0,32%). Молярна маса від 178,9 до 229. Нафта високопарафіниста, високосмолиста, малосірчиста. Згідно технологічної класифікації за вмістом парафіну відноситься до типу П, за вмістом сірки до першого класу, по виходу фракцій до типу Т [2].

У менілітових відкладах Нижньострутинського та Спаського (1 і 2 дільниці) блоків Чечвинського родовища відкрито 8 нафтових покладів. Параметри пластових флюїдів кожного покладу дещо відрізняються між собою.

У Нижньострутинському блоці промислові припливи нафти до 4,6 т/добу отримано під час випробування інтервалу 2875-2865 м ( відклади МЛ-2 ) у свердловині 2-Н. Струтить. Початковий пластовий тиск  $P_{пл}=44,6$  МПа. Відношення до умовного гідростатичного тиску дорівнює 1,554. Пластова температура – 78<sup>0</sup>С. Пластова нафта являє собою вуглеводневу систему перехідного стану. Об'ємний коефіцієнт дорівнює 2,150, усадка – 53,5%, густина – 575,8 кг/м<sup>3</sup>, в'язкість – 0,25 мПахс. З причин незначного надтиску  $\Delta P=4,8$  МПа, різниця між величинами параметрів при  $P_{пл}$  і  $P_n$  – мінімальна.

У межах 1-ої дільниці Спаського блоку виявлено 3 нафтових поклади [2].

З верхнього покладу (МЛ-1) отримано продукцію дебітом 7 т/добу у свердловині 5-Чечва. Випробувався інтервал 2450-240 м. Початковий пластовий тиск ( $P_{пл}$ ) 42,1 МПа, температура 69<sup>0</sup>С. Для вказаних глибин  $P_{пл}$  є аномально високим. Відношення його до умовного гідростатичного тиску дорівнює 1,722. У процесі випробування свердловини ( листопад 1981р. ) відібрано 3 кондиційні проби нафти, які були експериментально досліджені в УкрДГРІ 1-4 грудня цього ж року.

Вуглеводнева система являє собою нафту звичайного типу з середнім надтиском  $\Delta P = P_{пл} - P_n = 13,4$  МПа в початкових пластових умовах (таблиця 2.2).

Вона характеризується середніми газовмістом ( $1,621 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ), об'ємним коефіцієнтом 1,385 (усадка 27,8%), густиною  $728,1 \text{ кг}/\text{м}^3$  та низькою в'язкістю ( $0,76 \text{ мПа} \times \text{с}$ ). У складі розчиненого газу 85,14 мольн. % метану, 5,45 мольн. % етану, та 6,66 мольн. % компонентів  $C_3-C_5$  (або 12,1 мольн. % сполук  $C_2-C_5$ ) [2].

Густина стабільної нафти середня і дорівнює  $855,2 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Це малосірчиста (0,11 мас.%), високопарафініста (9,04 мас.%) та смолиста (7,43 мас.%) вуглеводнева рідина, яка містить незначну кількість (0,10 мас.%) асфальтенів.

На 2-ій ділянці Спаського блоку під час випробування свердловини 21-Чечва розкритого покладу у відкладах МЛ-2 (інтервал 2675-2543 м) початковий приплив нафти становив 11,0 т/добу. Пластовий тиск рівний тиску насичення  $P_{пл}=P_n=32,6$  МПа; нафта повністю насичена газовою фазою, температура у покладі  $70^\circ\text{C}$ . Газовміст становив  $174,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; об'ємний коефіцієнт – 1,530 (усадка 34,6%); густина в пластових умовах –  $645,0 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; в'язкість –  $0,61 \text{ мПа} \times \text{с}$ . У складі розчиненого газу 89,8 мольн. % метану; 4,25 мольн. % етану; 5,52 мольн. % компонентів  $C_3-C_6$ .

Густина стабільної нафти дорівнює  $846,6 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Вона містить 0,32 мас. % сірки; 8,17 мас. % парафіну; 10,55 мас. % силікагелевих смол та 0,15 мас. % асфальтенів. Відноситься до мало сірчистих, високопарафіністичних і високосмолистичних нафт.

Таблиця 3.1 – Фізичні параметри пластових нафт Чечвинського родовища [2].

Параметри	Індекс	Одиниця виміру	Значення		
			Нижньо струтинський блок	Спаський блок	
				1-а ділянка	2-а ділянка
				МЛ-2	МЛ-1
1	2	3	4	5	6
1. Пластовий тиск	$P_{пл}$	МПа	44,6	42,1	31,6
2. Пластова температура	$t_{пл}$	$^\circ\text{C}$	78	69	70
3. Тиск насичення	$P_n$	МПа	39,8	28,7	31,6
4. Величина надтиску( $P_{пл}-P_n$ )	$\Delta P$	МПа	4,8	13,4	--
5. Густина нафти:					
- пластової (при $P_{пл}$ )	$\rho_{пл}$	$\text{кг}/\text{м}^3$	575,8	728,2	645,0
- насиченої (при $P_n$ )	$\rho_n$	$\text{кг}/\text{м}^3$	565,4	709,9	
- дегазованої (при $t = 20^\circ\text{C}$ )	$\rho_{нст}$	$\text{кг}/\text{м}^3$	860,0	855,2	846,6

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6
6. Середня густина розчиненого газу: - в нормальних умовах - відносна	$\rho_r$ $\rho_r(B)$	кг/м <sup>3</sup> –	964 800	835 693	814 676
7. Газовміст пластової нафти	$r$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /т	392,0 455,8	162,1 189,0	174,0 205,5
8. Середній коефіцієнт розчинності газу	$\alpha_{cp}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Мпа <sup>-1</sup> м <sup>3</sup> /т Мпа <sup>-1</sup>	9,85 11,45	5,65 6,59	5,51 6,50
9. Об'ємний коефіцієнт нафти: при $P_{пл}$ - при $P_n$	$\chi_{пл}$ $\chi_n$	- -	2,150 2,190	1,385 1,421	1,530 1,530
10. Усадка пластової нафти	$B$	%	53,5	27,8	34,6
11. Перерахунковий коефіцієнт усадки	$\theta$	-	0,465	0,722	0,654
12. Середній коефіцієнт стисливості флюїду	$\beta_{cp}$	10 <sup>-3</sup> МПа <sup>-1</sup>	3,763	1,885	-
13. Коефіцієнт термічного розширення	$\eta_T$	10 <sup>-3</sup> (°C <sup>-1</sup> )	1,311	0,853	-
14. В'язкість нафти - при $P_{пл}$ - при $P_n$ - дегазованої (при $t_{пл}$ )	$\mu_{пл}$ $\mu_n$ $\mu_{дер(t)}$	мПа х с мПа х с мПа х с	0,25 0,23 -	0,76 0,52 1,58	0,61 0,61 2,90
15. Компонентний склад розчиненої газової фази	$N_2$ $CO_2$ $C_1$ $C_2$ $C_3$ $\Sigma C_4$ $\Sigma C_{5+}$	мольн.% мольн.% мольн.% мольн.% мольн.% мольн.% мольн.%	- - - - - - -	2,44 1,31 84,14 5,45 2,03 4,05 0,58	0,38 0,05 89,80 4,25 2,31 1,89 1,32
16. Вміст вуглеводнів $C_{3+}$ в розчиненому газі	$q_m$	кг/м <sup>3</sup>	-	0,153	-
17. Вміст компонентів: - сірка - парафін - смоли - асфальтени	- - - -	мас.% мас.% мас.% мас.%	- - - -	0,11 9,04 7,43 0,10	0,32 8,17 10,55 0,15

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6
18. Склад пластового флюїду	N <sub>2</sub>	мольн.%	-	1,61	0,24
	CO <sub>2</sub>	мольн.%	-	0,87	0,03
	C <sub>1</sub>	мольн.%	-	55,55	55,80
	C <sub>2</sub>	мольн.%	-	3,63	3,01
	C <sub>3</sub>	мольн.%	-	1,37	1,76
	ΣC <sub>4</sub>	мольн.%	-	2,76	2,32
	ΣC <sub>5+</sub>	мольн.%	-	34,21	36,84

### Розчинений в нафті газ

Всього було відібрано 8 проб розчиненого газу. Аналізуючи результати досліджень можна зробити висновок, що нафтові гази Чечвинського родовища характеризуються високим вмістом вуглеводневих компонентів. По об'єму вони складають 94-99%. Серед вуглеводнів переважає метан – 71-89%. Присутні: етан – 3,9-11%, пропан – 1-8%, бутани – 0,9-5,4%, пентани – 0,5-1,4%. Вміст гексанів + вищі компоненти коливаються від 0,12 до 1,1%.

Невуглеводневі компоненти присутні у невеликій кількості. Вміст азоту коливається від 0,2 до 2,4%, двоокису вуглецю від 0,2 до 1,3%. Густина газу по повітрю змінюється від 640 до 670 кг/м<sup>3</sup>. Газ практично не володіє корозійною активністю.

### 3.2 Нафта в поверхневих умовах

У поверхневих умовах нафта вивчалася по 7-ми свердловинах (1, 2, 5, 6, 21, 22-Чечва, 1-Цинява). Всього на родовищі відібрано 27 проб. Нафта покладу МЛ-1 вивчена по 4-х пробах в свердловинах 5, 22-Чечва ( 1 дільниця Спаського блоку). Її густина в середньому складає 849 кг/м<sup>3</sup>. Кінематична в'язкість при 50<sup>0</sup>С коливається від 4,94 до 7,19 МПа х с, а вміст парафіну від 4,45 до 8,7%. Нафта малосірчиста ( вміст сірки 0,09-0,17% ), молярна маса від 224 до 258. Нафта парафініста, смолиста малосірчиста. Згідно технологічної класифікації за вмістом парафіну відноситься до виду П, за вмістом сірки до 1 класу, по виходу фракцій – до типу Т [2].

Нафта покладу МЛ-2 в блоці свердловин 2, 21-Чечва вивчена по 2-х пробах. Її густина коливається від 846,6 до 859,3 кг/м<sup>3</sup>. Кінематична в'язкість при 50<sup>0</sup>С коливається від 5,2 до 5,34 МПа х с, а вміст парафіну дорівнює 8,17. Нафта малосірчиста ( вміст сірки 0,32% ). Молярна маса від 178,9 до 229. Нафта високопарафініста, високосмолиста, малосірчиста. Згідно технологічної класифікації за вмістом парафіну відноситься до типу П, за вмістом сірки до першого класу, по виходу фракцій до типу Т [2].

#### 4 ЗАПАСИ ВУГЛЕВОДНІВ РОДОВИЩА

У Державному балансі запасів корисних копалин на 01.01.1999 р. в покладах горизонтів МІ-1, МІ-2 Чечвинського родовища числились поточні балансові/видобувні запаси нафти категорії С<sub>1</sub> 1273/205 тис.т, розчиненого газу видобувні – 131 млн м<sup>3</sup>, які були визначені секцією геологічного і науково-методичного обслуговування геолого-розвідувальних робіт НТР Держкомгеології України (протокол від 14.01.1999 р.) [2].

Підрахунок запасів станом на 01.01.1999 р. виконано комплексною еколого-геологічною партією ДГП “Західургеологія” із залученням Івано-Франківської експедиції геофізичних досліджень свердловин та інституту УкрДГРІ об’ємним методом за класифікацією СРСР 1983 р. і подано на затвердження ДКЗ України в кількості: поточні запаси категорії С<sub>1</sub> – нафти 989/114 тис.т, розчиненого газу 192/174 млн м<sup>3</sup>, категорії С<sub>2</sub> – нафти 1541/224 тис.т, розчиненого газу 394/363 млн м<sup>3</sup> [2].

Відповідно до Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України 05.05.1997 р. за №432 та Інструкції із застосуванням Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України 10.07.1998 р. за № 46 та зареєстрованої в Мін`юсті України 24.07.1998 р. за № 475/2915, початкові загальні та балансові (видобувні) запаси вуглеводнів затверджені (протокол ДКЗ №548 від 11.04.2024 р.) станом на 01.01.2024 р. в кількості за кодами класів: нафти - 1002·10<sup>3</sup> т (111+211), 1783·10<sup>3</sup> т (122+222) та 146·10<sup>3</sup> т (111), 236·10<sup>3</sup> т (122), розчиненого газу – 175·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (111+211), 374·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (122+222) та 99·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (111), 172·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (122). Умовно балансові та позабалансові запаси становлять: нафти – 856·10<sup>3</sup> т (211), 1547·10<sup>3</sup> т (222), розчиненого газу – 76·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (211), 202·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (222). Станом на 01.01.2024 р. накопичений видобуток нафти становить 38,68·10<sup>3</sup>т, розчиненого газу – 9,26·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>. Поточні видобувні запаси нафти становлять 107·10<sup>3</sup> т, газу – 90·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> [2].

Поточні загальні та балансові (видобувні) запаси нафти та розчиненого газу наведені в таблиці 4.1.

**Таблиця 4.1** – Поточні, загальні та балансові (видобувні) запаси вуглеводнів Чечвинського родовища станом на 01.01.2024 р. [3].

Нафти											
Горизонт (поклад), блок свердловин		Початкові загальні запаси нафти, 10 <sup>3</sup> т		Коефіцієнт вилучення нафти, частка од.	Видобуток нафти, 10 <sup>3</sup> т	Поточні загальні запаси нафти, 10 <sup>3</sup> т		Поточні балансові (видобувні) запаси нафти, 10 <sup>3</sup> т		Умовно балансові та позабалансові запаси нафти, 10 <sup>3</sup> т	
		код класу				код класу		код класу		код класу	
		111+211	122+222			111+211	122+222	111	122	211	222
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
МІ-1	5, 22-Чв., 1-Цин.	411	-	0,1707	18,68	392	-	51,32	-	341	-
	2-Н.Стр.	-	93	0,1657	-	-	93	-	16	-	77
Всього по МІ-1		411	93	-	18,68	392	93	51,32	16	341	77
МІ-2	2-Н.Стр.	-	104	0,1289	-	-	104	-	14	-	90
	5, 22-Чв., 1-Цин.	-	532	0,1405	0,28	-	532	-	74,72	-	457
	1, 21-Чв.	120	478	0,1197	6,64	113	478	8,36	56	105	422

Продовження таблиці 4.1

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Всього по МІ-2			1114	-	6,92	113	1114	8,36	144,72	105	969
МІ-3	1, 21- ЧВ.	471	427	0,1295	12,5	459	427	48,5	56	410	371
МІ-4	1-Цин.	-	69	0,1207	0,59	-	69	-	8,41	-	60
	1-ЧВ.	-	80	0,124	-	-	80	-	10	-	70
Всього по МІ-4		-	149	-	0,59	-	149	-	18,41	-	130
Всього по родовищу		1002	1783	-	38,69	964	1783	108,18	235,13	856	1547

## Розчиненого газу

Горизонт (поклад), блок свердловин		Початкові загальні запаси розчиненого газу, $10^6\text{м}^3$		Коефіцієнт вилучення газу, частка од.	Видобуток газу, $10^6\text{м}^3$	Поточні загальні запаси розчиненого газу, $10^6\text{м}^3$		Поточні балансові (видобувні) запаси розчиненого газу, $10^6\text{м}^3$		Умовно балансові та позабалансові запаси розчиненого газу, $10^6\text{м}^3$	
		код класу				код класу		код класу		код класу	
		111+211	122+222			111+211	122+222	111	122	211	222
МІ-1	5, 22- ЧВ., 1-Цин.	78	-	0,6	4,87	74	-	41,13	-	31	-

Продовження таблиці 4.1

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
МІ-1	2- Н.Стр.	-	18	0,44	-	-	18	-	8	-	10
Всього по МІ-1		78	18		4,87	74	18	41,13	8	31	10
МІ-2	2- Н.Стр.	-	47	0,32	-	-	47	-	15	-	32
	5, 22- Чв., 1-Цин.	-	109	0,495	-	-	109	-	54	-	55
	1, 21- Чв.	25	98	0,4	1,6	23	98	8,4	39	15	59
Всього по МІ-2		25	254		2	23	254	8	108	15	146
МІ-3	1, 21- Чв.	72	66	0,59	2,7	69	66	39,3	39	30	27
МІ-4	1-Цин.	-	17	0,47	-	-	17	-	8	-	9
	1-Чв.	-	19	0,47	-	-	19	-	9	-	10

Кінець таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Всього по МІ-4	-	36	-	-	-	36	-	17	-	19
Всього по родовищу	175	374	-	9,17	166	374	88,83	172	76	202

## 5 СИСТЕМА РОЗРОБКИ РОДОВИЩА, РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

### 5.1 Результати експлуатації свердловин

Експлуатаційний фонд родовища налічує 5 свердловин – 1, 5, 21, 22-Чечва, 1-Цинява. Пошукова свердловина 1-Чечва і розвідувальна 5-Чечва введені в експлуатацію 31.12.1980 р. та 31.12.1983 р., експлуатаційні – 22-Чечва та 21-Чечва – 30.08.1995 р. та 31.07.1997 р. Сім пошуково-розвідувальних свердловин, пробурених в межах Чечвинського родовища (2, 4-Чечва, 2, 4-Н.Струтинь, 1, 3-Струтинь – пошукові та 6-Чечва - розвідувальна), ліквідовані з геологічних причин на протязі 1962-1983 рр. Пошукова свердловина 1-Цинява, закладена з метою оцінки перспектив нафтогазоносності палеогенових відкладів підвороту Нижньоострутинської складки, закінчена бурінням у 1992 р. В липні 2001 р введена в експлуатаційний фонд на поклад М1-1. Характеристика фонду свердловин родовища наведена в таблицях 4.1-4.2. У свердловині 1-Чечва нижньоменілітові відклади II ділянки Спаського блоку (поклад М1-3) перфоровані в інтервалах 2870-2832 м (ПКС-80) і 2852-2832 м (ПКС-89). Свердловина введена в експлуатацію фонтанним способом з початковим дебітом нафти на 4 мм штуцері 3,1 т/д при обводненості біля 2 % і газовому факторі 120 м<sup>3</sup>/т. У травні 1982 р. через швидке зниження дебіту (до 0,1 т/д на кінець 1981 р.), проведено достріл нижньоменілітових відкладів в інтервалі 2660-2630 м, проте збільшення дебіту не одержано. У березні 1983 р. свердловина переведена на глибинно-насосний спосіб експлуатації із збільшенням дебіту до 0,8 т/д, проведений згодом гідророзрив пласта (квітень 1985 р.) дозволив збільшити його до 2,5 т/д (в свердловину закачано 700 м<sup>3</sup> води та піску при тиску 46 МПа). Стабілізації відборів на цьому рівні сприяли також глино-кислотна обробка (серпень 1987 р.) та очищення привибійної зони пристроєм УОС (січень 1988 р.). У подальшому ремонтні роботи на свердловині зводились, в основному, до заміни насосу та ліквідації обриву штанг. З 1997 р. відмічається стале падіння дебіту нафти від 2,3 до 0,45 т/д у 1999 р., яке викликано насамперед технологічним фактором. У березні-квітні 2002 р. проводилась гідрударнохвильова обробка свердловини установкою “Хвиля” в інтервалах 2846-2833 м, 2766-2753 м, 2751-2737 м, 2736-2714 м, 2642-2634 м, 2650-2646 м, внаслідок чого дебіт нафти зріс до 0,70 т/д. Враховуючи позитивні наслідки попередніх заходів з інтенсифікації припливу, на свердловині слід провести роботи з відновлення дебіту до 1 т/д (КГРП/ГКО). Достріл середньоменілітових відкладів в інтервалі 2696-2660 м, де за даними ГДС виділено 6 нафтонасичених пластів-колекторів ефективною товщиною біля 1 м кожний з пониженою нафтонасиченістю (62-72 %) навряд чи дасть ефект, оскільки перфорація інтервалу 2660-2630 м, з пластами кращої характеристики була безрезультатною [3].

Таблиця 5.1 – Стан свердловин, пробурених в межах Чечвинського родовища [3].

Номер свердловини	Місце положення свердловини	Глибина, м		Горизонт		Буріння		Випробування		Конструкція свердловин	Стан свердловин на дату підрахунку
		проект.	факт.	проект.	факт.	початок	кінець	початок	кінець		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-Чечва пош.	Спаський блок, ділянка 2, за 3150 м на пд.схід від св.2-Н.Струтинь	3300	3340	еоцен	еоцен, манявська світа	79.03.29	79.11.18	79.11.22	80.07.30	426 мм-6 м (забутовано) 324 мм-216 м (цемент до гирла) 245*219 мм-2500 м(цемент до гирла) 146 мм-3295 м (1400 м від гирла)	Здана в експлуатацію НГВУ "Долина нафтогаз" 80.12.31
2-Чечва пош.	Спаський блок, ділянка 2, за 600 м на пн.схід від св.1-Чечва	3200	3208	еоцен	еоцен, манявська світа	80.02.23	80.08.27	80.09.9	81.03.31	426 мм-6 м (забутовано) 324 мм-114 м (цемент до гирла) 245*219 мм-2493 м (цемент до гирла) 139,7мм-2954 м (цемент в інтервалі 2954-1800 м)	Ліквідована за геологічними причинами. Наказ по ДГП"західукргеологія" № 540 від 81.12.07
4-Чечва пош.	Спаський блок, ділянка 2, за 550 м на пд.захід від св. 1-Чечва. Пд.-західне крило Нижньо-Струтинської складки	4900	4904	олігоцен	неоген, поляницька світа	80.02.24	82.07.14	82.07.15	82.12.25	530 мм-6 м (забутовано) 426 мм-33 м (цемент до гирла) 324*219 мм-2636 м 324 мм-114 м (цемент до гирла) 219*245 мм-3676 м (цемент до гирла) 139,7 мм-4662 мм (цемент 745 м від гирла)	Ліквідована за геологічними причинами. Наказ № 312 від 83.06.30
5-Чечва розвід.	Спаський блок, ділянка 1, за 1200 м на пн.схід від св.1-Чечва	3400	2990	еоцен манявська світа	еоцен вигодська світа	80.05.25	81.03.08	81.03.28	82.01.08	426 мм-6 м (забутовано) 324 мм-87 м (цемент до гирла) 245*219 мм-2412 м (цемент до 252 м від гирла) 139,7 мм-2752 м (цемент до гирла)	Здана в експлуатацію НГВУ "Долина нафтогаз" 83.12.31

## Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6-Чечва розвід.	Спаський блок, ділянка 2, за 850 м на пд.схід від св.1-Чечва	3200	2902	еоцен	еоцен	80.05.25	80.12.24	80.12.26	8103.31	520мм-6м (забутовано) 324мм- 95м (цемент до гирла) 245*219мм-2230м (цемент до гирла) 146мм-2553м (цемент 710м від гирла)	Ліквідована за геологічними причинами.Наказ №258 від 71.11.17
2-Н.Стр. Пош.	Нижньо- Струтинський блок за 1200 м на пн.схід від св.7-Струтинь	3900	3692	еоцен	еоцен, маняв- ська світа	67.06.23	68.07.18	68.07.21	71.02.22	520мм-5м (забутовано) 324мм- 195м (цемент до гирла) 219*245мм-2632,7 (цемент 1040м від гирла)	Ліквідована за геологічними причинами.Наказ №258 від 71.11.18
4-Н.Стр. Пош.	Спаський блок,ділянка 2, за 1400 м на пн.схід від св.1-Струтинь	3750	3376	еоцен, маняв- ська світа	еоцен, маняв- ська світа	67.06.26	68.02.05	68.02.06	68.12.30	520мм-5м (забутовано) 324мм- 174,5м (цемент до гирла) 219*245мм-2811,7 (цемент 1712м від гирла)	Ліквідована за геологічними причинами.Наказ №340 від 69.12.08
1-Цинява Пош.	Спаський блок,ділянка 1, за 700 м на пд.захід від св.5-Чечва	4600	5260	олігоцен	еоцен, бистри- цька світа	90.11.29	92.10.14	93.03.12	93.07.17	426мм-86м (цемент до гирла) 324мм-2323м (цемент до гирла) 245мм-4214м (цемент до гирла) 168*146мм-2873м (цемент до гирла)	Передана в експлуатацію 7.07.2001 р.
22-Чечва Експл.	Спаський блок, ділянка 1, за 510 м на пн.схід від св.1-Чечва	2600	2665	олігоцен	оліго- цен	94.03.14	95.02.25	95.02.25	95.04.07	324мм-148м (цемент до гирла) 245мм-1703м (цемент до гирла) 146мм-2660м (цемент до гирла)	Здана в експлуатацію НГВУ "Долинанафтогаз" 95.08.30
21-Чечва Експл.	Спаський блок,ділянка 1, за 40 м на пн.схід від св.1- Чечва	2900	2905	оліго- цен	олігоце н	95.10.21	97.05.05	97.05.05	97.06.04	324мм-152м (цемент до гирла) 245мм-2370м (цемент до гирла) 146мм-2904,6м (цемент до гирла)	Здана в експлуатацію НГВУ "Долинанафтогаз" 97.07.31

Кінець таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-Стр. Пош.	За 700 м на пн.схід від св.2-Струтинь	2750	2778	еоцен	оліго- цен	59.01.23	60.10.23	-	-	508 мм-5 м (цемент до гирла) 473 мм-18 м (цемент до гирла) 324 мм-640,7 м (цемент до гирла) 219 мм-2087 м (1115 м від гирла)	Ліквідована за геологічними причинами.Наказ по тресту "Львівнафтогазрозв ідка"№ 421 від 62.11.29
3-Стр. Пош.	За 1050 м на пн.схід від св.1-Струтинь	3150	3130	еоцен	оліго- цен	61.02.12	62.03.18	62.03.20	62.07.31	608 мм-5 м (забутовано) 324 мм- 242 м (цемент до гирла) 219 мм-2485,6 м (2060 м від гирла) 139,7 мм-3104 м (1910 м від гирла)	Ліквідована за геологічними причинами.Наказ по тресту "Львівнафтогаз- розвідка"№ 431 від 62.12.06

**Таблиця 5.2 – Характеристика фонду свердловин станом на 01.01.2024 р [3].**

Фонд	Категорія	Кількість свердловин			
		поклади			
		М1-1	М1-2	М1-3	М1-4
Фонд видобув- них свердло- вин	Пробурено (крім ліквідованих після буріння та під час буріння)	2 (5-Ч, 22- Ч)	2 (1-Цин, 21-Ч)	1 (1-Ч)	-
	Повернено з інших горизонтів	(1-Цин)*	-	-	(1-Цин)*
	Всього:	2	2	1	-
	в т.ч.: діючі	2	2	1	-
	з них: фонтанні	-	-	1	-
	ШГН	2	2	-	-
	очікують ліквідації	-	-	-лю	-
	в консервації	-	-	-	-
	в освоєнні після буріння	-	-	-	-
	переведені у контрольні	-	-	-	-
	переведені на інші горизонти	-	-	-	-
	переведені під нагнітання	-	-	-	-
	ліквідовані	-	-	-	-
Фонд нагніталь- них свердло- вин	Пробурено	-	-	-	-
	Повернено з інших горизонтів	-	-	-	-
	Переведено з видобувних	-	-	-	-
	Всього:	-	-	-	-
	в т.ч.: під нагнітання	-	-	-	-
	недіючі	-	-	-	-
	в освоєнні після буріння	-	-	-	-
	в консервації	-	-	-	-
	переведені в контрольні	-	-	-	-
	переведені у видобувні	-	-	-	-
	переведені на інші горизонти	-	-	-	-
ліквідовані (очікують ліквідації)	-	-	-	-	
Спеціаль- ні свердло- вини	Всього:	-	-	-	-
	в т.ч. контрольні	-	-	-	-
	п'єзометричні	-	-	-	-
	поглинальні	-	-	-	-
	та інші	-	-	-	-

\*Свердловина 1-Цинява експлуатує сумісно М1-1, М1-2, М1-4

У січні 2022 р. проведено заміну обв'язки гирла свердловини згідно схеми обв'язки для малодебітних фонтанних свердловин з періодичним режимом роботи. Свердловина є єдиною, що розробляє поклад М1-3 на її ділянці Спаського блоку. У свердловині 21-Чечва в інтервалі 2769-2731 м виділено за ГДС 20 м ефективної нафтонасиченої товщини при середній пористості 0,138 і нафтонасиченості 62 %. На I Ділянці Спаського блоку за даними свердловин 5-Чечва і 1-Цинява колектори покладу обводнені. За період експлуатації свердловини з 1981 р. по 2007 р. встановлена тенденція зростання обводненості продукції з 2,4 % до 72,1 %, що частково пояснюється значним запасом пружної енергії пласта і флюїдів – пластовий тиск від 31,9 МПа знизився до 17-18 МПа при тиску насичення 25,4 МПа. На протязі 1988- 1997 р. промисловий газовий фактор був близький до початкового газонасичення пластової нафти – 153,6 м<sup>3</sup>/т, що характеризує стадію проявлення в покладі пружного режиму, за останній час (1998-2023 р.) спостерігається його поступовий ріст (303-433 м<sup>3</sup>/т), пов'язаний з переходом покладу на режим розчиненого газу. Станом на 01.01.2024 р. з покладу видобуто 12,49 тис.т нафти, 16,71 тис.т рідини та 2,7 млн.м<sup>3</sup> нафтового газу. Динаміка основних показників розробки покладу наведена в таблиці 5.3 [3].

Нафтовий поклад М1-2 середньоменілітових відкладів II ділянки Спаського блоку розробляється свердловиною 21-Чечва з вересня 1997 р. Відклади перфоровані в інтервалі 2675-2543 м (ПКС-80), початковий дебіт нафти дорівнював 3,4 т/д при фонтануванні на 4 мм штуцері при обводненості 12 % і газовому факторі 106 м<sup>3</sup>/т. Пластовий тиск на глибині 2500 м складає 37 МПа, тиск насичення дорівнює пластовому. У вересні 1998 р. свердловина переведена на глибинно-насосний спосіб експлуатації, наприкінці 1999 р. проведено гідророзрив пласта, внаслідок чого дебіт збільшився від 2,5-3 т/д до 4-4,5 т/д. До 2008 року обводненість продукції зросла до 95,7%, газовий фактор також зріс і складає 455,9 м<sup>3</sup>/т, що значно перевищує початковий газовміст пластової нафти 205,5 м<sup>3</sup>/т, що вказує на розвиток режиму розчиненого газу. Для підвищення дебіту свердловини у 2001 р. проведено перфорацію експлуатаційної колони в інтервалах 2746-2739 м, 2737-2732 м, 2705-2698 м, 2681-2667 м – М1-3, однак значного збільшення не отримано. Станом на 01.01.2008 року з покладу видобуто 6,59 тис.т нафти, 13,39 тис.т рідини та 1,6 млн м<sup>3</sup> нафтового газу. Динаміка основних показників розробки покладу наведена в таблиці 5.4 [3].

Нафтовий поклад М1-1 верхньоменілітових відкладів I ділянки Спаського блоку розробляється свердловинами 5-Чечва, 22-Чечва та 1-Цинява. Інтервал перфорації свердловини 5-Чечва об'єднує пласти нижньоменілітових (2522-2507 м, М1-3), середньоменілітових (2500-2475 м, М1-2) та верхньоменілітових (2450- 2440 м, М1-1) відкладів, для збільшення припливу нафти під час випробування пласти М1-1 в інтервалі 2475-2405 м були перестріляні (ПКС-105, ПКО-89).

**Таблиця 5.3 - Динаміка основних показників експлуатації свердловини 1-Чечва ( поклад МІ-3 нижньо-менілітових відкладів ІІ ділянки Спаського блоку) [3]**

Роки	Свердловинодні	Річний видобуток			Дебіт, т/д		Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Обводненість, %	Накопичені дані				Пластовий тиск, МПа
		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини			нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	дні	
1998	327,9	0,20	0,04	0,21	0,61	0,64	200,0	4,8	0,20	0,0	0,21	328	27,9
1999	285,7	0,04	0,02	0,07	0,14	0,25	500,0	42,9	0,24	0,1	0,28	613,6	-
2000	350,0	0,28	0,07	0,30	0,80	0,86	250,0	6,7	0,52	0,1	0,58	963,6	-
2001	352,9	0,12	0,11	0,14	0,34	0,40	916,7	14,3	0,64	0,2	0,72	1316,5	26,7
2002	347,6	0,57	0,17	0,66	1,64	1,90	298,2	13,6	1,21	0,4	1,38	1664,1	24,7
2003	349,2	1,03	0,27	1,13	2,95	3,24	262,1	8,8	2,24	0,7	2,51	2013,2	-
2004	332,0	0,81	0,25	0,92	2,44	2,77	308,6	12,0	3,05	0,9	3,43	2345,2	-
2005	334,9	0,73	0,11	0,88	2,18	2,63	150,7	17,0	3,78	1,0	4,31	2680,1	22,7
2006	348,8	0,45	0,12	0,58	1,29	1,66	266,7	22,4	4,23	1,2	4,89	3028,9	-
2007	361,1	0,65	0,12	0,85	1,80	2,35	184,6	23,5	4,88	1,3	5,74	3390,0	-
2008	350,4	0,82	0,12	1,13	2,34	3,22	146,3	27,4	5,70	1,4	6,87	3740,4	-
2009	359,8	0,68	0,10	0,97	1,89	2,70	147,1	29,9	6,38	1,5	7,84	4100,2	-
2010	335,1	0,62	0,10	0,85	1,85	2,54	161,3	27,1	7,00	1,6	8,69	4435,4	-
2011	350,3	0,53	0,10	0,78	1,52	2,21	181,8	31,3	7,53	1,7	9,47	4785,6	20
2012	339,1	0,98	0,12	1,24	2,89	3,66	122,4	21,0	8,51	1,8	10,71	5124,7	-
2012	347,1	1,51	0,22	1,84	4,35	5,30	145,7	17,9	10,02	2,0	12,55	5471,9	-
2013	357,4	0,84	0,13	1,16	2,35	3,25	154,8	27,6	10,86	2,2	13,71	5829,3	-
2014	347,4	0,33	0,10	0,64	0,95	1,84	303,0	48,4	11,20	2,3	14,33	6196,2	19,7
2015	355,6	0,16	0,05	0,29	0,45	0,82	312,5	44,8	11,37	2,3	14,62	6551,8	19,8
2016	278,6	0,12	0,04	0,28	0,21	1,00	336,1	57,2	11,49	2,4	14,90	6908,5	18,5
2017	364,6	0,10	0,04	0,20	0,27	0,56	395,8	51,1	11,58	2,4	15,10	7273,1	-
2018	311,3	0,19	0,06	0,37	0,61	1,18	319,7	47,8	11,78	2,5	15,47	7584,4	17,8
2019	364,6	0,20	0,06	0,38	0,56	1,03	293,3	45,7	11,98	2,5	15,85	7948,5	-
2020	343,6	0,32	0,08	0,44	0,93	1,29	250,5	27,5	12,30	2,6	16,29	8292,1	17,8
2021	364,6	0,14	0,04	0,30	0,38	0,82	302,5	53,9	12,44	2,7	16,59	8656,7	-
2022	363,6	0,03	0,01	0,10	0,07	0,26	441,9	72,1	12,47	2,7	16,68	9020,3	-
2023	364,8	0,02	0,01	0,03	0,07	0,08	432,7	20,9	12,49	2,7	16,71	9385,1	-
2024	366,0	0,01	0,004	0,04	0,03	0,11	418,4	74,9	12,50	2,7	16,76	9751,1	-

**Таблиця 5.4 - Динаміка основних показників експлуатації свердловини 21-Чечва (поклад М1-2 середньо-менілітових відкладів II ділянки Спаського блоку) [2]**

Роки	Свердловинодні	Річний видобуток			Дебіт, т/д		Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Обводненість, %	Накопичені дані				Пластовий тиск, МПа
		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини			нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	дні	
2013	154,3	0,54	0,1	0,72	3,5	4,67	129,6	25,0	0,54	0,1	0,72	154,3	37,0
2014	356,4	1,39	0,3	2,09	3,9	5,86	194,2	33,5	1,93	0,3	2,81	510,7	27,8
2015	319,4	0,99	0,2	1,67	3,1	5,23	202,0	40,7	2,92	0,5	4,48	830,1	25,4
2016	350,5	1,10	0,228	1,96	3,4	5,59	207,3	43,9	3,93	0,7	6,37	1180,6	22,8
2017	320,1	0,68	0,19	1,36	2,12	4,26	274,6	50,3	4,61	0,9	7,73	1500,7	-
2018	354,5	0,21	0,09	0,72	0,59	2,02	434,8	70,8	4,82	1,0	8,45	1855,2	22,3
2019	347,3	0,32	0,11	0,84	0,92	2,42	330,5	61,8	5,14	1,1	9,29	2202,6	-
2020	355,8	0,48	0,14	1,10	1,35	3,09	287,1	56,4	5,62	1,3	10,39	2558,4	22,9
2021	360,8	0,54	0,15	1,08	1,49	2,99	278,9	50,2	6,16	1,4	11,46	2919,2	-
2022	358,6	0,38	0,137	0,76	1,06	2,12	359,2	49,8	6,54	1,6	12,23	3277,8	21,9
2023	352,6	0,05	0,023	1,166	0,14	3,31	455,9	95,7	6,59	1,6	13,39	3630,4	-
2024	334,5	0,05	0,024	0,48	0,16	1,44	457,8	89,0	6,64	1,6	13,87	3964,9	-

Промислова нафтоносність встановлена тільки у верхньоменілітових відкладах (МІ-1). Початковий дебіт свердловини складає 4,2 т/д безводної нафти при фонтануванні на 5 мм штуцері з газовим фактором 220 м<sup>3</sup>/т. Пластовий тиск на глибині 2445 м становив 42,1 МПа, тиск насичення визначено в розмірі 28,7 МПа, газовміст пластової нафти – 189 м<sup>3</sup>/т. На протязі 1984-1987 р.р. дебіт нафти знизився від 2,8 до 1,1 т/д (середньорічний) з одночасним зростанням обводненості до 8,6 %. У вересні 1987 р. проведено гідророзрив пласта (в свердловину закачано 1000 м<sup>3</sup> води та 18 т піску при тиску 58-60 МПа), завдяки чому дебіт нафти зріс до 1,5 т/д. Підвищені значення обводненості у 1988-1993 р. (біля 30 %) пов'язані не стільки з пружним режимом, який є визначальним за весь період дослідно-промислової розробки покладу, скільки з виносом води, закачаної в пласт у 1987 р. У 1991 р. на свердловині проведена глино-кислотна обробка, що позитивно вплинуло на стан привибійної зони зі стабілізацією дебіта нафти на рівні 2 т/д. До 2007 р. дебіт нафти знизився до 0,2 т/д. З 24 по 29 листопада 2007 року проводилась ГПП відкладів МІ-1 в інтервалі 2464-2418,6 м. Після проведення даних робіт дебіт свердловини зріс до 1,028 т/д. Газовий фактор в цілому знаходився в межах початкового газовмісту пластової нафти і, у відповідності до початку переходу покладу на режим розчиненого газу, з 1998 р. почав зростати до 300 м<sup>3</sup>/т і на кінець 2007 р. він склав 429,2 м<sup>3</sup>/т. Пластовий тиск склав 24,0 МПа. Свердловиною видобуто на 01.01.2008 р. 12,1 тис.т нафти, 15,8 тис.т рідини та 2,68 млн м<sup>3</sup> нафтового газу [3].

Свердловина 22-Чечва введена в експлуатацію на поклад МІ-1 І ділянки Спаського блоку в 1995 р. з дебітом нафти 2,9 т/д при фонтануванні на 3 мм штуцері з обводненістю 3% і газовим фактором 230 м<sup>3</sup>/т. В інтервалі 2608-2557 м відкриті практично всі нафтонасичені пласти покладу МІ-1, виділені за матеріалами ГДС. Пластовий тиск, заміряний на глибині 2500 м дорівнював 37,5 МПа. У січні 1997 р. свердловина переобладнана на глибинно-насосний спосіб експлуатації при поточному дебіті 0,25 т/д, оптимальні параметри роботи ШГН дозволили збільшити дебіт нафти до 2-2,5 т/д. Обводненість продукції до 2007 рр. зросла до 44,6 %, значення газового фактору за останній період зріс до 376 м<sup>3</sup>/т. Від 2000 року на свердловині проводились тільки поточні ремонти з метою заміни насоса, заміру пластового тиску, обробки ПАР. У 2002 році проводились роботи з метою ліквідації кільцевого тиску між 5 та 8 дюймовою колонами. На 01.01.2008 р. свердловиною видобуто 5,48 тис.т нафти, 9,35 тис.т рідини та 1,5 млн м<sup>3</sup> нафтового газу. У цілому з покладу МІ-1 І ділянки Спаського блоку відібрано 18,94 тис.т нафти, 27,24 тис.т рідини та 4,63 млн м<sup>3</sup> нафтового газу. Запаси нафти покладу МІ-1 Нижньо-Струтинського блоку віднесені до категорії С<sub>2</sub> [3].

Пошукова свердловина 1-Цинява переведена в експлуатаційний фонд на поклад МІ-2 І ділянки Спаського блоку 7 липня 2017 р. з дебітом нафти 0,5 т/д при фонтануванні на 4 мм штуцері з обводненістю 16,1 % і газовим фактором 888,0 м<sup>3</sup>/т. З серпня 2017 р. до листопада 2020 р. свердловина експлуатувалась

фонтанним способом, а з грудня 2020 р. переведена на ШГН. Пластовий тиск, заміряний на глибині 2350 м дорівнював 25,4 МПа. З 06.07.2017 р. до 06.08.2017 р. проводились роботи з дострілу менілітових відкладів в інтервалі 2455-2461 м, 2466-2477 м, 2487-2492 м, 2503-2506 м та 2513-2518 м – поклад МІ-2. З 20 травня 2020 р. проводились роботи по дострілу менілітових відкладів в інтервалі 2402-2390 м, 2377-2371 м – поклад МІ-1. Внаслідок дострілу середньодобовий дебіт нафти зріс від 0,365 до 1,019 т/д. У січні-лютому 2023 року проведено достріл менілітових відкладів в інтервалі 2730-2736 м, 2745-2771 м та 2773-2777 м – поклад МІ-4. Як наслідок дебіт зріс від 0,26 до 4,79 т/д. Однак оскільки колектори родовища є малопроникними, то дії на ПЗП не дають довготривалого ефекту і вже у вересні 2023 року дебіт свердловини становив 0,226 т/д. З метою збільшення дебіту свердловини у жовтні-листопаді 2023 року проводились роботи по КГРП, після чого дебіт зріс до 0,84 т/д. на 1.01.2024 р. свердловиною видобуто 1,37 тис.т нафти, 2,53 тис.т рідини та 0,52 млн м<sup>3</sup> газу. Динаміка основних показників експлуатації свердловин наведена в таблицях 5.3 – 5.7 та на рисунках 5.1 – 5.5, а основних показників розробки покладів – в таблиці 5.8, 5.9 та на рисунках 5.7 і 5.8 [3].

У цілому по родовищу з покладів менілітових відкладів обох ділянок Спаського блоку видобуто 38,03 тис.т нафти, 57,79 тис.т рідини та 8,99 млн м<sup>3</sup> нафтового газу, розробка продовжується 5 видобувними свердловинами. Загальні показники розробки по родовищу наведені в таблиці 5.10 і на рис.5.6 [3].

Оскільки у свердловині 1-Цинява, дебіт якої станом на 01.01.2025 р. складає 1,61 т/д, з покладу МІ-4 здійснювався відбір нафти і відібрано 6,54% від видобувних запасів, то необхідно перевести запаси з попередньо розвіданих (код класу 122) в розвідані (код класу 111) [3].

Промислова розробка родовища відбуватиметься і надалі на природному режимі виснаження пластової енергії, біля 80 % залишкових балансових запасів наявним видобувним фондом відібрати неможливо через його низьку продуктивність [3].

**Таблиця 5.5 - Динаміка основних показників експлуатації свердловини 5-Чечва [3].**

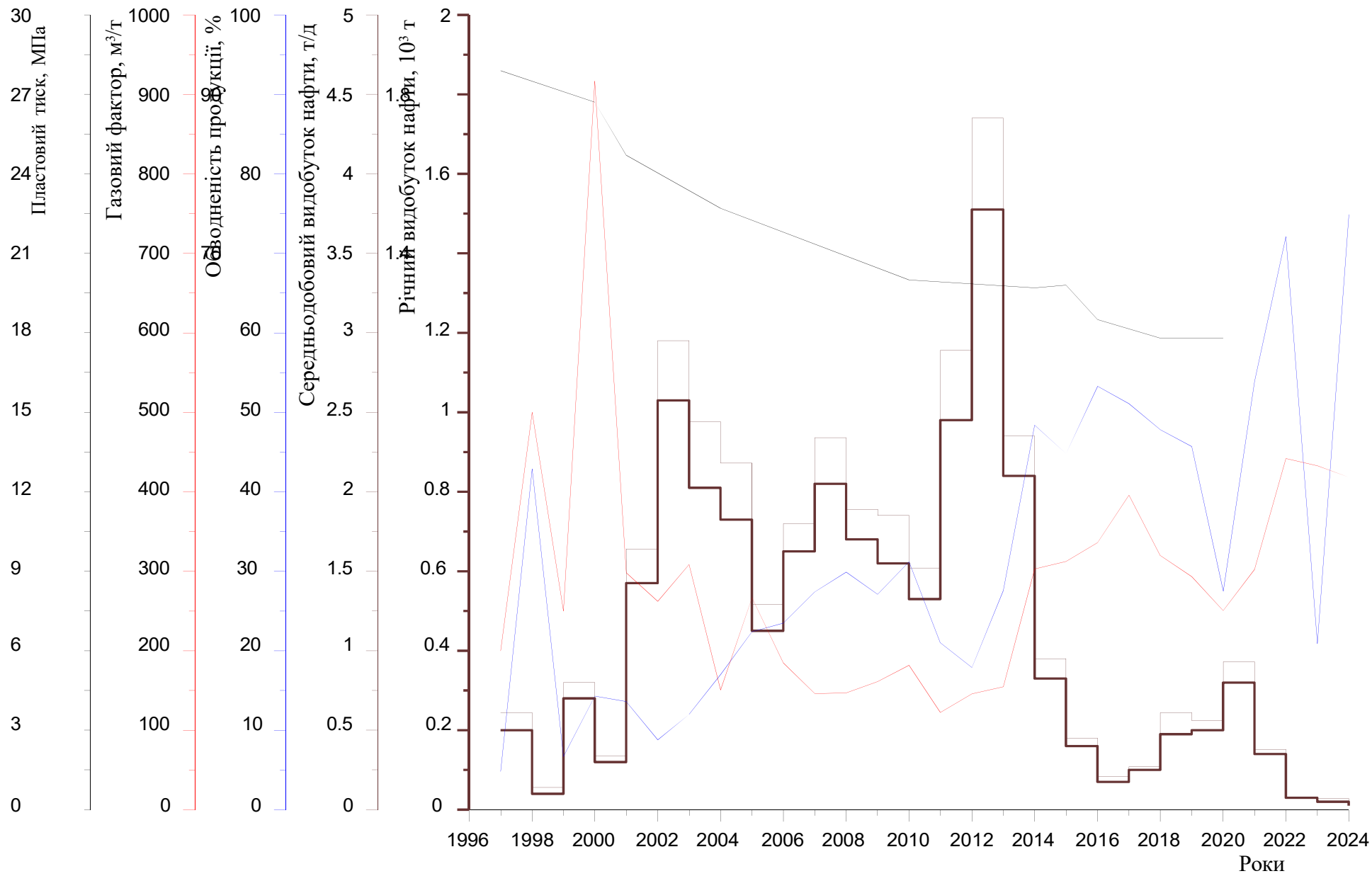
Роки	Свердловинодні	Річний видобуток			Дебіт, т/д		Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Обводненість, %	Накопичені дані				Пластовий тиск, МПа
		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини			нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	дні	
2001	352,7	0,97	0,35	0,98	2,75	2,78	360,8	1,02	0,97	0,35	0,98	352,7	42,1
2002	321,2	0,44	0,12	0,45	1,37	1,40	272,7	2,22	1,41	0,47	1,43	673,9	37,5
2003	358,6	0,52	0,16	0,55	1,45	1,53	307,7	5,45	1,93	0,63	1,98	1032,5	-
2004	318,6	0,36	0,09	0,39	1,13	1,22	250,0	7,69	2,29	0,72	2,37	1351,1	-
2005	367,2	0,47	0,13	0,56	1,28	1,53	276,6	16,07	2,76	0,85	2,93	1718,3	-
2006	359,0	0,42	0,09	0,62	1,17	1,73	214,3	32,26	3,18	0,94	3,55	2077,3	-
2007	358,6	0,71	0,12	0,91	1,98	2,54	169,0	22,06	3,89	1,06	4,46	2435,8	-
2008	328,0	0,62	0,10	0,88	1,89	2,68	161,3	29,55	4,51	1,16	5,34	2763,9	25,80
2009	365,0	0,73	0,12	1,03	2,00	2,82	164,4	29,13	5,24	1,28	6,37	3128,9	-
2010	387,3	0,78	0,12	1,06	2,01	2,74	153,8	26,42	6,02	1,40	7,43	3516,2	-
2011	365,7	0,79	0,12	1,01	2,16	2,76	151,9	21,78	6,81	1,52	8,44	3881,9	-
2012	362,8	1,19	0,16	1,48	3,28	4,08	134,5	19,59	8,00	1,68	9,92	4244,7	-
2012	361,3	1,42	0,22	1,68	3,93	4,65	154,9	15,48	9,42	1,90	11,60	4606,0	-
2013	305,7	0,81	0,12	1,06	2,65	3,47	148,1	23,58	10,23	2,02	12,66	4911,7	-
2014	355,6	0,32	0,09	0,54	0,90	1,52	281,3	40,74	10,55	2,11	13,20	5267,3	25,0
2015	363,6	0,12	0,04	0,19	0,33	0,52	333,3	36,84	10,67	2,15	13,39	5630,9	-
2016	365,7	0,06	0,04	0,11	0,18	0,30	666,7	45,45	10,73	2,19	13,50	5978,9	-
2017	364,8	0,114	0,04	0,17	0,31	0,46	390,4	31,94	10,84	2,23	13,67	6343,7	-
2018	364,8	0,09	0,05	0,15	0,24	0,41	543,7	41,54	10,93	2,28	13,82	6708,5	-
2019	321,8	0,20	0,05	0,30	0,61	0,94	263,1	35,21	11,14	2,34	14,19	7030,4	-
2020	356,8	0,17	0,06	0,36	0,49	1,01	369,2	51,78	11,31	2,41	14,55	7387,2	26,1
2021	357,0	0,32	0,09	0,48	0,91	1,34	277,7	32,37	11,64	2,50	15,03	7744,2	25,5
2022	360,6	0,25	0,09	0,45	0,70	1,24	362,1	43,07	11,89	2,59	15,47	8104,8	26,6
2023	328,4	0,21	0,09	0,34	0,65	1,03	429,2	36,53	12,11	2,68	15,81	8433,2	24,1
2024	341,6	0,28	0,11	0,56	0,83	1,63	402,9	49,17	12,39	2,80	16,37	8774,8	

**Таблиця 5.6 - Динаміка основних показників експлуатації свердловини 22-Чечва [3]**

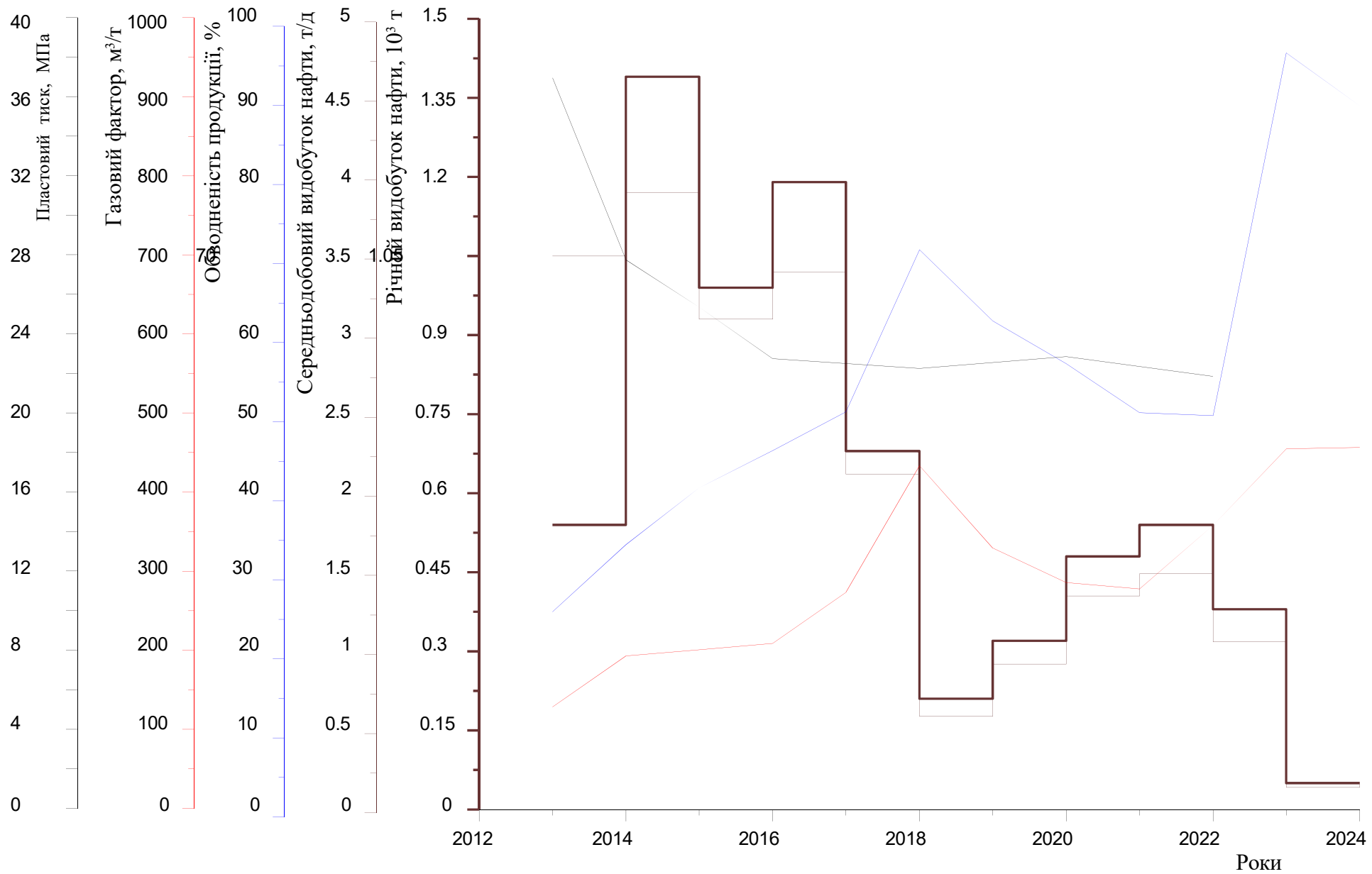
Роки	Свердловинодні	Річний видобуток			Дебіт, т/д		Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Обводненість, %	Накопичені дані				Пластовий тиск, МПа
		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини			нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	дні	
2011	122,2	0,22	0,05	0,2	1,80	1,96	227,3	5,5	0,22	0,1	0,24	122,2	23,7
2012	369,6	0,17	0,05	0,2	0,46	0,54	294,1	15,0	0,39	0,1	0,44	491,8	24,2
2013	343,8	0,11	0,03	0,1	0,32	0,41	272,7	21,4	0,50	0,1	0,58	835,6	-
2014	354,5	0,39	0,10	0,6	1,10	1,66	256,4	33,9	0,89	0,2	1,17	1190,1	22,6
2015	359,6	0,73	0,16	1,1	2,03	2,92	219,2	30,5	1,62	0,4	2,22	1552,2	21,6
2016	344,4	0,62	0,14	0,9	1,80	2,73	225,8	34,0	2,24	0,5	3,16	1896,6	-
2017	343,1	0,63	0,21	0,9	1,83	2,70	339,8	32,2	2,87	0,7	4,09	2239,7	23,2
2018	355,8	0,43	0,13	0,9	1,20	2,41	303,9	50,1	3,30	0,9	4,95	2595,5	21,7
2019	364,6	0,40	0,12	0,8	1,09	2,11	301,0	48,3	3,68	1,0	5,69	2958,5	21,6
2020	363,5	0,48	0,11	1,0	1,33	2,68	232,1	50,6	4,16	1,1	6,67	3322,0	21,8
2021	361,5	0,42	0,12	1,0	1,17	2,79	284,3	58,0	4,59	1,2	7,68	3683,5	20,9
2022	358,6	0,49	0,15	0,9	1,36	2,63	303,3	48,3	5,07	1,4	8,62	4042,1	21,1
2023	361,6	0,40	0,15	0,7	1,12	2,0	376,0	44,6	5,48	1,5	9,35	4403,7	21,8
2024	365,4	0,07	0,03	0,5	0,20	1,4	408,8	85,8	5,55	1,6	9,86	4769,1	-

**Таблиця 5.7 - Динаміка основних показників експлуатації свердловини 1-Цинява [3]**

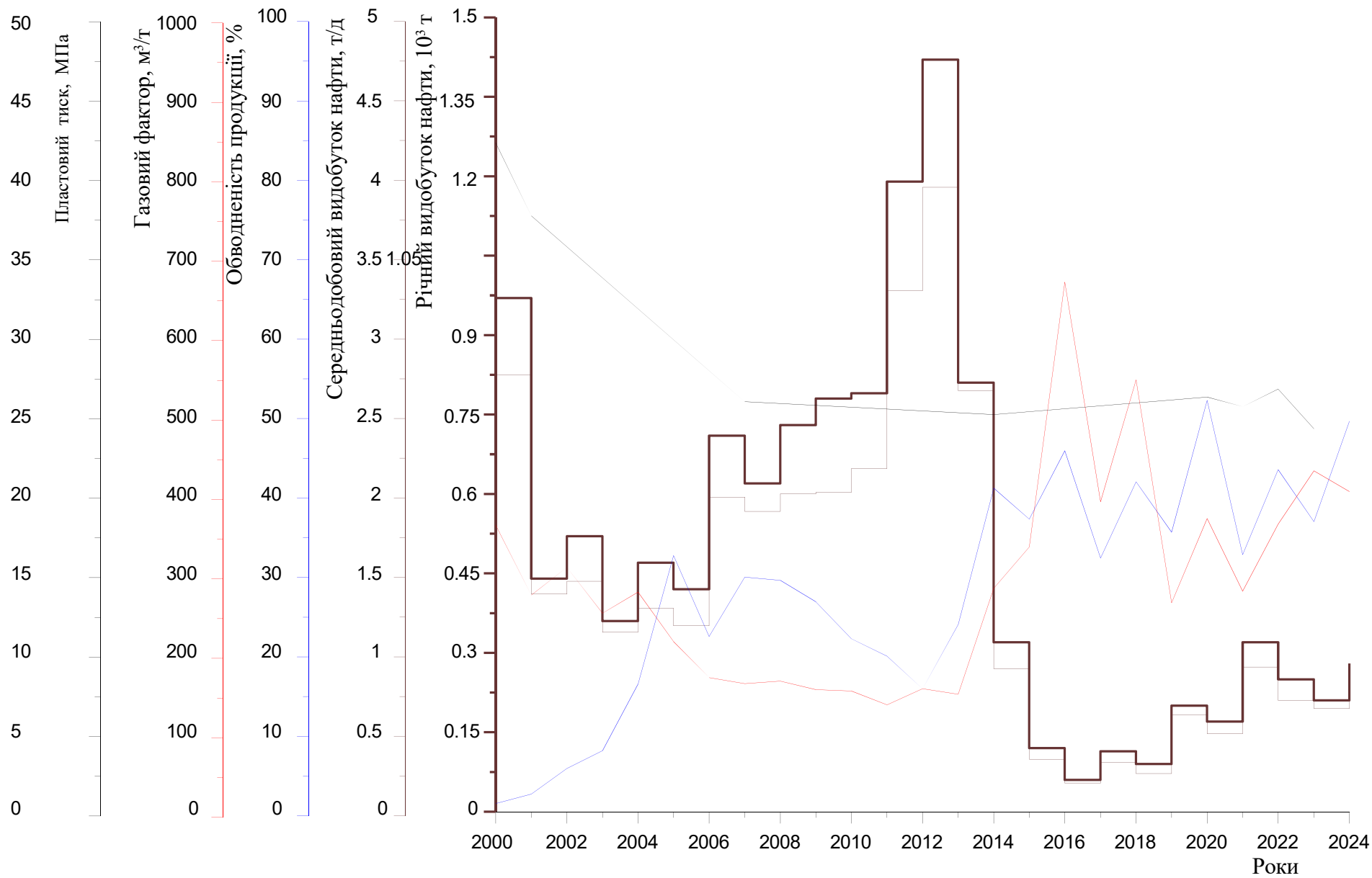
Роки	Свердловинодні	Річний видобуток			Дебіт, т/д		Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Обводненість, %	Накопичені дані				Пластовий тиск, МПа
		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини			нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	дні	
2017	147,0	0,08	0,04	0,12	0,54	0,83	456,0	34,8	0,08	0,04	0,12	147,0	29,0
2018	364,8	0,08	0,04	0,12	0,23	0,34	418,5	31,8	0,16	0,07	0,25	511,8	28,4
2019	332,1	0,25	0,11	0,43	0,75	1,29	451,0	42,0	0,41	0,18	0,67	843,9	28,9
2020	361,1	0,25	0,08	0,35	0,68	0,96	311,4	29,7	0,66	0,26	1,02	1205,0	24,4
2021	358,4	0,18	0,06	0,32	0,50	0,90	327,0	44,6	0,84	0,32	1,34	1563,4	23,0
2022	344,8	0,13	0,05	0,25	0,38	0,73	416,0	47,9	0,97	0,37	1,60	1908,2	23,1
2023	260,1	0,40	0,14	0,93	1,55	3,6	359,0	56,9	1,37	0,52	2,53	2168,3	23,2
2024	345,6	0,24	0,10	0,78	0,68	2,2	413,6	69,6	1,61	0,61	3,31	2513,9	



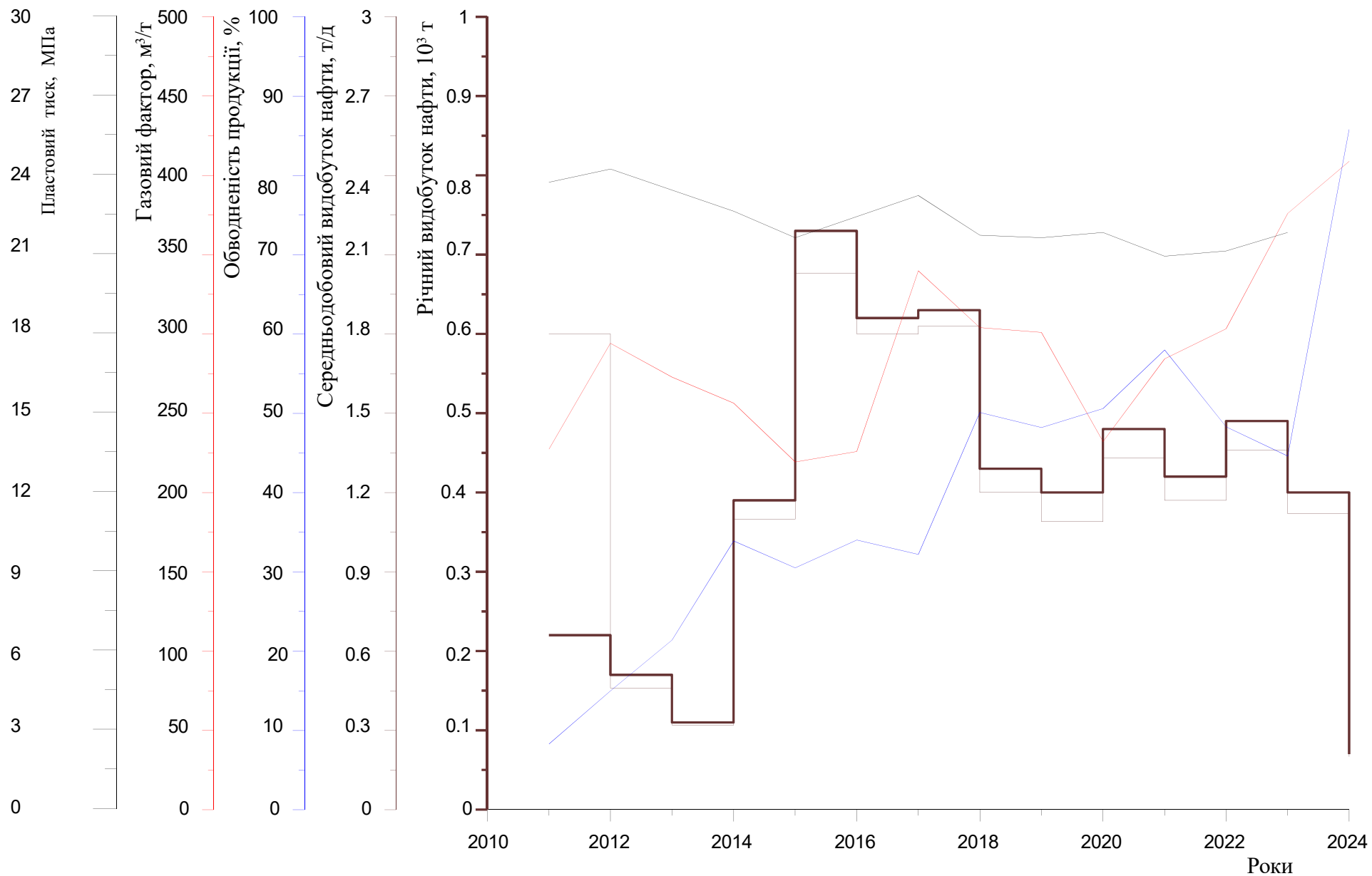
**Рисунок 5.1** – Динаміка основних показників розробки свердловини 1-Чечва .



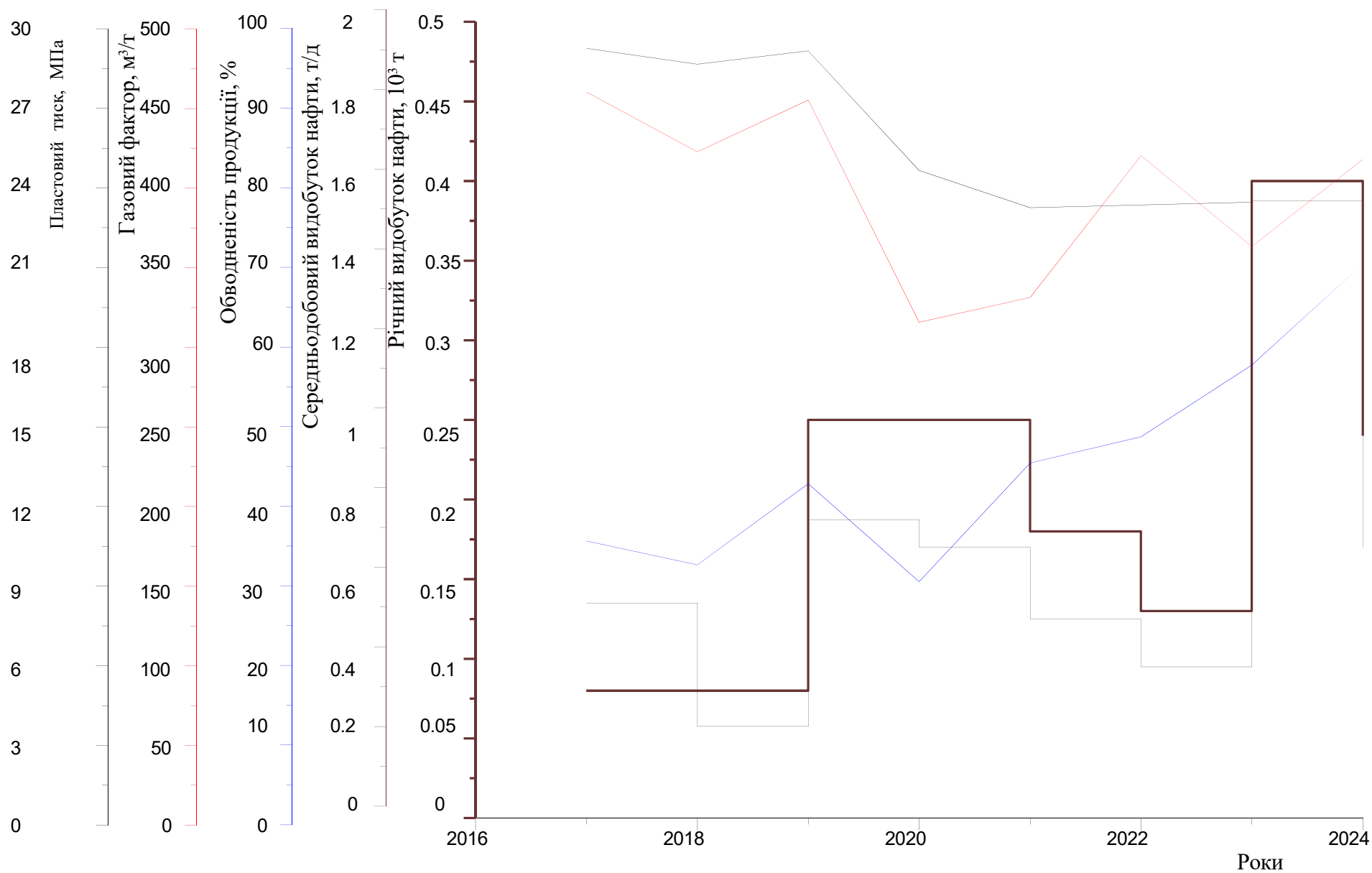
**Рисунок 5.2** – Динаміка основних показників розробки свердловини 21-Чечва .



**Рисунок 5.3** – Динаміка основних показників розробки свердловини 5-Чечва.



**Рисунок 5.4** – Динаміка основних показників розробки свердловини 22-Чечва.



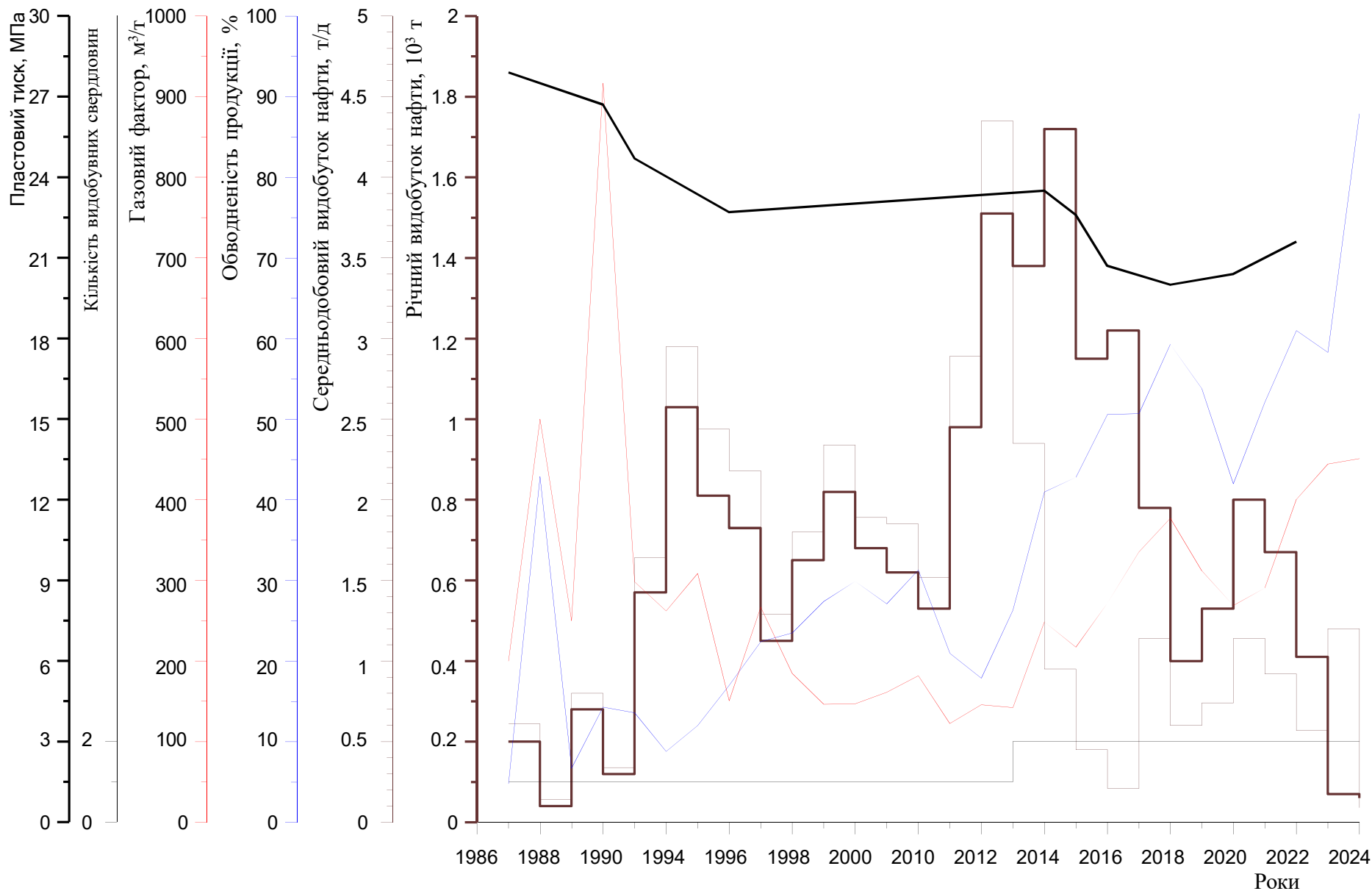
**Рисунок 5.5** – Динаміка основних показників розробки свердловини 1-Цинява .

**Таблиця 5.8 - Характеристика основних показників розробки покладу М1-1 верхньоменілітових відкладів І ділянки Спаського блоку (свердловини 5, 22-Чечва, 1-Цин.) [2]**

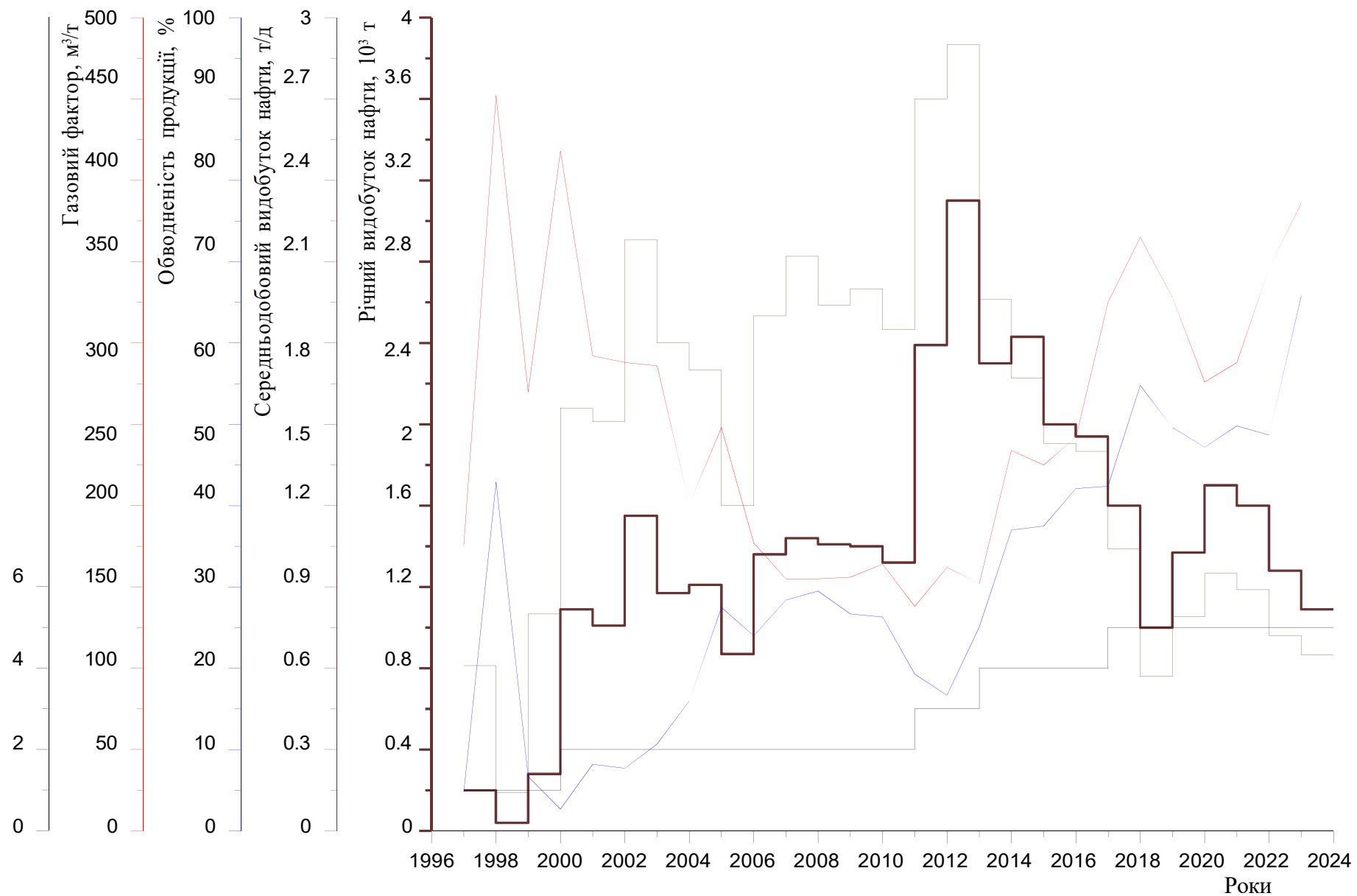
Роки	Свердловинодні	Річний видобуток			Дебіт, т/д		Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Обводненість, %	Накопичені дані				Пластовий тиск, МПа	Кількість свердловин
		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини			нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	дні		
2001	352,7	0,97	0,35	0,98	2,75	2,78	360,8	1,02	0,97	0,35	0,98	352,7	42,1	1
2002	321,2	0,44	0,12	0,45	1,37	1,40	272,7	2,22	1,41	0,47	1,43	673,9	37,5	1
2003	358,6	0,52	0,16	0,55	1,45	1,53	307,7	5,45	1,93	0,63	1,98	1032,5	-	1
2004	318,6	0,36	0,09	0,39	1,13	1,22	250,0	7,69	2,29	0,72	2,37	1351,1	-	1
2005	367,2	0,47	0,13	0,56	1,28	1,53	276,6	16,07	2,76	0,85	2,93	1718,3	-	1
2006	359,0	0,42	0,09	0,62	1,17	1,73	214,3	32,26	3,18	0,94	3,55	2077,3	-	1
2007	358,6	0,71	0,12	0,91	1,98	2,54	169,0	22,06	3,89	1,06	4,46	2435,8	-	1
2008	328,0	0,62	0,10	0,88	1,89	2,68	161,3	29,55	4,51	1,16	5,34	2763,9	25,8	1
2009	365,0	0,73	0,12	1,03	2,00	2,82	164,4	29,13	5,24	1,28	6,37	3128,9	-	1
2010	364,5	0,78	0,12	1,06	2,14	2,91	153,8	26,42	6,02	1,40	7,43	3493,4	-	1
2011	365,7	0,79	0,12	1,01	2,16	2,76	151,9	21,78	6,81	1,52	8,44	3859,1	-	1
2012	486,2	1,41	0,17	1,50	2,90	3,09	117,0	6,00	8,22	1,69	9,94	4345,3	23,7	2
2012	721,5	1,58	0,23	1,70	2,19	2,36	142,4	7,06	9,80	1,91	11,64	5066,8	24,2	2
2013	661,9	0,92	0,12	1,16	1,39	1,75	133,7	20,69	10,72	2,03	12,80	5728,7	29,2	2
2014	710,0	0,71	0,19	1,14	1,00	1,61	267,6	37,72	11,43	2,22	13,94	6438,7	23,8	2
2015	726,5	0,85	0,20	1,29	1,17	1,78	235,3	34,11	12,28	2,42	15,23	7165,2	-	2
2016	680,0	0,68	0,18	1,01	1,00	1,49	264,7	32,67	12,96	2,60	16,24	7845,2	-	2
2017	854,9	0,824	0,29	1,19	0,96	1,39	351,9	30,76	13,78	2,89	17,43	8700,1	26,1	2
2018	1085,4	0,60	0,22	1,17	0,55	1,08	366,7	48,72	14,38	3,11	18,60	9785,5	25,1	3
2019	1018,5	0,85	0,28	1,53	0,83	1,50	329,4	44,44	15,23	3,39	20,13	10804,0	25,3	3
2020	1081,4	0,90	0,25	1,71	0,83	1,58	277,8	47,37	16,13	3,64	21,84	11885,4	24,1	3
2021	1076,9	0,92	0,31	1,80	0,85	1,67	337,0	48,89	17,05	3,95	23,64	12962,3	23,1	3
2022	1064,0	0,87	0,29	1,60	0,82	1,50	333,3	45,63	17,92	4,24	25,24	14026,3	23,6	3
2023	950,1	1,02	0,39	2,00	1,07	2,11	382,4	49,00	18,94	4,63	27,24	14976,4	23,0	3
2024	1052,6	0,59	0,24	1,84	0,56	1,75	406,8	67,99	19,53	4,87	29,08	16029,0		3

**Таблиця 5.9 - Характеристика основних показників розробки покладу МІ-2+3 середньо- та нижньо-менілітових відкладів ІІ ділянки Спаського блоку (свердловини 1, 21-Чечва) [2]**

Роки	Свердло-винодні	Річний видобуток			Дебіт, т/д		Газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Обводне-ність, %	Накопичені дані				Кількість свердловин	Пласто-вий тиск, МПа
		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини			нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	дні		
1998	327,9	0,20	0,04	0,21	0,61	0,64	200,0	4,8	0,20	0,0	0,21	328	1	27,9
1999	285,7	0,04	0,02	0,07	0,14	0,25	500,0	42,9	0,24	0,1	0,28	613,6	1	-
2000	350,0	0,28	0,07	0,30	0,80	0,86	250,0	6,7	0,52	0,1	0,58	963,6	1	-
2001	352,9	0,12	0,11	0,14	0,34	0,40	916,7	14,3	0,64	0,2	0,72	1316,5	1	26,7
2002	347,6	0,57	0,17	0,66	1,64	1,90	298,2	13,6	1,21	0,4	1,38	1664,1	1	24,7
2003	349,2	1,03	0,27	1,13	2,95	3,24	262,1	8,8	2,24	0,7	2,51	2013,2	1	-
2004	332,0	0,81	0,25	0,92	2,44	2,77	308,6	12,0	3,05	0,9	3,43	2345,2	1	-
2005	334,9	0,73	0,11	0,88	2,18	2,63	150,7	17,0	3,78	1,0	4,31	2680,1	1	22,7
2006	348,8	0,45	0,12	0,58	1,29	1,66	266,7	22,4	4,23	1,2	4,89	3028,9	1	-
2007	361,1	0,65	0,12	0,85	1,80	2,35	184,6	23,5	4,88	1,3	5,74	3390,0	1	-
2008	350,4	0,82	0,12	1,13	2,34	3,22	146,3	27,4	5,70	1,4	6,87	3740,4	1	-
2009	359,8	0,68	0,10	0,97	1,89	2,70	147,1	29,9	6,38	1,5	7,84	4100,2	1	-
2010	335,1	0,62	0,10	0,85	1,85	2,54	161,3	27,1	7,00	1,6	8,69	4435,4	1	-
2011	350,3	0,53	0,10	0,78	1,52	2,21	181,8	31,3	7,53	1,7	9,47	4785,6	1	-
2012	339,1	0,98	0,12	1,24	2,89	3,66	122,4	21,0	8,51	1,8	10,71	5124,7	1	-
2012	347,1	1,51	0,22	1,84	4,35	5,30	145,7	17,9	10,02	2,0	12,55	5471,9	1	-
2013	511,7	1,38	0,23	1,88	2,35	3,67	142,2	26,3	11,40	2,3	14,43	5983,6	2	-
2014	703,8	1,72	0,40	2,73	0,95	3,88	248,6	41,0	13,12	2,7	17,16	6687,4	2	23,5
2015	675,0	1,15	0,25	1,96	0,45	2,90	217,4	42,8	14,27	2,9	19,12	7362,4	2	22,6
2016	629,1	1,22	0,27	2,24	0,21	3,56	271,7	50,6	15,49	3,2	21,36	7991,5	2	20,7
2017	684,7	0,78	0,23	1,57	1,14	2,29	335,2	50,7	16,27	3,4	22,93	8676,2	2	-
2018	665,8	0,40	0,15	1,08	0,60	1,62	377,3	59,3	16,67	3,6	24,01	9342,0	2	20,0
2019	711,9	0,53	0,17	1,22	0,74	1,71	311,9	53,8	17,20	3,7	25,23	10053,9	2	-
2020	699,4	0,80	0,22	1,54	1,14	2,20	268,8	42,0	18,00	4,0	26,77	10753,3	2	20,4
2021	725,4	0,67	0,19	1,38	0,92	1,90	290,7	52,1	18,67	4,1	28,15	11478,7	2	-
2022	722,2	0,41	0,15	0,86	0,57	1,19	400,6	61,0	19,08	4,3	29,01	12200,9	2	21,6
2023	717,4	0,07	0,03	1,20	0,10	1,67	444,3	58,3	19,15	4,3	30,20	12918,3	2	-
2024	700,5	0,06	0,03	0,52	0,09	0,75	451,2	87,9	19,22	4,4	30,72	13618,8	2	-



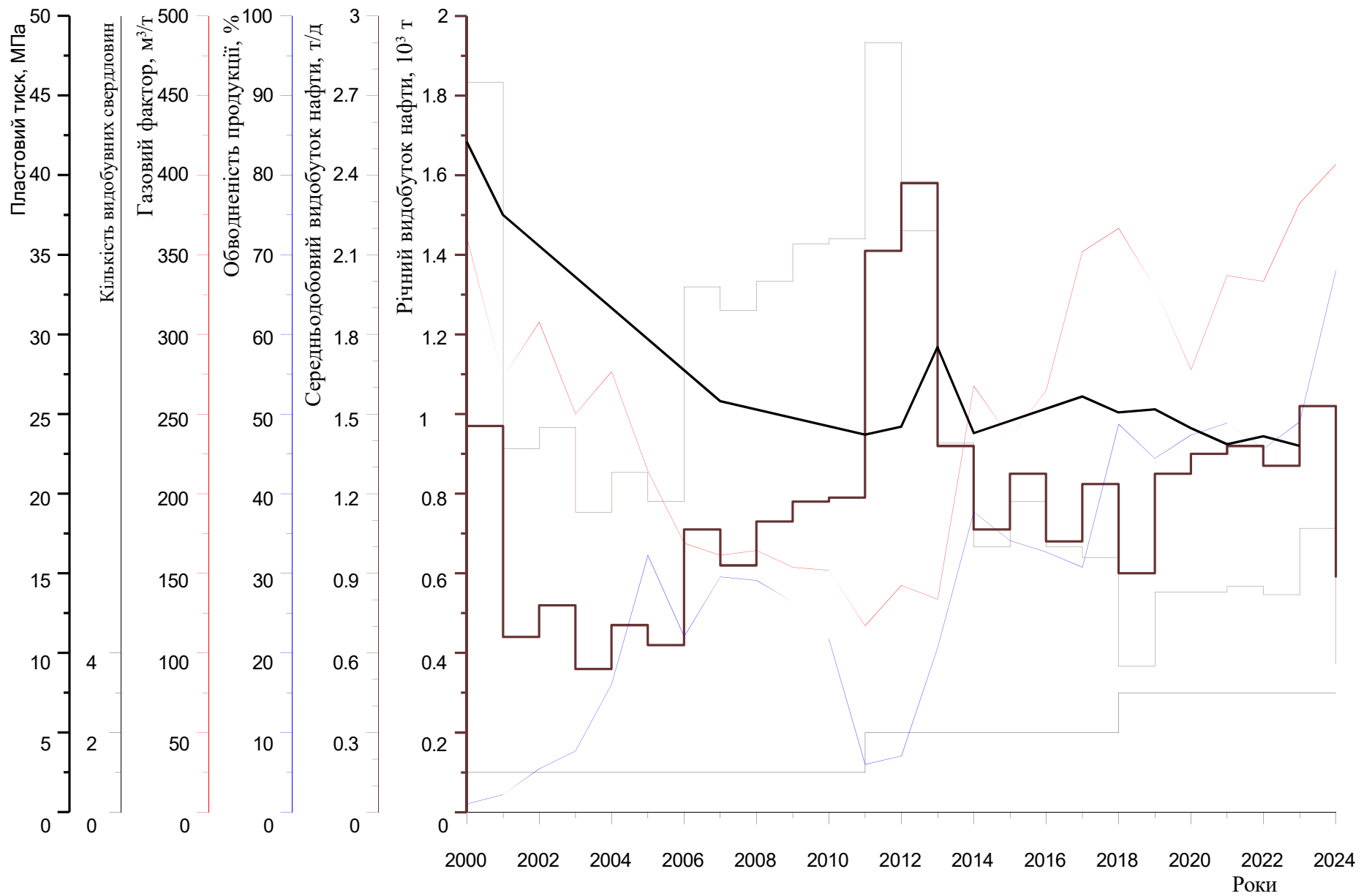
**Рисунок 5.7** – Динаміка основних показників розробки II ділянки Спаського блоку [2]



**Рисунок 5.8** – Динаміка основних показників розробки Чечвинського родовища [2].

**Таблиця 5.10 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і рідини Чечвинського родовища [3].**

Роки	Річний видобуток			Середній дебіт 1 видобувної свердловини, т/д		Середній газовий фактор, м <sup>3</sup> /т	Накопичені дані			Середньорічна обводненість продукції, %	Темп відбору від загальних запасів, %	Вилучення видобувних запасів, %	Питомий коефіцієнт нафтовилучення запасів, частка од.	Фонд свердловин на кінець року, видобувних, шт.
	нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т	нафти	рідини		нафти, тис.т	газу, тис.м <sup>3</sup>	рідини, тис.т					
1997	0,20	0,04	0,21	0,61	0,62	176	0,20	0,04	0,21	4,8	0,020	0,14	0,0002	1
1998	0,04	0,02	0,07	0,14	0,24	452	0,24	0,06	0,28	42,9	0,004	0,16	0,0002	1
1999	0,28	0,07	0,30	0,80	0,86	270	0,52	0,13	0,58	6,7	0,028	0,36	0,0005	1
2000	1,09	0,46	1,12	1,56	1,60	418	1,61	0,59	1,70	2,7	0,109	1,10	0,0016	2
2001	1,01	0,29	1,10	1,51	1,66	292	2,62	0,88	2,80	8,2	0,101	1,79	0,0026	2
2002	1,55	0,43	1,68	2,18	2,36	288	4,17	1,31	4,48	7,7	0,155	2,86	0,0042	2
2003	1,17	0,34	1,31	1,80	2,01	286	5,34	1,65	5,79	10,7	0,117	3,66	0,0053	2
2004	1,21	0,24	1,44	1,70	2,05	201	6,55	1,89	7,23	16,0	0,121	4,49	0,0066	2
2005	0,87	0,21	1,20	1,20	1,80	248	7,42	2,10	8,43	27,5	0,087	5,08	0,0074	2
2006	1,36	0,24	1,79	1,90	2,50	177	8,78	2,34	10,22	24,0	0,136	6,01	0,0088	2
2007	1,44	0,22	2,01	2,12	2,98	155	10,22	2,56	12,23	28,4	0,144	7,00	0,0102	2
2008	1,41	0,22	2,00	1,94	2,76	155	11,63	2,78	14,23	29,5	0,141	7,97	0,0116	2
2009	1,40	0,22	1,91	2,00	2,80	156	13,03	3,00	16,14	26,7	0,140	8,92	0,0130	2
2010	1,32	0,22	1,79	1,85	2,50	164	14,35	3,22	17,93	26,3	0,132	9,83	0,0144	2
2011	2,39	0,33	2,96	2,70	3,23	138	16,74	3,55	20,89	19,3	0,239	11,47	0,0167	3
2012	3,10	0,49	3,72	2,90	3,47	162	19,84	4,04	24,61	16,7	0,309	13,59	0,0198	3
2013	2,30	0,35	3,07	1,96	2,62	152	22,14	4,39	27,68	25,1	0,230	15,16	0,0221	4
2014	2,43	0,56	3,86	1,67	2,68	234	24,45	4,95	31,54	37,0	0,243	16,74	0,0244	4
2015	2,00	0,45	3,20	1,43	2,28	225	26,45	5,40	34,74	37,5	0,200	18,11	0,0264	4
2016	1,94	0,47	3,24	1,40	2,44	242	28,39	5,87	37,98	40,1	0,194	19,44	0,0284	4
2017	1,60	0,52	2,78	1,04	1,81	325	29,99	6,38	40,76	42,4	0,160	20,54	0,0300	5
2018	1,00	0,37	2,21	0,57	1,26	365	30,99	6,74	42,98	54,8	0,100	21,22	0,0310	5
2019	1,37	0,45	2,72	0,79	1,57	328	32,36	7,19	45,69	49,6	0,137	22,16	0,0324	5
2020	1,70	0,47	3,22	0,95	1,81	276	34,06	7,66	48,91	47,2	0,170	23,33	0,0341	5
2021	1,60	0,46	3,19	0,89	1,77	288	35,66	8,12	52,10	49,8	0,160	24,42	0,0357	5
2022	1,28	0,44	2,50	0,72	1,40	346	36,94	8,57	54,60	48,7	0,128	25,30	0,0369	5
2023	1,09	0,42	3,20	0,65	1,92	386	38,03	8,99	57,79	65,8	0,109	26,05	0,0380	5
2024	0,65	0,27	2,37	0,37	1,35	412	38,68	9,26	60,16	72,3	0,065	26,49	0,0387	5



**Рисунок 5.6** – Динаміка основних показників розробки I ділянки Спаського блоку [2].

## 5.2 Характеристика енергетичного стану родовища

Початкова гідродинамічна характеристика покладів продуктивних горизонтів родовища встановлена під час випробування, дослідження та пробної експлуатації свердловин. Заміри пластових тисків на різних глибинах залягання менілітового комплексу в нафтовій та водяній частинах розрізу свідчать про гідродинамічну відокремленість наявних нафтових покладів на різних ділянках Спаського блоку (I та II ділянка Спаського блоку гідродинамічно ізольовані).

У таблиці 5.11 наведені дані із початкових замірів пластових тисків і температур, а також співставлення тисків з умовно гідростатичними [3].

Поклад М1-1 характеризується значною недонасиченістю пластової нафти (відношення тиску насичення 28,7 МПа до початкового пластового 42,1 МПа становить 0,69), що зумовлює відчутний прояв в процесі розробки пружного режиму – пружна ємність породи і флюїдів забезпечує при такому співвідношенні вилучення 2,5 % загальних запасів нафти покладу. В решті покладів, які розробляються (М1-2, М1-3) цей чинник відіграє значно меншу роль (у покладі М1-3 коефіцієнт нафтовилучення на пружному становить величину 1,3 %, а у покладі М1-2 визначальним вже на початковій стадії є режим розчиненого газу). Заміри пластових тисків наведено в таблиці 5.12 [3].

Через незначну гідродинамічну провідність продуктивних пластів робочі депресії свердловин знаходяться в межах 8-11 МПа, а запас пластової енергії для фонтанування вичерпано. Весь фонд родовища експлуатується глибинно-насосним способом з незначними коефіцієнтами продуктивності, а свердловина 1-Чечва, яка є малодобітною, експлуатується періодично фонтанним способом.

Глибинну пробу нафти з покладів I ділянки Спаського блоку взято тільки з верхьоменілітового покладу (m11), яка свідчить про те що нафта горизонту є недонасиченою. Пружні властивості покладів проявляються в межах тиску насичення - 28,7 МПа та початкового пластового тиску - 42,1 МПа. Зважаючи на даний факт при врахуванні запасів нафти під кодом класу 111 (411 тис т) відбір нафти за рахунок пружного режиму становить 10 тис т, що за фактичними технологічними показниками відповідає періоду з 2000 по 2013 р. [3]

$$\eta_{np} = \frac{b(P_{nl}) - b(P_{nac})}{b(P_{nl})} = \frac{1.421 - 1.385}{1.421} = 0.025 \quad (3.1)$$

**Таблиця 5.11** – Початкова гідротермодинамічна характеристика покладів [2].

Поклад	Блок, ділянка	Зона покладу	Свердловина	Дата заміру	Пластовий тиск, МПа	Глибина заміру, м		Перевищення над гідростатичним тиском, МПа	Абсолютна відмітка елементів покладу, м		
					температура, °С	глибина	абс. відмітка		покрівлі	середини	ВНК
Верхньоменілітовий продуктивний горизонт											
МІ-1	І ділянка Спаського блоку	нафтова	5-Чечва	16.11.1997	42,1	2455	-2017	+17,6	-1932,5	-2008	- 2083,6
					69						
		водяна	4-Н.Стр.		33,2	2695	-2307	+1,25	-	-	-
Середньоменілітовий продуктивний горизонт											
МІ-2	Нижньострутинський блок	нафтова	2-Н-Стр.	30.11.1984	44,6	2870	-2290	+15,9	-2425	-2458	- 2490,7
					78						
Нижньоменілітовий (клівський пісковик) продуктивний горизонт											
МІ-3	ІІ ділянка Спаського блоку	нафтова	1-Чечва	23.02.1996	31,9	2842	-2382	+3,5	-2236,0	-2325	- 2412,9
					76						
	І ділянка Спаського блоку	водяна	5-Чечва	28.03.1997	40,4	2660	-2231	+14,3	-	-	-
Нижньоменілітовий (клівський пісковик) продуктивний горизонт											
МІ-4	І ділянка Спаського блоку	нафтова	1-Цинява	02.06.2009	41,6	2700	-2260	+14,3	-2290	-2313,5	- 2336,6
					79						

З початку 2014 р. відбувається ріст газового фактору від величини 268 м<sup>3</sup>/т до 407 м<sup>3</sup>/т (2024 р.) при величині газовмісту пластової нафти 189 м<sup>3</sup>/т. Поточний пластовий тиск становить 23 МПа. Отже як і фактичні так і теоретичні дані підтверджують перехід покладів І ділянки Спаського блоку в 1998 р. з пружнього режиму розробки на режим розчиненого газу.

Продуктивними покладами на II ділянка Спаської складки є горизонти ml<sub>2</sub>, ml<sub>3</sub>, ml<sub>4</sub>. Запаси вуглеводнів перших двох покладів відносяться до коду класу 111 і складають відповідно 120 та 470 тис т, а горизонту ml<sub>4</sub> – до коду класу 122 в розмірі 80 тис т. Початковий пластовий тиск (31,6 МПа) горизонту ml<sub>2</sub> відповідає тиску насичення, а для горизонту ml<sub>3</sub> є нижчим від початкового (31,9 МПа) на 6,5 МПа. Отже, за рахунок пружньої енергії пластових флюїдів з горизонту ml<sub>3</sub> видобуто 6 тис т [3].

$$\eta_{np} = \frac{b(P_{nl}) - b(P_{нас})}{b(P_{nl})} = \frac{1.311 - 1.294}{1.311} = 0.013 \quad (5.2)$$

Для даного об'єкту розробки чистий пружній режим спостерігався тільки в 1997 р. У травні 1998 р. в свердловині 1-Чечва був достріляний горизонт ml<sub>2</sub> в цьому ж році був зафіксований газовий фактор 500 м<sup>3</sup>/т, що практично в два рази перевищує величину початкового газовмісту пластової нафти. У подальшому об'єкт розробляється на змішаному режимі – розчиненого газу та пружньому. Розділити два режими в часовому вимірі за фактичною зміною основних технологічних показників є проблематичним, оскільки не проводилось досліджень по працюючих інтервалах, а газовий фактор спочатку зріс до максимальної величини 917 м<sup>3</sup>/т (2000 р) а тоді знизився і в період з 2014 р. по 2015 р. коливався в межах 122-267 м<sup>3</sup>/т. На даний час II ділянка Спаського блоку розробляється на режимі розчиненого газу. Підтвердженням цього служать як величини поточного пластового (20-21 МПа) так і газового фактора (451 м<sup>3</sup>/т) [3].

### 5.3 Динаміка обводнення продукції.

Розробка об'єктів здійснюється на режимі розчиненого газу. Поява води в продукції свердловин спостерігається в кожній свердловині з початку введення її в експлуатацію. Даний факт можна пояснити наявністю вод, які не відносяться до продуктивних покладів менілітової світи.

Свердловини 1-Ч, 1-Ц є пошуковими, а свердловина 5-Ч розвідувальна відповідно в таких свердловинах під час освоєння були проведені перфораційні роботи (з подальшим відсіченням цементним мостом) в інтервалах, які за геофізичними даними були обводненими. У свердловині 1-Ч в інтервалі 3212-3202 м та 3191-3172 м отримали приплив води в кількості 0,96 м<sup>3</sup>/д, в свердловині 1-Ц в інтервалі 2915-2890 – 4,3 м<sup>3</sup>/д а в свердловині 5-Ч в інтервалах 2692-2673 м, 2664-2653 м, 2653-2541 м – від 220 до 600 м<sup>3</sup>/д [3].

У свердловині 1-Чечва вода з'явилася в липні 1997 р. Весь період експлуатації супроводжується наявністю води в продукції свердловини. Максимальну обводненість продукції (74,9 %) зафіксовано в 2024 р. при середньому дебіті нафти за рік 0,03 т/д. при цьому в 2023 р. обводненість склала 20,9 %, а дебіт нафти склав 0,07 т/д. По фактичним даним вищевказаної свердловини не спостерігається чіткої залежності росту продукції обводнення. Свердловина 21-Чечва введена в експлуатацію у вересні 2013 р. з обводненням 12%. До 2022 р. обводненість зросла до 50%. Протягом 2023- 2024 років видобуток нафти впав приблизно в 10 раз при цьому зросла обводненість продукції до 90 % [3].

Свердловина 5-Чечва введена в експлуатацію 2 січня 2000 р. з початковим дебітом 4,2 т/д безводної нафти. Однак уже в січні у продукції свердловини з'явилася вода. До 2009 року обводненість зросла до 49,17 %, а дебіт свердловини складає 0,83 т/д. Величина обводненості близько 40 % спостерігається вже протягом 11 років. Свердловина 22-Чечва введена в експлуатацію в 1995 році з обводненням 3 %. До 2023 р. обводнення зросло до 44,6 %.. На 01.01.2025 року середньодобовий дебіт свердловини складає 0,20 т/д, обводненість – 85,8% [3].

Свердловина 1-Цинява введена в експлуатацію 7 липня 2017 р. з обводненням 16,1 %. За період до 2024 року воно збільшилось до 69,6%. Дебіт свердловини за 2008 рік становив 0,68 т/д.

Зважаючи на те, що обидва об'єкти розробки експлуатувалися на природних режимах (пружньому режимі з переходом на режим розчиненого газу), для яких наявність води в продукції є не характерним, то з метою покращення контролю за розробкою доцільно провести дослідження з метою виявлення поступлення води в продукцію свердловини.

Динаміка обводненості продукції свердловин та по родовищу в цілому наведена в таблиці 5.13 [3].

**Таблиця 5.12 – Заміри пластового тиску і температури у свердловинах Чечвинського родовища [3]**

Номер свердловини	Глибина заміру, м	Пластова температура, °С	Пластовий тиск, МПа	Приведений тиск, МПа
1-Чечва**	2700	76	17,8	17,8
	2700	78	17,8	17,8
	2350	68	29,4	32,6
	2700	78	17,8	17,8
	2350	73	24,2	27,4
5-Чечва*	2455	$T_{\text{поч}}=69$	$P_{\text{поч}}=42,1$	
	2350	67	20,7	22,1
	2350	67	24,7	26,1
	2350	68	24,1	25,5
	2350	68	25,2	26,6
	2000	64	19,6	24,2
21-Чечва**	2500	68	20,0	22,3
	2500	71	20,4	22,7
	2500	73	20,3	22,6
	2500	74	20,4	22,7
	2500	72	20,6	22,9
	2500	71	19,94	22,3
	2500	72	19,3	21,6
	2500	68	21,1	23,4
	2600	75	19,6	20,2
	2600	68	20,9	21,2
22-Чечва*	2500	64	21,5	21,7
	2500	69	21,41	21,6
	2500	71	21,6	21,8
	2500	72	20,7	20,9
	2500	70	20,9	21,1
	2500	72	21,6	21,8
1-Цин.*	2350	63	21,5	23
	2350	68	21,9	23,4
	2350	71	21,4	22,9
	2350	67	21,7	23,2

\*-тиск приведено до абсолютної відмітки мінус 2260 м

\*\*-тиск приведено до абсолютної відмітки мінус 2080 м

**Таблиця 5.13 – Динаміка обводнення продукції свердловин  
Чечвинського родовища [3]**

Рік	Обводненість, %					
	1-Чечва	5-Чечва	21-Чечва	22-Чечва	1-Цинява	по родовищу
1997	4,8	-	-	-	-	4,8
1998	42,9	-	-	-	-	42,9
1999	6,7	-	-	-	-	6,7
2000	14,3	1,02	-	-	-	2,7
2001	13,6	2,22	-	-	-	8,2
2002	8,8	5,45	-	-	-	7,7
2003	12,0	7,69	-	-	-	10,7
2004	17,0	16,07	-	-	-	16
2005	22,4	32,26	-	-	-	27,5
2006	23,5	22,06	-	-	-	24
2007	27,4	29,55	-	-	-	28,4
2008	29,9	29,13	-	-	-	29,5
2009	27,1	26,42	-	-	-	26,7
2010	31,3	21,78	-	-	-	26,3
2011	21,0	19,59	-	5,5	-	19,3
2012	17,9	15,48	-	15	-	16,7
2013	27,6	23,58	25	21,4	-	25,1
2014	48,4	40,74	33,5	33,9	-	37
2015	44,8	36,84	40,7	30,5	-	37,5
2016	57,2	45,45	43,9	34	-	40,1
2017	51,1	31,94	50,3	32,2	34,8	42,4
2018	47,8	41,54	70,8	50,1	31,8	54,8
2019	45,7	35,21	61,8	48,3	42,0	49,6
2020	27,5	51,78	56,4	50,6	29,7	47,2
2021	53,9	32,37	50,2	58,0	44,6	49,8
2022	72,1	43,07	49,8	48,3	47,9	48,7
2023	20,9	36,53	95,7	44,6	56,9	65,8
2024	74,9	49,17	89	85,8	69,6	72,3

## 6. АНАЛІЗ СТАНУ ВИРОБЛЕННЯ ЗАПАСІВ НАФТИ ІЗ ПЛАСТІВ І ДІЛЯНОК РОДОВИЩА

Із 12 свердловин, пробурених на Чечвинському родовищі, на 1.01.2008 р. у видобувному фонді знаходиться 5 свердловин. Свердловини 5-Чечва, 21-Чечва, 22-Чечва та 1-Цинява експлуатуються глибиннонасосним способом, а малодобітна свердловина 1-Чечва періодично фонтанним способом. Свердловини 5-Чечва, 22-Чечва та 1-Цинява розробляють I ділянку Спаського блоку, а свердловини 1-Чечва та 21-Чечва – II ділянку Спаського блоку.

У 2000 р. в експлуатаційному фонді знаходилося 4 свердловини. Згідно проектних рішень [3] планувалось нарощування видобувного фонду свердловин за рахунок введення в експлуатацію видобувної свердловини 23-Чечва і відновлення з консервації свердловини 1-Цинява. Строки введення в експлуатацію зазначених свердловин – 2018 р. Свердловина 1-Цинява введена в експлуатаційний фонд в липні 2017 р., а свердловина 23-Чечва на даний час не пробурена. Свердловини 1, 5, 21, 22-Чечва та 1-Цинява характеризуються низькими дебітами. Станом на 01.01.2009 року їх дебіти склали 0,03, 0,83, 0,16, 0,20 та 0,68 т/д відповідно.

Протягом 2016-2025 рр. дебіт по родовищу складав від 1,40 т/д у 2016 р. до 0,57 т/д у 2018 р., на 01.01.2025 р. він становить 0,37 т/д.

Після проведення у 2019 р. у свердловині 1-Цинява дострілу менілітових відкладів в інтервалах 2402-2390 м, 2377-2371 м середній дебіт однієї видобувної свердловини склав 0,79 т/д [3].

Початкові пластові тиски по всіх покладах перевищували гідростатичні. У покладі М1-1 I ділянки Спаського блоку у нафтовій зоні (св. 5-Чечва) початковий пластовий тиск складав 42,1 МПа і на 17,6 МПа перевищував гідростатичний. У нафтовій зоні покладу М1-2 Нижньострутинського блоку (св. 2-Н.Струтинь) початковий пластовий тиск складав 44,6 МПа і перевищував гідростатичний на 15,9 МПа. У покладі М1-3 II ділянки Спаського блоку у нафтовій зоні (св. 1-Чечва) початковий пластовий тиск становив 31,9 МПа, що на 3,5 МПа перевищує гідростатичний. У покладі М1-4 почтковий пластовий тиск у нафтовій зоні замірявся на I ділянці Спаського блоку у свердловині 1-Цинява і становив 41,6 МПа, що на 14,3 МПа перевищувало гідростатичний. У процесі роботи на родовищі застосовувались різні методи інтенсифікації – гідророзрив пласта, кислотна обробка, очищення привибійної зони пласта пристроєм УОС, гідроударнохвильова обробка установкою “Хвиля”. Підтримання пластового тиску шляхом закачування води визнано не ефективним.

На даний час родовище виснажене і працює на режимі розчиненого газу. Обводненість продкції у 2016 році становила 40,1 % і надалі зростала. У 2024 р. вона становила 72,3 %. Газовий фактор за період від 2000 до 2008 р. змінювався від 242 до 412 м<sup>3</sup>/т [3].

Станом на 01.01.2024 р. з родовища видобуто 38,68 тис.т нафти, що складає 26,49 % від видобувних запасів, коефіцієнт нафтовилучення складає 0,0387 при кінцевому проектному 0,146. Згідно правил розробки [4] на родовищі необхідно

проводити контроль за режимом роботи і станом видобувних свердловин шляхом замірів дебітів нафти, газу і води. Аналіз заходів щодо контролю за процесом розробки, режимом роботи покладів та станом фонду свердловин показав, що періодичність виконання їх на Чечвинському родовищі близька до передбаченої проектними документами лише для замірів дебітів рідини, визначення обводнення продукції, замірів пластових тисків. Визначення пластових тисків шляхом безпосередніх замірів у зупинених видобувних свердловинах проводиться в кількості, яка майже відповідає проектній. Для контролю за режимом роботи покладів на родовищі в 2007 р. періодично проводили заміри статичних, динамічних рівнів, затрубного тиску та вибоїв у свердловинах. Дані зведено в таблицю 6.1 [3].

Пластова температура на родовищі змінюється від 64 до 73 °С. Пластові тиски протягом 2023 р. замірялись у кожній свердловині і змінюються від 19,6 МПа у свердловині 5-Чечва до 24,2 МПа у свердловині 1-Чечва. У таблиці 6.2 наведено порівняння проектних і фактичних показників розробки родовища. Проектні показники значно перевищують фактичні. Це можна пояснити тим, що свердловина 23-Чечва так і не була пробурена. Також згідно попереднього проектного документу у св.5-Чечва пропонувалось проведення методів інтенсифікації раз у 5 років з підвищенням дебіту до 3 т/д, однак проведення ГПП у 2023 р. збільшило дебіт до 1,028 т/д, а КГРП у 2024 р.- тільки до 0,26 т/д. Введення свердловини 1-Цинява планувалося з дебітом 3,5 т/д, однак початковий дебіт свердловини складав 0,5 т/д. У свердловині 21-Чечва пропонувався достріл МЛ-3, приріст дебіту після дострілу очікувався 2,5 т/д, однак після дострілу у 2017 р. значного зростання дебіту не відбулось [4].

**Таблиця 6.1 – Визначення динамічних і статичних рівнів, вибоїв та інших дослідницьких робіт у свердловинах [4].**

Номер свердловини	Назва робіт	Глибина, м	Затрубний тиск, Мпа
1	2	3	4
22-Чечва	вибій	2648	-
1-Цинява	проходимість	3	-
1-Цинява	вибій	2406	-
22-Чечва	вибій	2630	-
21-Чечва	вибій	2892	-
1-Чечва	вибій	2720	-
1-Чечва	динамічний рівень	1635	2
1-Чечва	динамічний рівень	514	5
21-Чечва	вибій	2890	-
1-Цинява	проходимість	2350	-
1-Чечва	вибій	2722	-
22-Чечва	вибій	2630	-
21-Чечва	динамічний рівень	1238	6
22-Чечва	динамічний рівень	334	8
21-Чечва	вибій	2891	-
21-Чечва	вибій	2892	-
22-Чечва	вибій	2628	-
1-Цинява	вибій	2770	-
1-Цинява	динамічний рівень	1135	7
22-Чечва	вибій	2625	-
1-Чечва	опресовка пакера	1526	-
1-Чечва	опресовка НКТ	1525	-
1-Чечва	динамічний рівень	1080	6,5
1-Цинява	вибій	2770	-
5-Чечва	вибій	2471	-
5-Чечва	вибій	2470	-
22-Чечва	динамічний рівень	1536	9
1-Цинява	динамічний рівень	викид	9
22-Чечва	динамічний рівень	1561	7
21-Чечва	динамічний рівень	344	8
1-Чечва	динамічний рівень	712	2
21-Чечва	вибій	2891	-
5-Чечва	вибій	2470	-
21-Чечва	статичний рівень	646	0
22-Чечва	статичний рівень	1391	9
5-Чечва	вибій	2472	-
1-Цинява	проходимість	247	-
1-Чечва	статичний рівень	590	0,6
1-Цинява	динамічний рівень	342	41,2
1-Цинява	вибій	2773	-
1-Цинява	динамічний рівень	510	1,1
1-Цинява	динамічний рівень	342	41,2
21-Чечва	вибій	2890	-
1-Цинява	вибій	2760	-
22-Чечва	вибій	2622	-
1-Чечва	статичний рівень	499	0,7
1-Чечва	вибій	2778	-
1-Цинява	динамічний рівень	1229	48,1
1-Цинява	динамічний рівень	716	9
1-Цинява	динамічний рівень	1640	7,1

1	2	3	4
1-Цинява	динамічний рівень	1590	9,4
22-Чечва	вибій	2500	-
1-Цинява	вибій	2800	-
1-Цинява	вибій	2805	-
1-Цинява	динамічний рівень	7	8,9
5-Чечва	динамічний рівень	1627	23,2
5-Чечва	динамічний рівень	1628	23,2
1-Цинява	динамічний рівень	1633	16,2
5-Чечва	динамічний рівень	522	24,5
21-Чечва	динамічний рівень	528	4,7
1-Цинява	динамічний рівень	викид	10
21-Чечва	вибій	2898	-
5-Чечва	вибій	1750	-
22-Чечва	вибій	2006	-
1-Цинява	динамічний рівень	1752	6,3
22-Чечва	динамічний рівень	1599	6
5-Чечва	вибій	2474	-
1-Цинява	динамічний рівень	340	5,8
22-Чечва	динамічний рівень	940	6,8
21-Чечва	вибій	2870	-

**Таблиця 6.2 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки Чечвинського родовища [4].**

Показники	2020 р.		2021 р.		2022 р.		2023 р.		2024 р.	
	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.
Річний видобуток нафти, 10 <sup>3</sup> т	6,45	1,7	5,94	1,6	5,49	1,28	5,08	1,09	4,71	0,65
Накопичений видобуток нафти, 10 <sup>3</sup> т	51,96	34,056	57,9	35,656	63,39	36,936	68,47	38,03	73,18	38,68
Коефіцієнт нафтовилучення	0,052	0,033	0,058	0,036	0,063	0,037	0,068	0,038	0,073	0,039
Річний видобуток рідини, 10 <sup>3</sup> т	8,87	3,22	8,18	3,19	7,57	2,496	7,01	3,196	6,52	2,37
Накопичений видобуток рідини, 10 <sup>3</sup> т	70,69	48,91	78,87	52,1	86,44	54,596	93,45	57,792	99,97	60,16
Річний видобуток розчиненого газу, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	2,3	0,47	2,31	0,46	2,36	0,44	2,36	0,42	2,31	0,27
Накопичений видобуток розчиненого газу, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	12,73	7,66	15,04	8,12	17,40	8,57	17,40	8,99	22,07	9,26
Обводненість середньорічна, %	27,3	55,8	27,4	49,8	27,5	48,7	27,5	65,8	27,8	72,3
Закачка робочого агента річна, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Закачка робочого агента накопичена, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт.	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5
Фонд нагнітальних свердловин на кінець року, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини: по нафті, т/д	3,1	0,95	2,85	0,89	2,64	0,72	2,32	0,65	2,15	0,37
по рідині, т/д	4,26	1,81	3,93	1,77	3,64	1,4	3,2	1,92	2,98	1,35

## 7 КОНТРОЛЬ ЗА РОЗРОБКОЮ ПОКЛАДІВ

Промислові запаси нафти Чечвинського родовища зосереджені у менілітових відкладах Спаського блоку. Станом на 1.01.2025 р. балансові запаси реалізовані на 26,49 % при середній обводненості 72,3 % Діючий фонд видобувних свердловин експлуатується за допомогою глибинних штангових насосів, тільки свердловина 1-Чечва експлуатується періодично фонтанним способом [6].

Інформаційне забезпечення процесу розробки родовища вимагає проведення значного обсягу дослідницьких робіт і промислових замірів робочих параметрів. Ці роботи мають цілком визначене спрямування – оцінка енергетичного потенціалу покладів, фільтраційних параметрів пласта, якості розкриття продуктивних шарів, стану привибійної зони, виявлення інтервалів не охоплених дренаванням, визначення коефіцієнтів продуктивності, видобувних можливостей свердловин, об'ємів відбору рідини та газу, дотримання природоохоронних заходів, тощо.

Заходи з метою контролю за розробкою родовища приведені в таблиці 7.1. Вони складені виходячи з поточного стану розробки, а також технологічних умов, які будуть дотримуватись у 2025-2034 р.р.

У процесі контролю за розробкою пластів, станом і експлуатацією свердловин і свердловинного обладнання, необхідно проводити дослідження, метою яких є вивчення і визначення:

- динаміки поточного стану видобутку нафти, попутного газу і води;
- температурного та енергетичного стану покладів, зміни пластових, вибійних тисків в зонах відборів;
- дебітів рідини та нафти, обводнення видобувних свердловин;
- джерел і інтервалів обводнення свердловин; стану герметичності експлуатаційних колон, взаємодії продуктивного горизонту з сусідніми за розрізом горизонтами і наявності перетікання рідини і газу між пластами об'єкту, який розробляється і тектонічними порушеннями [6].

Заходи складені у відповідності до типових комплексів гідродинамічних і промислово-геологічних досліджень, заходів щодо контролю за розробкою нафтових родовищ і приведені в таблиці 7.1. [6]

Крім заходів, перелічених у таблиці 7.1, рекомендується також проводити комплекс разових гідродинамічних досліджень свердловин, в яких здійснюються геолого-технічні заходи (до і після їх проведення). Він має включати в себе визначення дебітів рідини, обводнення, статичних і динамічних рівнів, стеження за рівнем у свердловині після їх зупинки 7.2 [6].

Кожен квартал рекомендується робити заміри пластових тисків (статичних рівнів) і пластових температур.

**Таблиця 7.1** – Періодичність визначення параметрів пластів і характеристик свердловин для періоду падаючого видобутку нафти [7].

Параметри і характеристики	Видобувні свердловини	
	Фонтанні	Глибинонасосні
1. Пластовий тиск	Не менше одного разу в рік	Не менше одного разу в рік
2. Вибійний тиск	Один раз в квартал і при зміні режиму роботи свердловини	—
3. Дебіт свердловини (нафта, газ), обводненість нафти	Через кожні 10 днів і при зміні режиму відбору продукції	
4. Коефіцієнт продуктивності свердловини	Один раз у рік і після зміни режиму фонтанування	—
5. Пластова температура	Під час заміру пластового тиску	
6. Вибійна температура	Під час заміру вибійного тиску	
7. Статичний рівень рідини у свердловині	—	При замірі пластового тиску
8. Динамічний рівень рідини у свердловині	—	Один раз в квартал і при зміні режиму роботи насоса
9. Гідропровідність пластів	Один раз у два роки	—
10. П'єзопровідність пластів	Одночасно з визначенням гідропровідності пластів	
11. Скін-ефект	Одночасно з визначенням гідропровідності пластів та перед обробкою привибійної зони	
12. Інтервали припливу продукції	При значній зміні продуктивності, але не рідше ніж через три роки	
13. Обводненість пластів	При зміні обводненості продукції	
14. Властивості нафти в пластових умовах	При введенні нових свердловини в експлуатацію і один раз у три роки для виділених в межах покладу свердловин з розрахунку 5 % від фонду	

**Таблиця 7.2**–Види і обсяги поточних промислових досліджень нафтової свердловини [8]

№ п/п	Види досліджень	Періодичність досліджень фонтануючих нафтових свердловини
1	Визначення дебітів нафти, нафтовогогазу, води	постійно
2	Визначення обводнення продукції, газового фактору	постійно
3	Визначення динамічних тиску і температури:	
	-на гирлі	1 раз н атиждень
	-н авибої	1 раз на півріччя*
4	Визначення динамічних рівнів	-
5	Визначення статичних тиску і температури:	
	-на гирлі	1 раз на півріччя
	-на вибої	1 раз на півріччя*
6	Визначення статичного рівня рідини	-
7	Відбір гирлових проб	1 раз на квартал
8	Дослідження нафтових свердловин при усталеному режимі роботи.	1 раз на рік**
9	Дослідження нафтових свердловин методом відновлення тиску, після зупинення свердловини, на неусталеному режимі.	1 раз на рік**
10	Дослідження свердловин методом відновлення рівня.	-
11	Відбір глибинних проб пластової нафти (три проби) для визначення складу та фізико-хімічних властивостей нафти і нафтового газу.	при необхідності
12	ГДС-контроль	При необхідності та при ускладненні в роботі свердловини

\*-дослідження проводять при можливості під час планово-ремонтних, капітальних ремонтних робіт.

\*\*–зняття кривої відновлення тиску, замір пластового тиску та дослідження свердловин на продуктивність доцільно проводити в комплексі.

## ВИСНОВКИ

В адміністративному відношенні Чечвинське родовище розташоване на території Рожнятівського району Івано-Франківської області. Розробка Чечвинського родовища проводилась за проектом пробної експлуатації, складеним НДПІ (ЦНДЛ) у 1986 р., технологічною схемою розробки 1989 р. та уточненою технологічною схемою 2000 р.

Чечвинське родовище розташоване в межах Бориславсько – Покутської зони, яка представлена лінійно витягнутою системою складок-лусок, згрупованих в три яруси. Складки, як правило, перевернуті на північний схід та мають часто круті північно-східні крила і пологі південно-західні. В межах родовища встановлено два поверхи складок. До першого віднесена Верхньо-Струтинська, Нижньо-Струтинська складки та її відворот. До другого – Рожнятівська (Ясеновецька) складка. Розрізи складок представлені крейдовими і палеогеновими флішовими відкладами та моласами неогену.

У розрізі менілітової світи олігоцену виявлено чотири продуктивних горизонти: М1-1, М1-2, М1-3, М1-4. Горизонт М1-1, який виділено у верхньоменілітовій підсвіті, розкритий свердловинами 1, 2, 4, 5, 6, 22-Чечва, 2, 4-Н.Струтинь, 1, 3-Струтинь та 1-Цинява. Промислові припливи нафти одержані в свердловинах 5, 22-Чечва. Горизонт М1-2, який об'єднує колектори середньоменілітової підсвіті, розкритий свердловинами 2, 4-Н.Стр., 1, 4, 5, 21-Чечва. Промислові припливи нафти зафіксовані в свердловинах 21-Чечва, 2-Н.Стр. Горизонт М1-3 пов'язаний з нижньоменілітовою підсвітою – її верхньою частиною та горизонтом клівських пісковиків, розкритий свердловинами 1, 4, 5-Чечва, 2, 4-Н.Стр. та 1-Стр., промислові припливи одержані в свердловині 1-Чечва. Горизонт М1-4 залягає в підшві нижньоменілітової підсвіті в зоні розповсюдження надроговікового горизонту, розкритий свердловинами 1, 4, 5-Чечва, 2, 4-Н.Стр. та 1-Стр., промислові припливи одержані в свердловині 1-Цин. В межах родовища пробурено 12 свердловин, в т. ч. 8 пошукових (1, 2, 4-Чечва, 2, 4-Н.Стр, 1, 3-Стр., 1-Цин), 2 розвідувальні (5, 6-Чечва) та дві експлуатаційні (21, 22-Чечва), в т. ч. на Нижньо-Струтинському блоці свердловина 2-Н.Стр., на північно-західній ділянці Спаського блоку – свердловини 1, 3-Стр., 4-Н.Стр., 5, 22-Чечва, 1-Цин., на південно-східній ділянці цього ж блоку свердловини 1, 2, 4, 6, 21-Чечва. З геологічних причин ліквідовані свердловини 2, 4, 6-Чечва, 1, 3-Стр., 2, 4-Н.Стр. Дослідно-промислова розробка здійснюється свердловинами 1, 5, 21, 22-Чечва, 1-Цин. Поклади обох ділянок Спаського блоку утворюють окремі гідродинамічні системи і відповідно самостійні об'єкти розробки.

У Державному балансі запасів корисних копалин на 01.01.1999 р. в покладах горизонтів М1-1, М1-2 Чечвинського родовища числились поточні балансові/видобувні запаси нафти категорії С<sub>1</sub> 1273/205 тис.т, розчиненого газу

видобувні – 131 млн м<sup>3</sup>.

Експлуатаційний фонд родовища налічує 5 свердловин – 1, 5, 21, 22-Чечва, 1-Цинява.

Чечвинське нафтове родовище налічує в своєму складі 4 поклади (М1-1, М1-2, М1-3, М1-4) в менілітових відкладах Нижньо-Струтинського та Спаського блоків північно-західної перикліналі Нижньо-Струтинської антиклінальної складки, розташованої в I ярусі структур центральної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Дослідно-промислова розробка розпочата в 1981р. на покладі М1-3. Блокова будова складки обумовлена поперечними скидо-зсувами. Скид, який обмежує родовище на південному сході відокремлює Спаський блок родовища від Ясиновецького. У свою чергу Спаський блок поперечним порушенням розділено на дві ділянки – південно-східну (район свердловин 1,21,4-Чечва) та північно-західну (район свердловин 1-Цинява, 5-Чечва, 4-Н.Струтинь). Спаський блок по поперечному скиду контактує з Нижньо-Струтинським.

У цілому по родовищу з покладів менілітових відкладів обох ділянок Спаського блоку видобуто 38,03 тис.т нафти, 57,79 тис.т рідини та 8,99 млн м<sup>3</sup> нафтового газу, розробка продовжується 5 видобувними свердловинами.

Промислова розробка родовища відбуватиметься і надалі на природному режимі виснаження пластової енергії, біля 80 % залишкових балансових запасів наявним видобувним фондом відібрати неможливо через його низьку продуктивність.

Розробка об'єктів здійснюється на режимі розчиненого газу. Поява води в продукції свердловин спостерігається в кожній свердловині з початку введення її в експлуатацію. Даний факт можна пояснити наявністю вод, які не відносяться до продуктивних покладів менілітової світи.

Зважаючи на те, що обидва об'єкти розробки експлуатувалися на природних режимах (пружньому режимі з переходом на режим розчиненого газу), для яких наявність води в продукції є не характерним, то з метою покращення контролю за розробкою доцільно провести дослідження з метою виявлення поступлення води в продукцію свердловини.

На даний час родовище виснажене і працює на режимі розчиненого газу. Обводненість продкції у 2016 році становила 40,1 % і надалі зростала. У 2024 р. вона становила 72,3 %. Газовий фактор за період від 2000 до 2008 р. змінювався від 242 до 412 м<sup>3</sup>/т.

Станом на 01.01.2024 р. з родовища видобуто 38,68 тис.т нафти, що складає 26,49 % від видобувних запасів, коефіцієнт нафтовилучення складає 0,0387 при кінцевому проектному 0,146.Згідно правил розробки [4] на родовищі необхідно проводити контроль за режимом роботи і станом видобувних свердловин шляхом замірів дебітів нафти, газу і води.

Аналіз заходів щодо контролю за процесом розробки, режимом роботи покладів та станом фонду свердловин показав, що періодичність виконання їх на Чечвинському родовищі близька до передбаченої проектними документами

лише для замірів дебітів рідини, визначення обводнення продукції, замірів пластових тисків.

Визначення пластових тисків шляхом безпосередніх замірів у зупинених видобувних свердловинах проводиться в кількості, яка майже відповідає проектній.

Для контролю за режимом роботи покладів на родовищі в 2007 р. періодично проводили заміри статичних, динамічних рівнів, затрубного тиску та вибоїв у свердловинах. Дані зведено в таблицю 6.1.

Пластова температура на родовищі змінюється від 64 до 73 °С. Пластові тиски протягом 2023 р. замірялись у кожній свердловині і змінюються від 19,6 МПа у свердловині 5-Чечва до 24,2 МПа у свердловині 1-Чечва.

Станом на 01.01.2025 р. в цілому по родовищу з покладів менілітових відкладів обох ділянок Спаського блоку видобуто 38,68 тис.т нафти, 60,16 тис.т рідини та 9,26 млн м<sup>3</sup> нафтового газу. Розробка продовжується 5 видобувними свердловинами (1, 5, 21, 22-Чечва та 1-Цинява), в тому числі по покладах: I ділянка: МІ- 1 – свердловини 5, 22-Чечва, , 1-Цинява , МІ- 2 – свердловина 1-Цинява , МІ- 4 – свердловина 1-Цинява, II ділянка: – МІ-2 – свердловина 21-Чечва, МІ-3 – свердловина 1-Чечва. За кількістю і продуктивністю фонд не спроможний забезпечити вилучення балансових запасів у повному обсязі.

У свердловині 1-Чечва планується провести гідродинамічні дослідження з метою подальшого визначення можливості проведення Кислотний гідравлічний розрив пласта (КГРП).

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- 1 Технологічна схема розробки Чечвинського родовища : Звіт ЦНДЛ АТ “Укрнафта”, тема 25Ц.88/04.55 / Смур Ю.М. – Івано-Франківськ, 1989.- 201 с.
- 2 Підрахунок запасів нафти і розчиненого газу Чечвинського родовища в Рожнятівському районі Івано-Франківської області: Звіт ДГП “Західукргеологія” ТзОВ “Геопошук” / Шакін А.В. – Львів, 1999 р. – 292 с.
- 3 Уточнена технологічна схема розробки Чечвинського нафтового родовища : Звіт ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” за договором 00/37 / Косенко В.І. – Івано-Франківськ, 2000. – 187 с.
- 4 Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Москва, 1987.
- 5 СТП 320.00135390.084-2001 Обов’язковий комплекс гідродинамічних та геофізичних досліджень нафтових свердловин на родовищах ВАТ “Укрнафта”
- 6 Проект пробной эксплуатации Чечвинского нефтяного месторождения : Звіт ЦНДЛ, тема 25Ц.37.86/04.55 / Смур Ю.М. – Івано-Франківськ, 1986.- 140 с.
- 7 Галузевий стандарт України. Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів – Київ.: Міністерство екології та природних ресурсів, 2000. – 78 с.