

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
продуктивного горизонту П1+2 Гнідинцівського 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-11-ПЗ

(позначення)

Студент
гр. НЗГ–21-1

_____ Липка П. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник

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

Нормоконтроль

_____ ас. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат

_____ ас. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту

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

Рецензент _____ доц. Гоптарьова Н. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.
«___» _____ 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 _____ **Липка Петро Миколайович**
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) _____ *Геолого-промисловий аналіз розробки
продуктивного горизонту П1+2 Гнідинцівського родовища*

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

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи) _____ 10 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 родовище. 2. Геологічна будова родовища.

3. Геолого-промислова характеристика горизонту. 4. Аналіз поточного стану розробки покладу.

5. Рекомендації з розробки покладу. Висновки.

5. Перелік графічних додатків

1. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту П1+2

2. Геологічний профіль по лініях IV-IV, V-V

3. Карта поточних і накопичених відборів.

4. Графіки динаміки основних показників розробки горизонту П1+2

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

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

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	П р и м і т к а
<i>1.</i>	<i>Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.</i>	<i>10.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>2.</i>	<i>Підготовка загальних відомостей та геологічної будови родовища</i>	<i>24.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>3.</i>	<i>Підготовка геолого-промислової розробки горизонту</i>	<i>01.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>4.</i>	<i>Обробка поточного стану розробки покладу</i>	<i>15.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>5.</i>	<i>Підготовка рекомендацій та контролю з розробки покладу</i>	<i>21.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>6.</i>	<i>Оформлення тексту і графічних додатків.</i>	<i>29.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
<i>7.</i>	<i>Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат.</i>	<i>09.06.2025</i>	
	<i>Захист бакалаврської роботи.</i>		

8. Дата видачі завдання: 10 квітня 2025 р.

Завдання видав керівник

(підпис)

доц. Михайлів І. Р.

(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент

(підпис)

Липка П. М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота містить: сторінок 67, таблиць 16, рисунків та текстових додатків 5, графічних додатків 6.

Приведені сучасні уявлення про геологічну будову і особливості нафтогазоносності продуктивного горизонту П1+2 Гнідинцівського родовища, розташованого в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах Центрального грабену, в області переходу від його при осьової частини до південної прибортової зони.

Проведено геолого-промисловий аналіз розробки покладу, як ключовий етап у забезпеченні ефективного та раціонального використання.

Основна увага приділена вивченню будови, характеристики продуктивного горизонту П1+2, властивостям колекторів, насиченості флюїдами та технологічним показникам видобутку.

Проведено оцінку стану розробки, визначення рівня вичерпання запасів та ефективність методів впливу. Запропоновано рекомендації щодо контролю експлуатації покладу.

Робота має практичне значення для удосконалення систем розробки родовищ, покладів та підвищення нафтовіддачі.

Ключові слова: РОДОВИЩЕ, ГОРИЗОНТ, ПОКЛАД, НАФТА, ГАЗ, КОНДЕНСАТ, РОЗРОБКА, ОБ'ЄКТ РОЗРОБКИ, КОЕФІЦІЄНТ ВИЛУЧЕННЯ

ANNOTATION

The bachelor's thesis contains: pages 67, tables 16, figures and text additions 5, graphical additions 6.

The article presents modern ideas about the geological structure and features of the oil and gas content of the productive horizon P1+2 of the Hnidyntsvivka deposit, located in the northwestern part of the Dnieper-Donetsk depression, within the Central Graben, in the area of transition from its axial part to the southern marginal zone.

A geological and industrial analysis of the development of the deposit was carried out as a key stage in ensuring effective and rational use.

The main attention is paid to the study of the structure, characteristics of the productive horizon P1+2, the properties of the reservoirs, fluid saturation and technological indicators of production.

An assessment of the development status, determination of the level of depletion of reserves and the effectiveness of impact methods were carried out. Recommendations for controlling the operation of the deposit are proposed.

The work is of practical importance for improving the development systems of fields, deposits and increasing oil recovery.

Keywords: DEPOSIT, HORIZON, RESERVE, OIL, GAS, CONDENSATE, DEVELOPMENT, DEVELOPMENT OBJECT, RECOVERY FACTOR

ЗМІСТ

<i>ВСТУП</i>	7
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	9
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА	11
2.1 <i>СТРАТИГРАФІЯ</i>	11
2.2 <i>ТЕКТОНІКА</i>	19
2.3 <i>НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ</i>	21
2.4 <i>ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА</i>	23
3. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРИЗОНТУ	26
3.1 <i>ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА</i> <i>ГОРИЗОНТУ ПІ+2</i>	26
3.2 <i>ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ</i> <i>ТА СКЛАД ПЛАСТОВИХ РІДИН І ГАЗІВ</i>	27
3.3 <i>ЗАПАСИ НАФТИ ТА РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ</i>	33
4. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ РОЗРОБКИ ПОКЛАДУ	34
4.1 <i>АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ФОНДУ СВЕРДЛОВИН</i>	34
4.2 <i>ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ</i> <i>ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ</i>	38
5. РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПОПЕРЕДЖЕННЯ УСКЛАДНЕНЬ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ТА МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ	48
6. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ВИДОБУВАННЯМ НАФТИ І ГАЗУ	52
7. КОНТРОЛЬ ЗА ДИНАМІКОЮ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ І ТЕМПЕРАТУРИ ПІД ЧАС РОЗРОБКИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ	56
<i>ВИСНОВКИ</i>	60
<i>ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ</i>	66

ВСТУП

Актуальність теми. Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в околиці с. Гнідинці Прилуцькому району Чернігівської області України. В західному напрямку від родовища знаходиться Богданівське НГКР, а в південно-східному – Білоусівське ГКР. Родовище поряд з Качанівським і Глинсько-Розбишівським являється одним з найкрупніших родовищ, відкритих в межах Дніпровсько-Донецької западини.

Відкрито у 1959 році свердловиною 1-Гнідинцівська. У 1961 році родовище введено у промислову експлуатацію. Газові поклади в нижньокам'яновугільних відкладах були відкриті у 1965 р., а у 1969 р. введені в експлуатацію.

У геологічній будові Гнідинцівського підняття беруть участь осадові формування палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку.

В тектонічному відношенні Гнідинцівське родовище приурочене до підняття, що розміщене в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах Центрального грабену, в області переходу від його при осьової частини до південної прибортової зони.

На Гнідинцівському родовищі є два нафтогазоносних поверхи: верхній - нижньопермсько-верхньокам'яновугільний і нижній - нижньокам'яновугільний. У нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі продуктивними є відклади нижньої пермі (горизонти П1+2 і П3) і верхнього карбону (горизонти К-1 і К-2).

Метою бакалаврської роботи є – геолого-промисловий аналіз обґрунтування та прогноз технологічних показників розробки покладу П1+2 та в цілому за варіантами і вибір раціонального варіанту подальшої розробки

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

- охарактеризувати географо-економічні умови території досліджень;
- навести геолого-геофізичну вивченість району досліджень;
- привести літологічний опис усіх стратиграфічних підрозділів;
- описати особливості структурно-тектонічної будову площі;
- проаналізувати геологічну будову та нафтогазоносність району досліджень;
- навести характеристику гідрогеологічної обстановки;
- проаналізувати запаси нафти, газу та конденсату;
- аналіз поточного стану розробки покладу;
- аналіз результатів випробувань, промислових досліджень та стану обводнення свердловин;
- охарактеризувати технічний стан свердловин та режим розробки покладу;
- обґрунтувати рекомендації щодо розробки покладу;
- обґрунтувати вибір об'єктів та варіантів розробки покладу;
- обґрунтувати рекомендації з попередження ускладнень в процесі експлуатації свердловин та методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів;
- навести заходи з захисту свердловинного обладнання від корозії

Об'єкт досліджень – продуктивний горизонт П1+2 Гнідинцівського родовища.

Предмет досліджень – нижньопермсько-верхньокам'яновугільний

нафтогазоносний поверх Гнідинцівського родовища.

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

Практичне значення. Результатом геолого-промислового аналізу розробки покладу полягає у визначенні геологічних особливостей і аналізу запасів корисних копалин, обрати оптимальні технології їх видобутку та створити економічно життєздатний і екологічно безпечний план розробки.

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

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване у Прилуцькому районі Чернігівської області. В західному напрямку від родовища знаходиться Богданівське НГКР, а в південно-східному – Білоусівське ГКР. Оглядова схема району робіт наведена на рисунку 1.1.

В межі ліцензійної ділянки родовища повністю входить територія сіл Світличне і Ященків, а також, частково, території сіл Гнідинці, Остапівка, Дащенки і Рубани. Всі населені пункти зв'язані між собою дорогами з твердим покриттям, а з містами Прилуки і Пирятин родовище зв'язане асфальтованими дорогами.

В орогідрографічному відношенні територія родовища знаходиться в басейні ріки Удай, на її лівобережжі рельєф району представляє собою субгоризонтальну увалисто-горбисту ерозійну рівнину, розчленовану мережею долин балок та ярів, з загальним незначним нахилом земної поверхні з північного сходу на південь і південний захід.

Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від +120 до +182 м над рівнем моря.

В економічному відношенні район являється переважно сільськогосподарським, але в зв'язку з відкриттям і розробкою ряду родовищ нафти і газу, в останні десятиріччя широкий розвиток отримала також нафтовидобувна і нафтогазореробна галузі промисловості.

Водопостачання району здійснюється водозабірними свердловинами, які живляться підземними водами палеогенових відкладів.

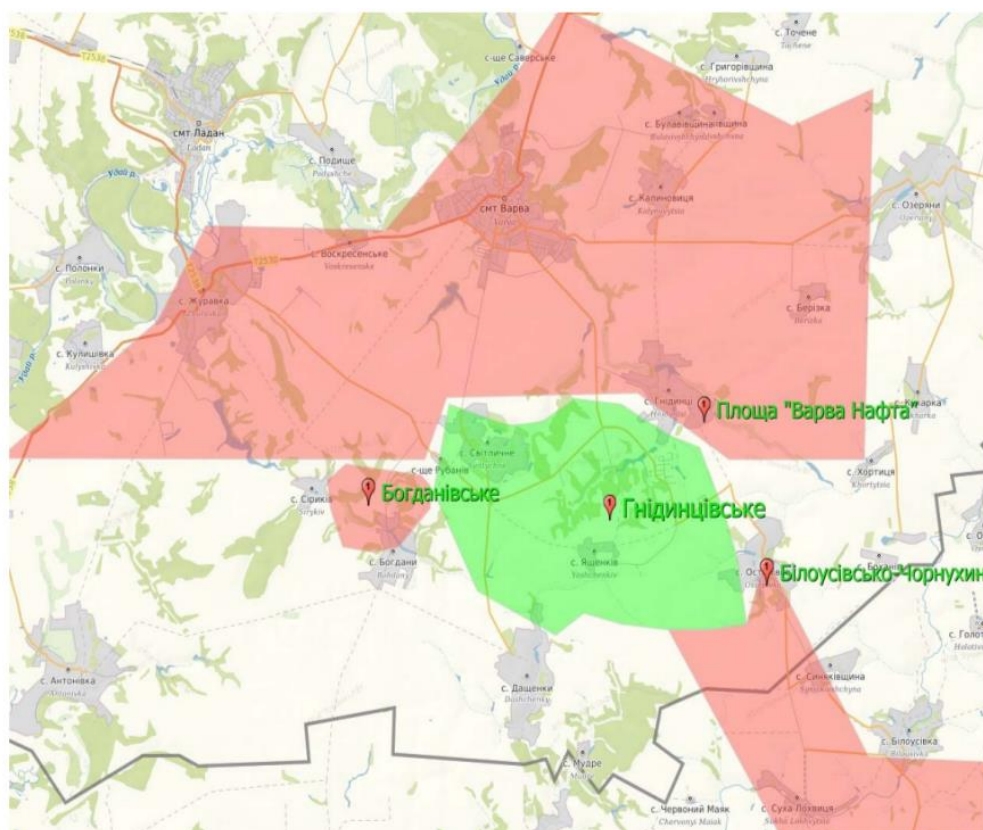
Найближчі залізничні станції Пирятин і Прилуки розташовані в 40-50 км, відповідно в північному і в південно-західному напрямку від родовища.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура +7,3 °С. Тривалість зими 4-5 місяців. Найбільш холодними місяцями являються січень і лютий, найбільш теплими – червень і липень. Середньорічна кількість опадів 600 мм.

В районі родовища протікають мілководні річки Удай, Руда і Мінога, які являються притоками р. Сули. Кількість води в ріках залежить від інтенсивності випадання атмосферних опадів. В літній час русла рік місцями міліють і пересихають. Річкові долини широкі, місцями заболочені. Схили долин інтенсивно порізані глибокими балками і ярами.

В межах родовища сформований лісостеповий ландшафт, представлений терасовою горбистою рівниною з борами і суборами. Лісові масиви займають близько третини території родовища. За видовим складом це східноєвропейські широколистяні та широколистяно-соснові ліси, де переважають дуб, береза, сосна. Решту території займають сільськогосподарські угіддя на місці лісостепових дубово-соснових та соснових лісів.

Рисунок 1.1 - Оглядова карта Гнідинцівського родовища



2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1 СТРАТИГРАФІЯ

В геологічній будові Гнідинцівського підняття беруть участь відклади палеозойського, мезозойського і кайнозойського віків, а покрівля фундаменту знаходиться на глибині близько 5 км [1, 3].

Палеозойські відклади – Pz

В межах родовища палеозойські відклади представлені трьома системами: девонською, кам'яновугільною і пермською [1, 3].

Девонська система – D

Відклади девонської системи розкриті на родовищі п'ятьма свердловинами: 109, 114, 115, 118, 150 в інтервалах глибин 3760 – 4808 м. Максимальна розкрита товщина складає 1108 м [1, 3].

Розріз представлений надсольовими теригенно-ефузивними породами: пісковиками і аргілітами, серед яких спостерігаються прошарки туфогенних порід. Відмічаються прошарки хемогенних порід – доломітів і ангідритів. [1,3]

Розкриті відклади відносяться, ймовірно, до елєцько-лебедянського горизонту верхнього девону [1, 3].

Кам'яновугільна система – C

Відклади кам'яновугільної системи представлені трьома відділами – нижнім, середнім і верхнім. Залягають вони на розмитій поверхні девону [1, 3].

Нижній відділ – C1

До складу цього відділу входять турнейський, візейський і серпуховський яруси.

Турнейський ярус - C1t. Відклади турнейського ярусу розкриті дев'ятьма свердловинами: 107, 109, 114, 115, 118, 150, 308, 309 і 310. Літологічно представлені перешаруванням темно-сірих аргілітів і вапняків, з підпорядкованими прошарками пісковиків. Товщина ярусу коливається від 50 м до 99 м [1, 3].

Візейський ярус - C1v. Візейські відклади розкриті багатьма свердловинами на глибині від 2997 до 3648 м. Товщина візейського ярусу коливається в межах 225-631 м.

За літологічними і мікрофауністичними даними візейський ярус поділяється на нижньо- і верхньовізейські підяруси [1, 3].

Нижньовізейські відклади представлені, в основному, аргілітами і вапняками з підпорядкованими прошарками пісковиків і алевролітів [1, 3].

До нижньовізейських відкладів приурочений продуктивний горизонт В-26. Він складений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків [1, 3].

Нижня частина верхньовізейського підярусу складена чергуванням прошарків аргілітів, алевролітів і значних за товщиною пластів пісковиків. Верхня частина підярусу складена переважно аргілітами і рідше алевролітами та пісковиками [1, 3].

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевролітисті, вапняковисті, з обвугленими рештками [1, 3].

Алевроліти сірі до темно-сірих, слюдисті, глинисті, щільні. Пісковики темно-сірі, рожево-сірі, польвошпатово-кварцеві, слюдисті, дрібно- і крупнозернисті, слабо зцементовані з вапняковим і глинистим цементом [1, 3].

Вапняки темно-сірі, афанітові, іноді сильно глинисті, доломітизовані, щільні, іноді тріщинуваті [1, 3].

До верхньовізейських відкладів приурочені продуктивні горизонти В-18, В-19в, В-19н. Вони представлені чергуванням аргілітів, алевролітів і достатньо потужних пластів пісковиків. Прошарки вапняків мають підлегле значення.

Серпуховський ярус – С1s. Літологічно розріз представлений переважно аргілітоподібними глинами, які містять прошарки пісковиків і вапняків [1, 3].

Аргілітоподібні глини темно-сірі до чорних, алевролітисті з обвугленими рештками рослин. Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, кварцові, слюдисті, міцні. Вапняки світло-сірі до чорних, дрібно- і скритокристалічні, дуже міцні [1, 3].

В порівнянні з візейськими відкладами для серпуховського ярусу характерне різке скорочення товщини піщано-алевролітових порід [1, 3].

Товщина серпуховського ярусу становить від 134 до 289 м.

Середній відділ – С2

В будові середнього відділу виділяються башкирський і московський яруси.

Башкирський ярус – С2b. Відклади цього ярусу мають повсюдне поширення і розкриті багатьма свердловинами [1, 3].

Відклади башкирського ярусу представлені двома товщами. Нижня складається переважно з вапняків зеленувато-сірих до темно-сірих, крупнокристалічних, місцями глинистих, іноді брекчієвидних, міцних, з прошарками глин аргілітоподібних. Верхня піщано-глиниста товща складена глинами з прошарками пісковиків, алевролітів і рідше – вапняків [1, 3].

Товщина башкирських відкладів від 348 до 401 м.

Московський ярус – С2m. Відклади московського ярусу розкриті великою кількістю свердловин. Літологічно вони представлені піщано-глинистою товщею, складеною пісковиками, аргілітами рідше алевролітами і вапняками [1, 3].

Пісковики світло-сірі та сірі, від дрібно- до крупнозернистих, польвошпатово-кварцові, слабо зцементовані [1, 3].

Аргіліти темно-сірі і зеленувато-сірі, слюдисті, з обвугленими рослинними рештками, тонкошаруваті [1, 3].

Алевроліти сірі і зеленувато-сірі, слюдисті, поступово переходять в глини.

Вапняки сірі і світло-сірі, глинисті, скрито кристалічні, доломітизовані. В верхній частині розрізу залягає „подвійний вапняк”, витриманий по простяганню і який служить добрим каротажним репером при кореляції розрізів свердловин [1, 3].

Вік встановлений на основі фауни форамініфер.

Товщина ярусу від 346 до 409 м.

Верхній відділ – С3

Верхньокам'яновугільні відклади розкриті всіма розвідувальними і більшістю експлуатаційних свердловин в межах глибин 1723-1954 м. Розріз представлений пісковиками, алевролітами, глинами з прошарками вапняків [1, 3].

Пісковики зеленувато-сірі, від дрібно- до крупнозернистих, польвошпатово-кварцові, глинисті, нерівномірно зцементовані [1, 3].

По розрізу і по простяганню пісковики, алевроліти і глини фаціально заміщують один одного, що ускладнює кореляцію розрізів свердловин [1, 3].

Слід відмітити, що до верхньої частини розрізу верхньокам'яновугільних відкладів на родовищі приурочені продуктивні горизонти К-1 і К-2 [1, 3].

Вони складені переважно пісковиками, яким підпорядковані прошарки алевролітів і аргілітоподібних глин [1, 3].

Товщина верхньокам'яновугільних відкладів становить від 132 до 312 м.

Пермська система – Р

В межах Гнідинцівського родовища пермські відклади розкриті багатьма розвідувальними і експлуатаційними свердловинами. Залягають вони з стратиграфічним неузгодженням на відкладах кам'яновугільного віку. Представлені нижнім відділом [1].

Нижній відділ – Р1

Нижньопермські відклади не мають повсюдного поширення і розвинуті переважно в північно-східній частині площі, де вони залягають на розмитій поверхні карбону. Глибина залягання покрівлі коливається від 1703 до 1999 м [1, 3].

Виділені вони на основі стратиграфічного положення і співставлені з сусідніми ділянками ДДз, оскільки палеонтологічно вони не охарактеризовані [1, 3].

Відклади нижньої пермі представлені перешаруванням пісковиків і глинистих порід з переважанням перших. Колір порід переважно сірий, або зеленувато-сірий, рідше зеленувато-бурий, червоно-бурий і цегляно-червоний [1, 3].

Пісковики дрібно-, середньо- і крупнозернисті до гравелітів і гравійних конгломератів, кварцово-польовошпатові [1, 3].

Алевроліти поступово переходять в дрібнозернисті різновиди пісковиків.

Глини переважно блакитно- і зеленувато-сірі, алевритисті, слюдисті, вапняковисті, з гніздами піриту. Місцями вапняковистість глин збільшуються до 32-62 % і вони переходять в глинисті мергелі і мергелі [1, 3].

Найбільш повні розрізи нижньопермських відкладів мають місце в північно-східній частині на занурених ділянках структури. Тут розвинені утворення

никитівсько-слав'янської світи, складені вапняками і доломітами. В західному і південно-західному напрямку спостерігається поступовий розмив до повного зникнення нижньопермських порід. До нижньопермських відкладів приурочені продуктивні горизонти П1+2 та П3.

Літологічно горизонт П1+2 неоднорідний, складається з декількох прошарків пісковиків і алевролітів, розділених прошарками і лінзами глин і мергелів, зустрічаються також прошарки вапняків [1, 3].

Загальна товщина горизонту П1+2 коливається від 0 до 96,8 м.

Горизонт П3 є основним нафтоносним горизонтом Гнідинцівського родовища. Залягає нижче горизонту П1+2 і відділений від нього глинистою перемичкою товщиною від кількох десятків сантиметрів до 10 м. Складений переважно пісковиками, серед яких зустрічаються прошарки, лінзи алевролітів і глин [1, 3].

У горизонті П3 загальна товщина змінюється від 0 до 54,2 м. Товщина нижньопермських відкладів 0-168 м.

Мезозойські відклади – Mz

В межах родовища мезозойські відклади представлені трьома системами: тріасовою, юрською і крейдовою [1, 3].

Тріасова система – T

Тріасові відклади з кутовим і стратиграфічним неузгодженнями залягають на відкладах нижньої пермі і верхнього карбону. Представлені утворенням нижнього відділу – пересажською і шебелинською світами, середнього – коренівською світою, верхнього – сребрянською та протопівською світами [1, 3].

Нижній відділ – T1

Пересажська глиниста товща представлена цегляно-червоними глинами, слюдистими, щільними, з підпорядкованими прошарками алевролітів. Ця товща служить на родовищі основним екраном акумуляції нафтових покладів [1, 3].

Шебелинська піщано-глиниста товща представлена чергуванням пісковиків з строкато-барвистими глинами. Пісковики зеленувато-сірі, дрібнозернисті, слюдисті, глинисті, вапняковисті, міцні [1, 3].

Глини зеленувато-сірі, цегляно-червоні, піщані, слюдисті, щільні, з дзеркалами ковзання. Відмічаються поодинокі прошарки алевролітів [1, 3].

Середній відділ – Т2

Коренівська піщана товща характеризується однорідним складом і представлена ущільненими дрібно- і середньозернистими цегляно-червоними пісковиками і кварцовими пісковиками [1, 3].

Верхній відділ – Т3

Серебрянська піщано-карбонатна та глиниста товща складена пісковиками кварцовими, світло-сірими, дрібно- і середньозернистими, різноцементованими, з вапняковим цементом, з прошарками глин вапнякових, піщаних, слюдистих, щільних, червоно-бурого кольору. У верхній частині представлена глинами червоно-бурими і цегляно-червоними, піщаними, слюдистими, щільними, з рідкими прошаками пісковиків, алевролітів і вапняків [1, 3].

Протопівська піщано-глиниста товща складена чергуванням сірих кварцових, дрібнозернистих глинистих пісковиків і глин строкато-барвистих, піщаних, переважно вапнякових [1, 3].

Загальна товщина тріасових відкладів від 703 до 804 м.

Юрська система – J

Відклади юрської системи залягають на розмитій поверхні тріасу і складені утвореннями середнього і верхнього відділів. В середньому відділі виділяється байський, батський і келовейський яруси, у верхньому – оксфордський і кімеріджський [1, 3].

Байоський ярус – J2b. Складений теригенною товщею сірих кварцових дрібнозернистих глинистих пісковиків, які вміщують прошарки вуглистих глин. [1]

Батський ярус – J2bt. Представлений глинами сірого кольору з прошарками кварцових дрібнозернистих пісковиків [1, 3].

Сумарна товщина середнього відділу – від 124 до 161 м.

Келовейський ярус – J3k. Представлені глинами сірого кольору, які вміщують в нижній частині розрізу тонкі прошарки пісковиків, а в верхній – вапняки [1, 3].

Оксфордський ярус – J3o. Узгоджено перекриває келовей. Літологічно представлений глинами піщаними, вапняковистими з прошарками вапняків і мергелів [1, 3].

Кімеріджський ярус – J3km. Розріз представлений в нижній частині зеленувато-сірими глинами, які вміщують прошарки вапняків і дрібнозернистих пісковиків, а в верхній – континентальною товщею строкато-барвистих глин, пісковиків і пісків [1, 3].

Сумарна товщина верхнього відділу юрських відкладів становить від 237 до 294 м.

Крейдова система – К

Відклади крейдової системи представлені двома відділами – нижнім і верхнім [1].

Нижня крейда – К1

В літологічному відношенні нижня крейда представлена чергуванням глин сірих і темно-сірих до чорних, місцями вуглистих, нерівномірно піщанистих, щільних з пісковиками сірими, кварцовими, різнозернистими, слабозцементованими та пісками сірими, кварцовими, різнозернистими, місцями вуглистими [1, 3].

Товщина нижньокрейдових відкладів від 46 до 126 м.

Верхня крейда – К2

До складу верхньої крейди входять сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський і маастрихтський яруси [1].

Сеноманський ярус – К2s. Відклади сеноманського ярусу представлені переважно піщаними породами. В покрівлі ярусу залягають мергелі сірі, піщані, слюдисті, щільні [1, 3].

Турон-маастрихтський ярус – К2t-m. Тут об'єднуються відклади туронського, коньякського, сантонського, кампанського і маастрихтського ярусів. Утворення датського ярусу розмиті. Частково зруйновані також відклади кампанського і маастрихтського ярусів. Розмежування цієї товщі на окремі яруси проводиться тільки по мікрофауні [1, 3].

За літологічними ознаками виділяються три пачки:

1) нижня, складається з пишучої крейди з прошарками світло-сірого мергелю; по віку відповідає туронському і коньякському ярусам;

2) середня, представлена крейдовими мергелями з прошарками білої пишучої крейди, по віку відповідає нижньосантонському підярусу;

3) верхня, складена пишучою крейдою, в нижній частині з прошарками крейдового мергелю; по віку відповідає верхньому сантону, кампану і маастрихту.

[1]

Товщина відкладів від 231 до 322 м.

Кайнозойські відклади – Kz

В межах родовища кайнозойські відклади представлені трьома системами: палеогеновою, неогеновою і четвертинною [1, 3].

Палеогенова система – P

До складу палеогенової системи входять відклади канівського, бучацького, київського і харківського ярусів [1, 3].

Канівський ярус – P2kn. Відклади канівського ярусу залягають на розмитій поверхні верхньої крейди і представлені кварцово-глауконітовими глинистими пісками.

Бучацький ярус – P2bc. Літологічно ярус представлений пісками і пісковиками різнозернистими, кварцовими і кварцово-глауконітовими, в нижній частині з прошарками глин [1, 3].

Київський ярус – P2kv. Нижня частина розрізу складена блакитно- і зеленувато-сірими в'язкими мергелями, до верху переходить в щільні глини [1, 3].

Харківський ярус – P2ch. Відклади представлені зеленувато-сірими кварц-глауконітовими різнозернистими пісками. В покрівлі залягає пачка зелених в'язких глин [1].

Неогенова система – N

Неогенові відклади мають широке розповсюдження. Вони представлені чергуванням пісків сірих і жовтувато-сірих, дрібнозернистих, кварцових, слабо

глинистих з глинами сірими, слюдистими, щільними, в'язкими. Товщина коливається від 18 до 54 м [1, 3].

Четвертинна система – Q

Четвертинні утворення пеленоподібно покривають всі більш древні породи. На вододілах вони складені в основному червоно-бурими глинами, перекриті зверху лесоподібними суглинками. В межах річкових долин – алювіальними пісками. Товщина четвертинних відкладів змінюється від 15 до 70 м [1, 3].

2.2 ТЕКТОНІКА

В тектонічному відношенні Гнідинцівське родовище приурочене до підняття, що розміщене в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах Центрального грабену, в області переходу від його приосьової частини до південної прибортової зони [1].

Аналіз товщини і детальна кореляція розрізів стратиграфічних комплексів дозволяють встановити стратиграфічні неузгодження між девоном і нижнім карбоном, візейськими та серпуховськими відкладами, нижнім і середнім карбоном, башкирськими та московськими відкладами, верхнім карбоном і перм'ю, перм'ю і тріасом, тріасом і юрою, юрою і нижньою крейдою, нижньою і верхньою крейдою, крейдою і палеогеном. Крім стратиграфічних неузгоджень, відмічаються також внутрішньо формаційні перерви [1].

По характеру залягання осадових порід у розкритій свердловинами частині розрізу Гнідинцівської площі виділяються два структурні поверхи: нижній дотріасовий і верхній – післянижньопермський [1].

По верхньому структурному плані Гнідинцівське підняття представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно західного простягання з пологим (1-1,5°) південно-західним крилом і більш крутим (до 3°) північно-східним. Перикліналі пологі, кути падіння порід не перевищують 1-2°. Склепіння підняття полого, широке, знаходиться в районі свердловин 1, 6, 8 [1].

По нижньому структурному плані Гнідинцівське підняття представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно західного простягання з більш

широким пологим склепінням і більш крутими крилами, ніж по верхньому структурному плані. Слід відмітити поступове збільшення крутизни крил складки з глибиною і зміщення склепіння в південно західному напрямку в бік бортової частини западини [1].

По ізогіпсі мінус 1650 м довжина складки біля 6 км, ширина 5,5 км, висота 100 м. Кути падіння порід південно західного крила і перикліналей не перевищують 2° , північно східного – досягають 6° . Склепіння складки знаходиться в районі свердловин 59-121-130-128. З віддаленням від склепіння кути падіння порід збільшуються [1].

По горизонту П1+2 збереглась приблизно половина складки – частина склепіння і обох перикліналей, а також північно-східне крило [1].

Розмив охопив і горизонт П3: на південно-західному крилі складки в районі свердловин 100, 115, 307, 88, 194, 203, 196, 64, 109, 301, 308 і 107 він повністю розмитий. Тут тріасові відклади залягають безпосередньо на верхньокам'яновугільних [1].

За даними буріння в межах границь поширення нижньопермських і верхньокам'яновугільних покладів диз'юнктивні порушення не встановлені.

По покрівлі верхньовізейських відкладів Гнідинцівська структура представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно-західного простягання з більш крутим північно східним і більш пологим південно-західним крилами. Кути падіння порід північно східного крила складають $6-7^\circ$, південно-західного і перикліналей $2-3^\circ$. Крутизна крил з глибиною збільшується. По ізогіпсі мінус 3100 м довжина складки біля 4 км, ширина 3 км, амплітуда підняття 80 м. Склепіння структури знаходиться в районі свердловин 100, 302, 306, 305 [1].

В межах північно-західної перикліналі Гнідинцівської структури встановлено розривне порушення скидового типу, яке трасується через свердловину 112 і далі на північний схід між свердловинами 114 і 303 (графічний додаток 13). Це порушення підсікається розвідувальною свердловиною 112 на глибині 3363 м. Детальна кореляція розрізів свердловин дозволила встановити відсутність в розрізі цієї свердловини 25-30 м товщі порід, що

відносяться до низів горизонту В-19н та верхів В-20. Наявність даного порушення підтверджується свердловиною 303, в якій продуктивні горизонти розміщені майже на таких самих абсолютних відмітках, що і в свердловині 114, а за даними БКЗ виявились водоносними. Все це свідчить про наявність між свердловинами 114 і 303 екрануючого порушення. Порушення має амплітуду близько 30 м, простягання з південного заходу на північний схід [1].

Геологорозвідувальними роботами інших порушень в межах родовища не виявлено.

2.3 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Гнідинцівське родовище приурочене до підняття, що розміщене в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах Центрального грабену, в області переходу від його приосьової частини до південної прибортової зони, яка є частиною обширного Східно-Українського нафтогазоносного басейну, промислова нафтогазоносність якого охоплює широкий стратиграфічний діапазон від нижньокам'яновугільних до середньоюрських відкладів. Нафтогазоносність осадового комплексу порід північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини доведено відкриттям більше 30 нафтових і газових родовищ, в тому числі таких великих, як Яблунівське і Анастасіївське нафтогазоконденсатні, Леляківське нафтове [1].

Нафтогазоносність Гнідинцівського родовища була встановлена розвідувальною свердловиною 1 у 1959 р., а газоносність – свердловиною 18 у вересні 1965 р. Нафтові поклади приурочені до відкладів нижньої пермі і верхнього карбону, газові – до нижньокам'яновугільних (візейський ярус) відкладів [1, 3].

На Гнідинцівському родовищі є два нафтогазоносних поверхи: верхній – нижньопермсько-верхньокам'яновугільний і нижній – нижньокам'яновугільний. У нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі продуктивними є відклади нижньої пермі (горизонти П1+2 і П3) і верхнього карбону (горизонти К-1 і К-2). У нижньокам'яновугільному комплексі продуктивними є відклади нижнього карбону (горизонти В-18, В-19в, В-19н, В-26с, В-26н) [1, 3].

Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний продуктивний комплекс розкритий в рамках глибин 1711-2088 м. Поверх нафтоносності складає 81 м. Висота покладів по окремих горизонтах родовищ коливається в рамках 21,2-71,8 м. Нижньокам'яновугільний продуктивний комплекс розкритий в рамках глибин 3191-3662 м. Поверх газоносності складає 402,4 м. Висота покладів по окремих горизонтах родовища коливається в межах 15-65,1 м [1, 3].

Горизонт П1+2 розкритий великою кількістю свердловин. Глибина залягання покрівлі горизонту в склепінні структури становить 1701 м, у межах зовнішнього контуру нафтоносності – 1788 м [1, 3].

В західній та південно-західній частині площі горизонт повністю розмитий.

Горизонт випробуваний в 57 свердловинах в контурі нафтоносності. В результаті випробування отримані фонтанні припливи безводної нафти. Початкові дебіти коливаються від 8 до 210 т/д. Крім того, в контурі нафтоносності в свердловині 91 отримано приплив нафти з водою [1, 3].

В законтурній частині горизонт випробуваний в свердловинах 4, 5, 82 і 83. Отримані припливи води з дебітами 0,53-84,7 т/д.

Початковий водонафтовий контакт відбивається за даними промислово-геофізичних досліджень в свердловинах 3, 12, 24. Для підрахунку запасів він приймається на відмітці мінус 1623,8 м – це середньоарифметичне значення із 3-х відміток, що є в наявності [1, 3].

До горизонту П1+2 приурочений пластовий стратиграфічно-екранований поклад.

У таблиці 2.1 наведено характеристику покладів по всіх продуктивних горизонтах.

Таблиця 2.1 - Характеристика покладів

Горизонт	Абсолютна відмітка залягання продуктивного покладу в склепінні, м	Абсолютна відмітка ВНК, ГВК, ГНК м	Довжина× ширина, км, висота покладу, м	Середня ефективна нафтогазонасичена товщина, м	Тип покладу
П ₁₊₂	-1545,0	ВНК -1623,8	5,9×2,1; 78,8	13,6	пластовий стратиграфічно екранований
П ₃	-1546,2	ВНК -1622,1	5,6×4,1; 75,9	14,1	пластовий стратиграфічно екранований
К-1	-1576,1	ВНК -1620,9	3,8×3,3; 44,8	12,2	пластовий, склепінний
К-2	-1599,7	ВНК -1620,9	2,3×2,1; 21,2	7,4	пластовий склепінний, водоплаваючий
В-18	-3019,9	ГВК -3085,0	4,1×3,0; 65,1	13,1	пластовий склепінний, тектонічно екранований
В-19в	-3053,5	ГВК -3112,0	3,4×3,2; 58,5	11,6	пластовий склепінний, тектонічно екранований
В-19н	-3080,7	ГВК -3112,0	2,7×1,9; 31,3	7,7	пластовий склепінний, тектонічно екранований
В-26с (св. 114-115)	-3345,0	НГВП -3386,1	0,7×1,7;	3,7	пластовий, тектонічно та літологічно екранований
В-26с (св. 308-310)	-3345,0	ГНК -3378,0 ВНК -3380,0	2,2×1,1;	7,4	пластовий, тектонічно та літологічно екранований
В-26с (св. 150)	-3405,0	НГВП -3447,6	0,7×1,6;	2,8	пластовий, літологічно екранований
В-26н (св. 114)	-3395,0	НГВП -3420,9	0,45×0,6;	4,2	пластовий, тектонічно та літологічно екранований
В-26н (св. 309)	-3405,0	НГВП -3420,1	0,5×0,8;	1,2	пластовий, літологічно екранований

2.4 ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

Гідрогеологічна характеристика Гнідинцівського родовища приводиться за результатами випробування глибоких розвідувальних свердловин, які дали воду, і неглибоких гідрогеологічних свердловин, пробурених з метою водопостачання, п'єзометричних спостережень в окремих свердловинах, за результатами короткочасних відкачок з нагнітальних свердловин і проведення по них закачування води [1].

В межах родовища водоносні горизонти приурочені до четвертинних, неогенових, палеогенових, крейдових, юрських, тріасових, пермських і

кам'яновугільних відкладів. Нижче надається характеристика водоносних горизонтів в продуктивній частині розрізу [21].

Нижньопермські відклади на Гнідинцівському родовищі вміщують основні запаси нафти. В їх розрізі виділені два продуктивних горизонти – П1+2 і П3, в відповідності з якими і дається характеристика водоносних горизонтів [21].

Горизонт П1+2 випробуваний в законтурній зоні свердловинами 4, 5 і 12. Характер водоносного горизонту високонапірний, висота напору перевищує 1500 м.

Дебіт свердловин коливаються від 0,35 до 382,0 т/д. Подібне коливання дебіту свердловин частково пояснюється незначними величинами пониження рівня води в свердловині 5 в порівнянні з свердловинами 4 і 12, проте беззаперечним є також погіршення колекторських властивостей порід інтервалі перфорації [21].

Пластова температура складає 46,5 – 51оС.

В зв'язку з експлуатацією горизонту П1+2 на протязі довгого часу проводилось спостереження за рівнем води в свердловині 83 (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 - Спостереження за рівнем води

Дата	Рівень води, м	Дата	Рівень води, м	Дата	Рівень води, м
1.08.1964	137,8	9.01.65	140,5	3.07.1965	145,5
1.09	138,1	30.01	142,0	24.06	144,6
20.10	139,0	18.03	142,0	7.09	146,4
23.11	140,5	12.05	142,9	9.02.1966	152,0
17.12	140,9	1.06	142,4	-	-

Як видно з таблиці 2.2 п'езометричний рівень горизонту за контуром нафтоносності безперервно знижувався.

З 1969 року проводиться закачування води в пласт П1+2 через свердловину 29 (інтервал перфорації 1773 – 1783 м). В квітні і травні 1970 року добове закачування води склала 1351 і 1072 м3 .

Хімічний склад пластових вод горизонту П1+2 вивчався по пробах води, відібраних в свердловинах пробурених як в законтурній зоні, так і в нафтоносній зоні. [1]

За хімічним складом пластові води відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи.

Густина води 1009 – 1106,2 кг/м³.

Реакція води змінюється від кислої до слаболужної (рН= 4,8 – 7,2).

Загальна мінералізація коливається в широких межах від 23,7 до 185 г/л.

Серед аніонів переважає іон Cl, вміст якого досягає 49,98 %. У значно меншій кількості відмічаються іони SO₄ і HCO₃.

Серед катіонів переважає сума лугів (Na+K), процентний склад якої досягає 36,99 – 46,05 ммоль/л. Далі слідують Ca–2,06-6,35 %; Mg-0,51 – 4,39 %.

Мікрокомпоненти визначені тільки за трьома пробами. Вміст Br складає 158 – 229,6 мг/л, I – 2,12 – 4,15 мг/л.

Нафтонові кислоти містяться в кількості 0,2 – 0,6 мг/л.

Ступінь метаморфізації порівняно невисока, коефіцієнт Cl/Na складає 0,74 – 0,93.

Коефіцієнт Br/Cl рівний 557 – 626,83, що свідчить про процес вилуговування NaCl.

Режим покладу пружно-водонапірний.

3. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРИЗОНТУ

3.1 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОГО

ГОРИЗОНТУ П1+2

Нафтоносність розрізу Гнідинцівського родовища пов'язана з нижньопермськими і верхньокам'яновугільними відкладами, які літологічно виражені чергуванням пісковиків, алевролітів і глин. Значно рідше зустрічаються дрібногалькові і гравійні конгломерати. Товщина продуктивної товщі коливається від 28 м на південно-західному крилі, де повністю розмиті нижньопермські відклади (свердловина 88), до 204 м на північно-східному (свердловина 83) [1].

Фізико-літологічна характеристика порід продуктивних горизонтів нижньопермських і верхньокам'яновугільних відкладів проводилася на основі макро і мікроскопічного вивчення керну, лабораторних досліджень зразків порід, даних гідродинамічних і промислово-геофізичних досліджень свердловин [1].

Станом на 01.01.2024 р. сумарний проходка з відбором керну по горизонту П1+2 складає 669,1 м лінійний винос керну із свердловин горизонту – 274,48 м.

Літологічно горизонт П1+2 неоднорідний, складається з декількох прошарків пісковиків і алевролітів, розділених прошарками і лінзами глин і мергелів, зустрічаються також прошарки вапняків [1].

Пісковики різнозернисті, від дрібно до крупнозернистих, інколи з домішками гравію і дрібної гальки, середньо- і слабозцементовані. Цемент переважно глинистий. Загальна глинистість пісковиків змінюється в основному від 1,5 % до 40 %. Товщина окремих прошарків пісковиків коливається від декількох десятків сантиметрів до декількох метрів, а іноді перевищує 10 м [1].

Крупнозернисті пісковики місцями переходять в конгломерати. Простір між уламками заповнений пісковиковим матеріалом і вапняковим цементом. Часто пісковики по розрізу і по площі поступово заміщуються алевролітами.

Глини піщанисті, алевритисті, слюдисті, вапнякові, часто з гніздами піриту. Місцями глини поступово збагачуючись карбонатною речовиною (більше 40 %),

переходять в алевритові мергелі. Товщина глинистих порід коливається від 0 до 5 м [1].

Вапняки дрібно- і мікрозернисті, доломітизовані, дуже міцні з домішками алевролітового матеріалу. Залягають у вигляді тонких прошарків в глинистих породах і іноді в алевролітах [1].

Колекторські властивості порід горизонту П1+2 вивчалися у свердловинах, з яких був піднятий керн. Згідно з наявними визначеннями відкрита пористість досліджуваних зразків пісковиків і алевролітів змінюється від 1,4 % до 33,45 % і в середньому складає 14,8 % [1].

Проникність змінюється від менш ніж 0,1 до $1100 \cdot 10^{-3}$ мкм² (три визначення) і в середньому з врахуванням значення більше $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² складає $697 \cdot 10^{-3}$ мкм² (120 визначень) [1].

Залишкова нафтонасиченість низька від 20,0 % до 30,0 % і лише в трьох зразках складає 60,5 %, 65,8 % і 86,2 % [1].

3.2 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ТА СКЛАД ПЛАСТОВИХ РІДИН І ГАЗІВ

На Гнідинцівському родовищі фізико-хімічні властивості пластової нафти вивчалися за глибинними пробами. Проби відібрані з глибин 1700-2000 м. Досліджено 10 проб по горизонту П1+2 [1].

Характерною властивістю пластової нафти Гнідинцівського родовища являється досить низькій тиск насичення 0,88 - 1,15 МПа при достатньо значному газовмісту – 34,54 – 44,5 м³ /т [1].

Пластова нафта нижньопермських продуктивних горизонтів П1+2 і П3 відрізняється від верхньокам'яновугільних продуктивних горизонтів К-1 і К-2 по густині і в'язкості. Так, нафти горизонтів К-1 і К-2 більш легкі і в 2-3 рази менш в'язкі, ніж нафти горизонтів П1+2 і П3 [1].

Середні параметри, які характеризують склад пластової нафти наведена в таблиці 1.3. Пластові нафти Гнідинцівського родовища вміщують велику кількість вуглеводів С3 – С5 при незначному відсотковому вмісті легких вуглеводнів. В тоні

нафти вміщується 210,9 кг C1 – C2. Відношення C3 – C6 / C1 – C2 досягає 30, в той час як для других нафт воно не перевищує 4. В тоні пластової нафти вміщується приблизно 100 кг C3 – C4 і приблизно 42 кг пентану [1].

Таблиця 3.1 - Склад пластової нафти по горизонту П1+2

Компонентний склад	Середнє значення, об'ємна частка, %
Азот	0,02
Метан	0,12
Етан	0,66
Пропан	4,71
Ізобутан	1,55
Н-бутан	4,26
Ізопентан	1,87
Н-пентан	2,58
Ізогексан	1,11
Н-гексан	2,03
Циклопентан	0,64
Метилциклопентан	0,87
Циклогексан	1,88
Бензол	0,07
C7 + вище	77,63

Таблиця 3.2 - Фізико-хімічні властивості нафти по горизонту П1+2

Номер свердловини	Глибина відбору, м	Інтервал випробування, м	Дата відбору проб	Пластова температура, °С	Тиск насичення, МПа	Пластовий тиск, МПа	Об'ємний коефіцієнт пластової нафти	Газовміст, м ³ /т	Густина			Коефіцієнт кінематичної в'язкості газонасиченої нафти, мм ² /с	Коефіцієнт стисливості, 1/МПа·10 ⁻⁴	Примітка
									дегазованої нафти, кг/м ³	пластової нафти, кг/м ³	розчищеного газу, кг/м ³			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Горизонт П1+2														
17	1769,5	1763-1776	25.04.66	47	1,06	17,50	1,116	37,80	823,00	791,1	2,204	1,12	-	-
36	1735,5	1718-1753	25.04.66	47	0,90	17,50	1,120	37,00	823,80	785,9	2,144	1,15	-	-
27	1752	1732-1771	25.04.66	47	1,04	17,50	1,165	44,50	827,70	764,2	2,174	1,12	-	-
39	1766	1754-1778	25.04.66	47	0,94	17,50	1,120	36,40	823,30	789,3	2,125	1,25	-	-
35	1753	1742-1764	28.01.70	48	0,88	16,47	1,111	34,55	836,10	805,0	2,017	1,68	-	-
37	1749	1731-1767	13.03.67	48	0,98	16,65	1,076	34,54	828,30	823,7	2,042	1,91	1,92	-
45	1772	1763-1781	23.06.69	48	0,95	16,57	1,116	41,00	827,70	804,8	2,080	1,21	3,52	-
132	1764	1749-1779	07.01.70	47	1,03	17,50	1,102	40,53	823,10	811,4	2,100	-	2,32	-
17	1770	1759-1781	-	47	0,88	17,50	1,138*	-	839,6*	825,1	2,281	-	1,51	-
3	1829	1784-1874	-	47	0,88	17,50	1,167*	-	837,5*	825,8	2,246	-	1,38	-

* - Дані в розрахунок середніх значень не включені: об'ємний коефіцієнт пластової нафти, усадка і густина сепарованої нафти визначалась при багаторазовому розгазуванні.

Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів вивчалися лабораторіями комплексної тематичної партії тресту "Чернігівнафтогазрозвідка" (м. Чернігів) і Укрниигазу (м. Харків) до 1967 р., а після 1967 р. – інститутом "Укргіпрониінафта" (м. Київ) і НГВУ "Чернігівнафтогаз" (м. Прилуки) [1].

Вивчення фізико-хімічних властивостей нафти по Гнідинцівському родовищі визначались на основі аналізів проб нафти, відібраної по 57 свердловинах, всього 143 аналізи, в тому числі по П1+2 – 41, П3 – 75, К-1 – 23, К-2 – 14 [1].

Нафта нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів по зовнішньому вигляду являє собою темно-коричневу, майже чорну непрозору рідину. Але за фізичними властивостями вони значно відрізняються [1].

В таблиці 3.3 наведено усереднені значення деяких параметрів, які характеризують властивості нафти по горизонту П1+2

Таблиця 3.3 – Усереднені параметри нафти по горизонту П1+2

Параметри	Горизонт П1+2
Густина при 20 градусах Цельсію, кг/м3 і 106 кПа	830,09
Кінематичний коеф. вязкості при 20 градусах, мм2/с	4,99
Вміст сірки, %	0,50
Вміст асфальтенів, %	0,655
Вміст коксу, %	2,79
Вміст селікагелевих смол, %	9,04
Вміст акциз. смол, %	22,4
Вміст парафіну, %	2,22
Вміст бензино-лігроїнових фракцій, в % при 200 градусах Цельсію	39,7
Вміст мазуту, %	45,2

Нафта горизонтів П1+2 і П3 відрізняється від горизонтів К-1 і К-2 за густиною, вмістом сірки, смол, легких фракцій і ін. Вони більш важкі, майже в два рази більш в'язкі, порівняно в півтора рази більше містять сірки, смол, коксу, асфальтенів і тому вміст бензино-лігроїнової фракції (до 200 °С) в них порівняно менший на 14 % [1].

Нафти Гнідинцівського родовища згідно класифікації нафти по ГОСТу відносяться до легких, малозернистих, слабopарафінових, смолистих [1].

По груповому вуглеводневому складу - до нафти метаново-нафтенowego типу. Груповий вуглеводневий склад фракцій, які википають до 200 °С (бензинових) і до 350 °С (газових) наведений в таблиці 3.4

Таблиця 3.4 - Груповий вуглеводневий склад фракцій

Температура відбору фракцій, °С	Вихід на нафту, %	Вміст коксу, %	Груповий вуглеводневий склад, %					Смоли, %	Втрати, %
			Метаннафтені	Легкі аром.	Серед. аром.	Тяжкі аром.	Всього ароматичних		
200-250	6,5	-	75,9	19,7	2,1	-	21,8	0,1	2,2
250-300	8,0	-	73,0	6,3	15,4	-	21,7	0,2	5,1
300-350	6,4	-	55,2	15,0	18,0	8,4	41,4	0,2	3,2
200-350	20,9	35	71,0	14,5	4,5	3,8	22,8	0,7	5,5

Нафта Гнідинцівського родовища багата світлими фракціями - вміст фракцій, які википають до 350 °С складають приблизно 55 %, 33,5 % з яких бензин. Вихід керосинової фракції, яку використовують як сировину для отримання дизельного палива, досягає 20,9 %. Нафта підходить для отримання малозернистого мазуту марки 20, 60, 80. Отримані масляні фракції з температурою кипіння від 350 до 150 °С і від 400 до 500 °С характеризуються дуже низьким значенням молекулярної маси і в'язкості. Вихід гудрону після відбору фракцій до 500 °С складає 23,36 % [1].

До складу нафти Гнідинцівського родовища входить велика кількість розчиненого газу. Склад газу вивчався за пробами, які були відібрані в трапах експлуатаційних свердловин [1].

Попутні газу горизонтів (П1+2, П3, К-1, К-2), які вивчаються, мають один і той самий склад і різко відрізняються від газів інших родовищ, особливо по вмісту метану і пропан-бутану [1].

Густина коливається в межах 1,449 - 1,626 кг/м³, вміст об'ємної частки метану не перевищує 1 % - 3 %, складаючи в середньому 1,5 %. Вміст об'ємної частки пропан-бутану досягає 70 % [1].

Залежність газовмісту, стисливості нафти, об'ємного коефіцієнта, густини, в'язкості пластової нафти, від тиску для горизонту П1+2 наведено нижче:

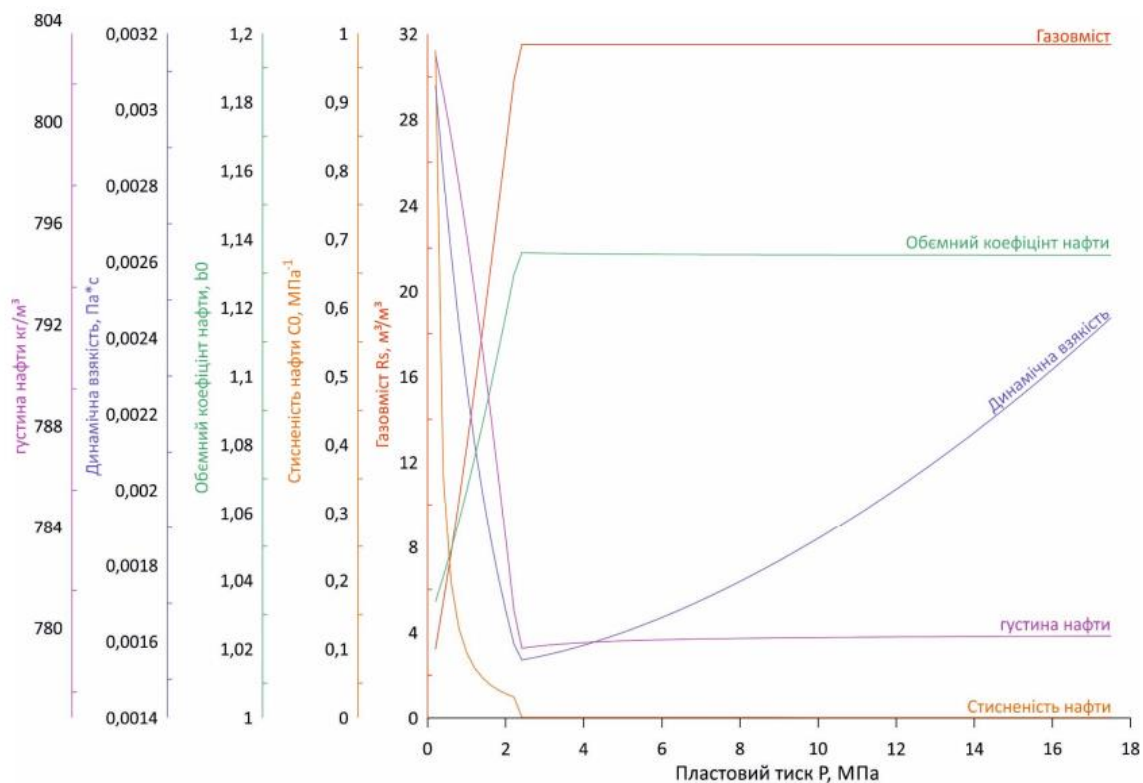


Рисунок 1.2 - Залежність газовмісту, стисливості нафти, об'ємного коефіцієнта, густини, вязкості пластової нафти, від тиску для горизонту П1+2

Номер свердловини	Горизонт	Дата відбору проб	Відносна густина	Густина, кг/м ³	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	He	CO ₂	N ₂	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт П1+2																
17	П1+2-П3	19.05.61	1,540	1,856	1,11	16,34	50,23	22,27		4,67		-	-	0,93	4,41	-
	П1+2-П3	20.05.61	1,540	1,856	1,10	16,05	50,2	22,35		4,6		-	-	0,45	4,35	-
	П1+2-П3	21.05.61	-	-	2,30	15,4	49,1	23,2		-	-	1,87	0,014	0,9	7,1	-
	П1+2-П3	16.06.61	-	-	2,30	17,5	40,6	8,1	13,9	-	-	0,66	0,018	1,3	4,7	-
21	П1+2-П3	30.08.62	1,627	1,961	0,58	14,63	50,41	6,30	15,65	0,2	5,08	1,22	-	0,87	5,06	-
37	П1+2-П3	30.08.62	1,566	1,887	2,00	17,94	48,18	6,65	13,59	2,42	1,82	2,6	-	1,39	6,01	-
38	П1+2-П3	20.05.65	1,606	1,935	1,41	16,16	49,40	7,43	14,56	1,81	1,61	1,2	-	1,82	4,6	-
41	П1+2-П3	22.05.65	1,590	1,916	2,08	15,11	42,15	7,61	15,89	2,69	1,92	1	-	1,37	10,18	-
50	П1+2-П3	20.04.65	1,606	1,936	1,25	18,24	48,44	7,36	14,32	2,84	2,43	-	-	1,75	3,37	-
6	П1+2-П3	20.09.60	1,567	1,888	0,70	13,2	50,3	6,7	15,3	5,49		-	-	0,9	6,7	-
	П1+2-П3	22.09.60	1,574	1,897	0,40	12,8	49,30	7,5	15,8	5,30		-	-	0,9	6,8	-
	П1+2-П3	24.09.60	1,610	1,940	0,50	11,5	48,6	7,8	16,60	5,5		-	-	0,9	5,8	-
	П1+2-П3	28.09.60	1,607	1,936	0,60	11,5	49,3	7,6	17,0	6,7		-	-	0,9	5,8	-
	П1+2-П3	29.08.62	1,566	1,887	4,24	12,89	48,67	8,22	15,78	0,23	2,67	0,41	-	0,17	6,72	-
	П1+2-П3	30.08.62	1,546	1,863	1,40	19,52	47,29	5,42	12,58	0,22	4,34	0,48	-	0,2	8,55	-
	П1+2-П3	16.01.63	1,528	1,841	1,13	19,97	47,58	6,16	11,37	5,17		-	-	1,30	5,68	-
8	П1+2-П3	14.07.61	1,546	1,863	2,15	18,49	50,25	7,75	12,51	3,04		-	-	0,70	5,35	-
	П1+2-П3	30.08.62	1,572	1,894	2,50	17,91	48,7	5,43	15,09	0,2	4,83	0,4	-	0,20	4,74	-
26	П1+2-П3	30.08.62	1,579	1,903	2,65	15,32	47,75	6,55	15,11	0,21	4,26	0,78	-	0,87	6,50	-
	П1+2-П3	20.04.65	1,564	1,885	7,00	17,8	41,16	6,44	12,15	2,01	2,01	0,5	-	1,71	8,02	-
185	П1+2-П3	22.05.00	1,055	1,271	0,19	1,44	4,07	1,55	0,64	0,36	0,38	0,17	-	3,61	85,14	-

Таблиця 3.5 - Склад газу розчиненого в нафті Гнідинцівського родовища

3.3 ЗАПАСИ НАФТИ ТА РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ

В 2010 р. НДПІ ВАТ «Укрнафта» виконано НДР «Геолого-економічна оцінка запасів Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища» Поклади вуглеводнів пластові у склепінних пастках з елементами літологічного заміщення, приурочені до антиклінальної структури.

На Державному балансі України станом на 01.01.2024 р. числяться початкові (загальні/видобувні) запаси і ресурси нафти та розчиненого газу [1, 3, 4]:

нафти та розчиненого газу:

-за кодом класу 111+221 62184 /40967 тис.т, 2445/1599 млн.м3 .

Загальні геологічні запаси вуглеводнів продуктивних горизонту П1+2 наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Загальні геологічні запаси вуглеводнів продуктивних горизонту П1+2

Продуктивний горизонт, пласт, блок, свердловина, (блок)	Клас запасів	Категорія запасів	Площа нафтоносності, тис.м ²	Середня нафтонасичена товщина, м	Об'єм нафтоносних порід, тис.м ³	Коефіцієнти, частка одиниці			Густина нафти, кг/м ³	Початкові загальні запаси нафти, тис.т	Коефіцієнт вилучення нафти, частка одиниці	Початкові видобувні запаси нафти, тис.т	Запашкові видобувні запаси нафти, тис.т	Видобуток нафти на дату підрахунку, тис.т	Поточні запаси нафти на дату підрахунку запасів, тис.т			Глобальні пластові нафти, м ³ /т	Коефіцієнт вилучення розчиненого газу, частка одиниці	Початкові запаси газу розчиненого в нафті, млн. м ³			Видобуток розчиненого газу на дату підрахунку запасів, млн. м ³	Поточні запаси розчиненого газу на дату підрахунку запасів, млн.м ³			
						відаригної пористості	нафтонасиченості	перероблюваності							Загальні	Видобувні	Залишкові			Загальні	Видобувні	Залишкові					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
П1+2																											
н	111+221	C ₁	7481	13,4	100245,4	0,199	0,77	0,889	824,0	11252																	
н.в.	111+221	C ₁	5289	14,0	74046,0	0,215	0,74	0,889	824,0	8630																	
	111+221	C ₁	12770	13,6	174291,4					19882	0,625	12427	7455	11950	7932	477	7455	39,0	0,625	776	485	291	466	310	19	291	
Усього:	111	C ₁												12427		477					485		466		19		
	221	C ₁											7455			7455						291			291		

4. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ РОЗРОБКИ ПОКЛАДУ

4.1 АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ФОНДУ СВЕРДЛОВИН

За весь період розробки Гнідинцівського родовища пробурено 236 свердловин, з них 200 – нафтових, 16- газових та 20 поглинальних. [6, 7, 9]

Табл. 4.1 - Характеристика фонду покладу П1+2

Фонд	Характеристика фонду свердловин	Номера свердловин	К-сть
Фонд нафтових свердловин	Діючі	94; 192; 210; 212; 216; 217; 218; 221; 222; 251; 252; 255; 260; 261; 262; 264; 265; 270; 271	19
	В бездії	200; 206; 211; 213; 259	5
	В освоєнні після буріння	407	1
	В консервації	6; 219	2
	Спостережні/ п'єзометричні	24; 93; 98; 132; 175; 256; 280	7
	Ліквідовані	4; 5; 12, 3; 17; 19; 21; 27; 30; 32; 33; 38; 39; 41; 47; 49; 83; 91; 167; 168, 8; 26; 34; 37; 43; 45; 52; 58; 60; 90; 92; 95; 138; 152; 165	35
Поглинальні свердловини	Діючі	36; 40; 69; 102; 115; 121; 156; 201	8
	В бездії	51; 73; 134; 302; 304	5
	В очікуванні ліквідації	29; 35; 89; 96; 133; 169; 305	7

Станом на 01.01.2024р. в діючому фонді знаходиться 46 нафтових свердловин. На час складання документу видобуток з газової частини родовища не ведеться. Родовище перебуває на завершальній стадії розробки. Основні

перспективи нафтовилучення пов'язані з покладами нафти горизонтів П1-2 та П3. Об'єкти горизонтів К-1 та К-2 практично повністю вироблені [6, 7, 9].

Пробурені свердловини обсажені, в основному, двохсекційними експлуатаційними колонами. Висота підняття цементу за колоною в більшості свердловинах до гирла.

У свердловин пробурених до 2013 р. низи експлуатаційних колон перфоровані в інтервалах залягання продуктивних відкладів. Починаючи з 2013 р. на родовищі пробурена група свердловин з горизонтальним (під кутом 85-90°) розкриттям продуктивних горизонтів з допомогою фільтрів діаметром 114 мм (свердловини 221, 250, 251, 255, 261, 262, 270, 407, 253, 256, 258, 259, 276, 272, 278). При цьому використовується експлуатаційна колона діаметром 178 мм.

Всі нафтові свердловини після припинення фонтанування або одразу після буріння переведені на механізований спосіб експлуатації за допомогою установок електровідцентрових насосів (УЕВН) та установок електроплунжерних насосів (УЕПН) [6, 7, 9].

Отже, значну частину видобувного діючого фонду (38 % – 18 свердловин) складають низькодебітні свердловини з відбором рідини – до 10,0 т/д, до високодебітних (з відбором рідини більше 200 т/д) можна віднести 8 свердловин або 17 % діючого експлуатаційного фонду [6, 7, 9].

Станом на 01.01.2024 р. в експлуатації на горизонті П1-2 перебувало 19 видобувних свердловин: 94; 192; 210; 212; 216; 217; 218; 221; 222; 251; 252; 255; 260; 261; 262; 264; 265; 270; 271 [6, 7, 9].

В бездії знаходилися свердловини 200, 206, 211, 213, 259 [6, 7, 9].

Свердловина 407 перебувала в освоєнні після буріння.

Сім свердловин експлуатувалися за допомогою УЕВН, з них: одна з номінальною продуктивністю 25 м³/д (свердловина 210), одна 30 м³/д (свердловина 407), одна 50 м³/д (свердловина 192), чотири 125 м³/д (свердловини 94, 218, 222, 264) [6, 7, 8, 9].

Глибини спуску насосів знаходилися в межах від 688 м до 1695 м.

13 свердловин експлуатувалося установками електроплунжерних насосів типу УЕПН 13,8-2500-1.

Глибини спуску насосів знаходилися в межах від 1357 м до 1718 м.

Таблиця 4.2 – Характеристика діючого видобувного фонду нафтових свердловин Гнідинцівського родовища в залежності від середньодобових відборів рідини станом на 01.01.2024 р.

Дебіт рідини, т/д	0,1 – 10,0	10,0 – 50,0	50,0 – 100,0	100,0 – 150,0	150,0 – 200,0	> 200,0
Горизонт П ₁₋₂						
Номера свердловин	212, 216, 217, 221, 251, 252, 255, 261, 262, 265, 270, 271	210, 260	192	-	94, 222	218, 264
Кількість свердловин	12	2	1	0	2	2

Таблиця 4.3 – Технічний стан свердловин Гнідинцівського родовища

Номер свердловини	Рік вводу в експлуатації	Спосіб експлуатації	Горизонт	Експлуатаційна колона		Перфорована товщина, м	Пробурений вибій, м	Штучний вибій, м	Технічний стан
				Діаметр, мм	Інтервал спуску, м				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
94	1968	ЕВН	П ₁₋₂	168	0 – 1830	1724 – 1733	1850	1733	Порушення експлуатаційної колони на глибинах 947 м, 997 м, 1067 м, 1072 м, 1078 м, 1079 м, 1083 м, 1105 м, 1108 м, 1129 м, 1133 м, 1168 м, 1242 м, 1421 м, 1476 м перекриті хвостовиком діаметром 114 мм.
				114	800 – 1648				
212	2006	ЕВН	П ₁₋₂	178	0 – 1907	1801 – 1803	1907	1820	Технічний стан задовільний
216	2011	ЕВН	П ₁₋₂	168	0 – 1856	1826 – 1831	1856	1832	Технічний стан задовільний
217	2012	ЕВН	П ₁₋₂	178	0 – 1809	1818 – 1839	1839	1838	Технічний стан задовільний
218	2011	ЕВН	П ₁₋₂	168	1778 – 1795	1778 – 1795	1882	1862	Технічний стан задовільний
222	2012	ЕВН	П ₁₋₂	168	0 – 1890	1858 – 1864	1890	1868	Технічний стан задовільний
251	2014	ЕВН	П ₁₋₂	178	0-1854,6	1876-2006	2019	2019	Технічний стан задовільний
				114	1806,5-2019				
252	2014	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1472	1761-1765	2084	1820	Технічний стан задовільний
				114	1420-1868				
255	2016	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1844	1921-2064,7	2065	2065	Технічний стан задовільний
				114	1788-2065				
261	2015	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1872,6	1893,9-2092	2092	2092	Технічний стан задовільний
				114	1823,7-2092				
262	2014	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1867	1885-1919,6 1950-2097,7	2097,7	2097,7	Технічний стан задовільний
				114	1829,4-2098				
265	2014	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1478	1782-1785	2039,7	1785	Технічний стан задовільний
				114	1430-1813,5				
221	2013	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1858	2004,8-2197,1	2204,7	2204,7	Технічний стан задовільний
				114	1819-2204,7				
270	2013	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1840	1927.6-2076.3	2083,3	2083,3	Технічний стан задовільний
				114	1809,6-2076,3				
407	2021	ЕВН	П ₁₋₂	178	0-1859	1982,6-1905,9	1982,6	1982,6	Технічний стан задовільний
				114	1801,2-1983				
260	2017	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1952	1952-2067	2067	2037	Технічний стан задовільний
				114	1892,6-2067				
271	2017	ЕПН	П ₁₋₂	178	0-1855	1864-2006	2056	2006	Технічний стан задовільний
				114	1804,1-2056				

Переважна більшість гідродинамічних досліджень свердловин виконувалась в початковий період розробки, коли свердловини працювали фонтанним способом або при випробуванні продуктивних горизонтів. Оскільки весь діючий фонд свердловин Гнідинцівського родовища відноситься до механізованого способу експлуатації, то кількість проведених гідродинамічних досліджень значно обмежена [6, 7, 9].

Так для покладу П1+2 виконано дев'ять досліджень у семих свердловинах: 192, 200, 211, 212, 213, 216, 264. За даними інтерпретації для горизонту П1-2 (пісковик) проникність по свердловинах коливається в діапазоні 1,72 (св. 211) - 122 мД (213) у різний період часу значно змінювався у великих межах [6, 7, 8, 9].

Як видно з представлених значень горизонт характеризується хорошими колекторськими властивостями, але й значними коливаннями.

Загальний скін-ефект коливався в межах 1,85-5,3. Тільки в одному замірі в свердловині 211 скін ефект перевищував величину 5, що характеризує погіршені колекторські властивості та говорить про забруднення привибійної зони.

Результати інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Результати інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин фонду горизонту П1+2

№св	Дата дослідження	Тип дослідження	Інтервал, м	Горизонт	Пластовий тиск		Розрахунковий пластовий тиск на середину інтервалу перфорації		Втрати депресії через скін-ефект, МПа	Коеф. продуктивності, т/(д·МПа)	Параметри пласта			Загальний скін-ефект
					Значення, МПа	Глиби на заміру, м	Значення, МПа	Глибина, м			Провідність $\times 10^{-12}$, м ³	Прони-кність $\times 10^{-3}$, мкм ²	Пезопро-відність, м ² /с	
192	28.05.2020	КВТ	1816-1819	П1-2	12,55	1409	16,2	1817,5		18,92	0,572	193,4		2,23
200	21.04.2020	КВТ		П1-2	13,93	1458	16,74	1923,5	0,88	-	7,05	686,8		3,27
200	03.01.2021	КВТ	1870-1977	П1-2	14,03	1449	16,94	19,23,5	0,5	128,96	8,99	875,9		2,62
211	27.03.2019	КВТ	1945-1949	П1-2	12,65	1651	-	-	4,69	-	0,0068	1,72		5,29
212	26.03.2019	КВТ	1787-1793	П1-2	9,1	1447	-	-	2,76	-	-	-	-	4,71
213	30.01.2019	КВТ	1768-1774	П1-2		1330	18,64	1771	1,45	-	0,58	122		1,77
216	10.04.2019	КВТ	1826-1831	П1-2	2,15	1536	-	-	-	-	0,019	3,54		3,154
264	22.10.2020	КВТ	1863,5-1933,5	П1-2	14,73	1596	16,06	1898,5	0,21		5,5	1396,4		1,85
264	07.04.2021	КВТ	1863,5-1933,5	П1-2	14,8	1596	16,09	1898,5	0,74		3,1	783,8		

4.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ

Поклад горизонту П1+2 розробляється з 1961 р. За весь період в експлуатації знаходилось 80 свердловин. З початку розробки покладу протягом п'яти років зростали річні видобутки безводної нафти за рахунок активного розбурювання

покладу, максимальний питомий видобуток нафти на одну свердловину в цей період становив 32,6 тис. т, заміряний пластовий тиск по свердловинах не падав нижче ніж на 2 МПа від початкового (17,5 МПа). У 1967 р. продукції свердловин появилася вода (5 %). До 1974 р. на покладі спостерігались максимальні річні відбори нафти при максимальному фонді свердловин (34). Пластовий тиск, заміряний в кінці 1972 р., становив 17,1 МПа, що практично дорівнювало початковому значенню. У 1973 р. середньорічне обводнення продукції зросло до 52 %. Вибуття внаслідок обводнення розпочалось з свердловин, які розташовані у північно-західному та південно-східному крилах структури (41, 29). Пізніше, внаслідок стягування ВНК до центру, також обводнювались свердловини, розташовані поблизу внутрішнього контуру нафтоносності та свердловини, розташовані між зовнішнім і внутрішнім контурами. Всього за період 1967 – 1974 рр. вибуло з експлуатації 14 свердловин. Незважаючи на вибуття свердловин через обводнення, максимальний питомий видобуток на одну свердловину в цей період становив 35,6 тис. т [6, 7, 9, 10].

В 1974 р. вибула з експлуатації свердловина 58, розташована практично біля центру структури. Відповідно до технологічного проекту [10], для вилучення залишкових запасів нафти на покладі з 1974 р. впроваджено ППТ шляхом внутрішньоконтурного заводнення. До 1988 р. при середніх річних закачках води 840,9 тис. м³ річний видобуток нафти зменшився з 726,7 тис. т до 22,3 тис. т (1988р.) через вибуття значної кількості свердловин. За рахунок вироблення покладу обводнення продукції становило 98 %. Пластовий тиск в кінці 1988 р. дорівнював 13,7 МПа. При значному відборі від геологічних запасів середній питомий видобуток нафти на одну свердловину в 1988 р. дорівнював 1,5 тис. т [6, 7, 8, 9].

Починаючи з 1989 р. і до 2000 р., на покладі спостерігається стабілізація річних видобутків нафти на рівні від 15,2 до 22,3 тис. т при обводненні продукції від 94 % до 99 %. Внаслідок обводнення також зменшується фонд експлуатаційних свердловин. Пластовий тиск у 2000 р. відновився до величини 16,3 МПа [6, 7, 8, 9].

Після припинення закачки з 2001 р. питомий видобуток нафти на одну свердловину у перші п'ять років не перевищував 2,1 тис. т зі зменшенням обводнення продукції свердловин з 97 % до 93 %. Ввід в експлуатацію високодебітних свердловин 200 (2004 р.) і 212 (2006 р.) з боковими горизонтальними стовбурами сприяв зростанню питомого видобутку на одну свердловину до 3,84 тис. т у 2007 р [6, 7, 8, 9].

В 2011 – 2012 рр. на поклад введено нові видобувні свердловини 216, 217, 218, 219 та 222. Також переведено з горизонту ПЗ свердловину 206. Це дало змогу збільшити річний видобуток нафти з горизонту від 27,5 до 40,7 тис. т. За рахунок збільшення фонду свердловин, аналогічний ріст видобутку нафти спостерігався ще в 2014р. – 62,76 тис т [6, 7, 8, 9].

Починаючи з 2015 р. незважаючи на незначне збільшення видобувних свердловин спостерігається поступове зниження видобутку.

Станом на 01.01.2024р. в діючому фонді перебувають 19 видобувних свердловин (94; 192; 210; 212; 216; 217; 218; 221; 222; 251; 252; 255; 260; 261; 262; 264; 265; 270; 271) , 5 свердловин (200; 206; 211; 213; 259) знаходяться в бездії, 2 (6; 219) в консервації, 7 (24; 93; 98; 132; 175; 256; 280) спостережних, одна (185) в очікуванні ліквідації, 35 ліквідованих та одна (407) в освоєнні після буріння [6, 7, 8, 9].

Накопичений видобуток з покладу становить 11950 тис т нафти та 466 млн м³ розчиненого газу, що відповідає досягнутим коефіцієнтам вилучення нафти 0,601 та розчиненого газу - 0,601 [6, 7, 8, 9].

За характеристиками витіснення Камбарова та Пірвердяна проведено оцінку дренажних запасів нафти. При врахуванні затвердженого кінцевого коефіцієнта вилучення 0,625, залишкові видобувні запаси нафти складають 476 тис т [6, 7, 8, 9].

Рисунок 1.3 – Оцінка дренуваних запасів за характеристикою витіснення Камбарова для горизонту П 1+2

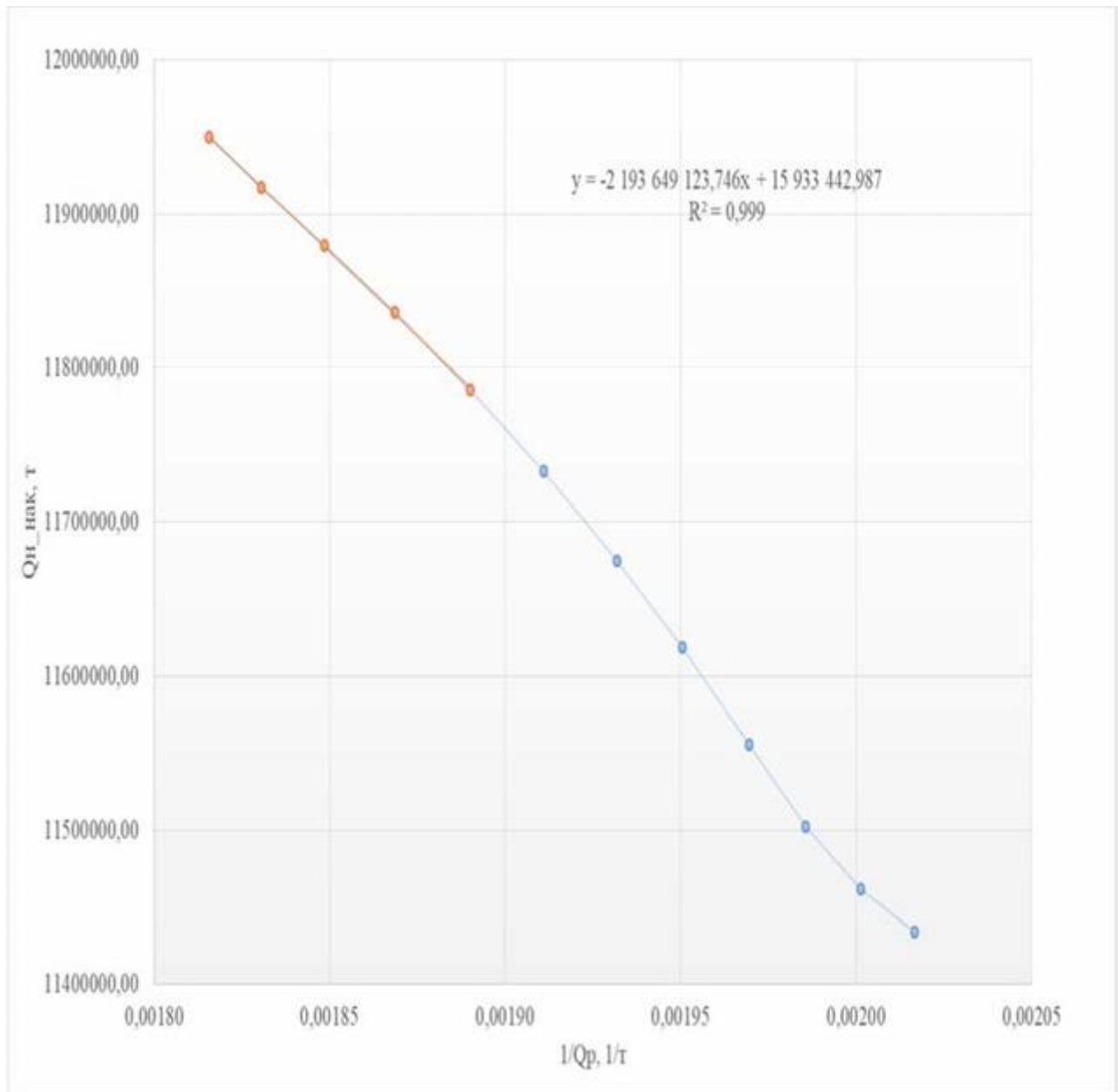


Рисунок 1.4 – Оцінка дренованих запасів за характеристикою витіснення Піввердян для горизонту П1+2

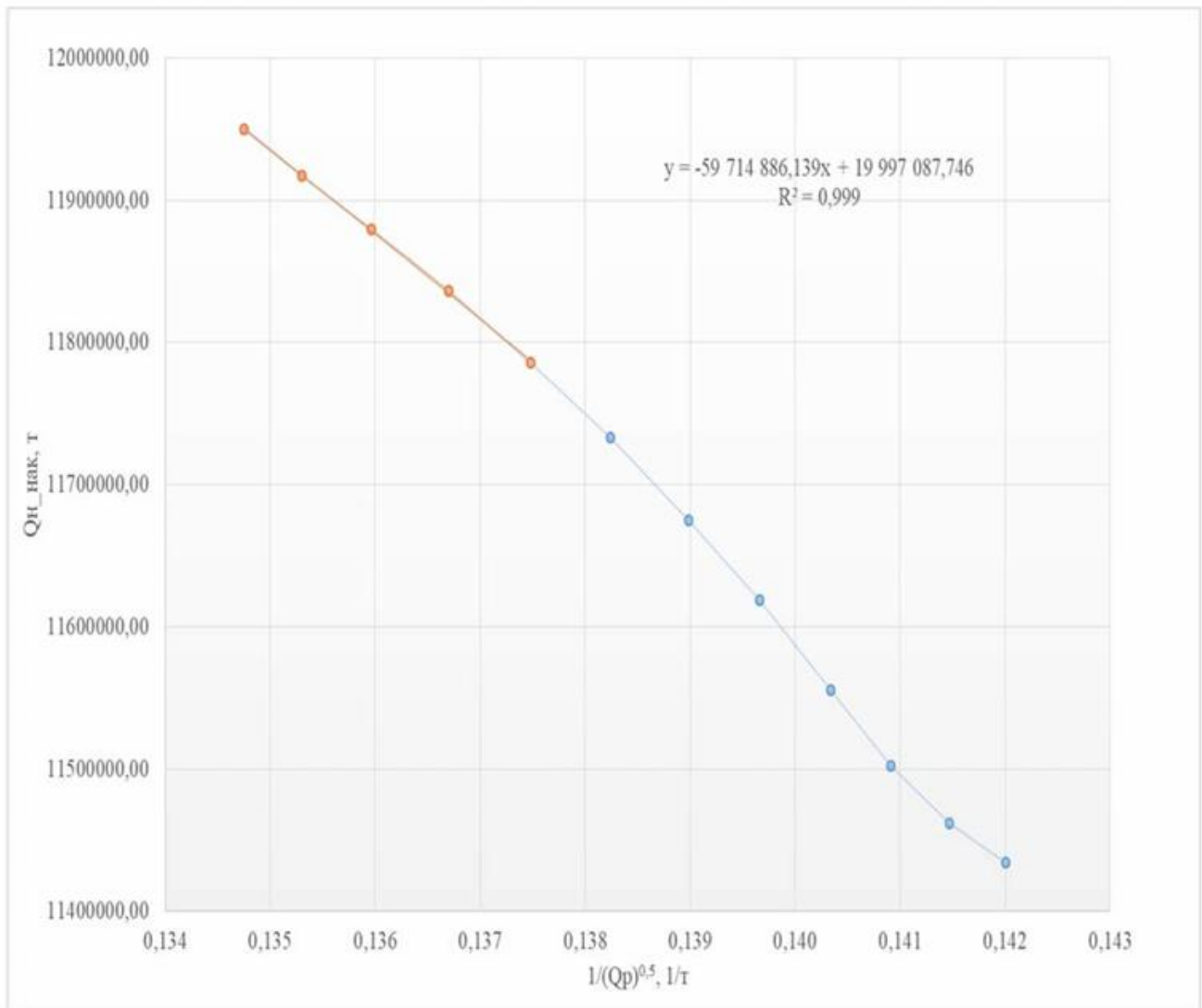
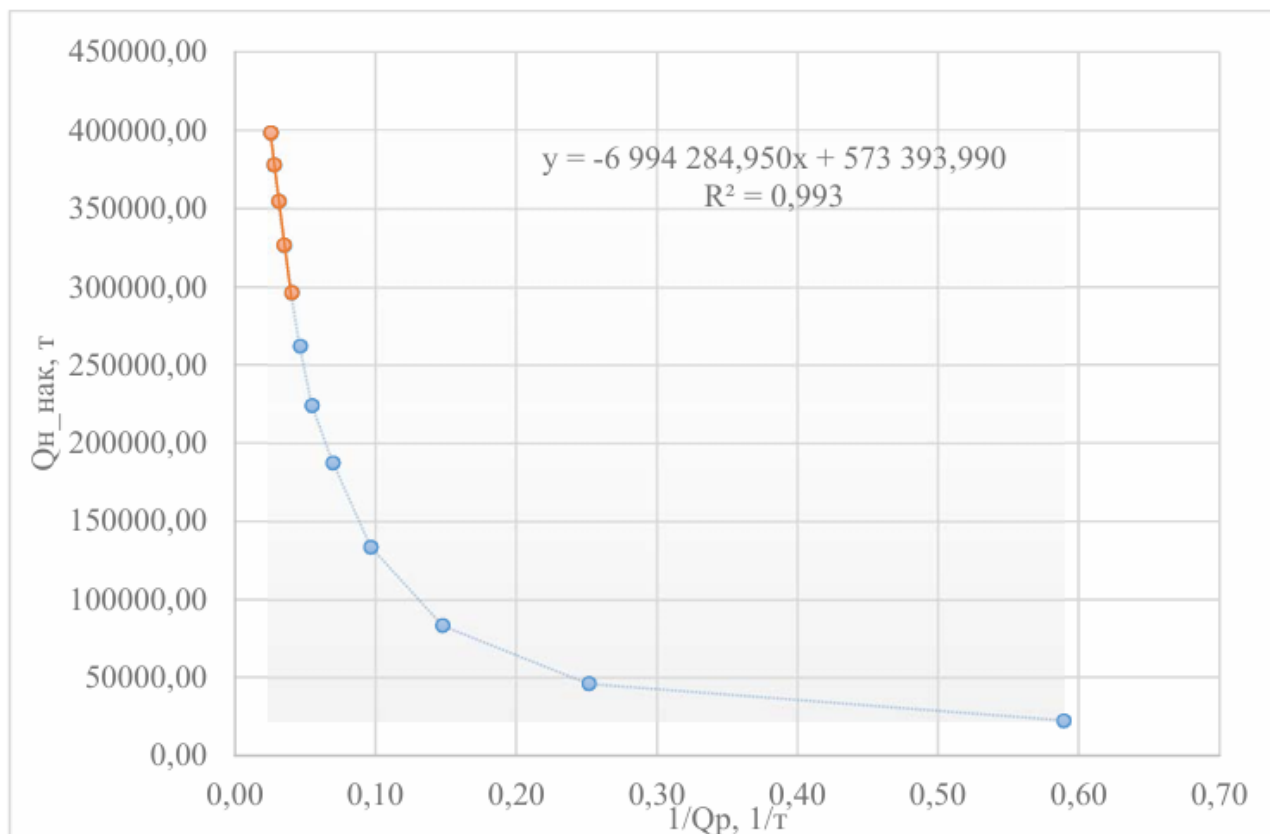


Рисунок 1.5 – Характеристика витиснення Камбарова для існуючого фонду свердловин об'єкта ІХ (нафтовий поклад гор. П1+2)



За представленими даними запаси нафти складають відповідно 15933 млн т та 19997 млн т відповідно та практично відповідають затвердженим початковим видобувним запасам 12426 млн м³ [6, 7, 8, 9].

За весь період розробки в поклад закачано 17622 тис. т. води, що при накопичених видобутках складає близько 30 % компенсації відбору вуглеводнів в пластових умовах.

Таблиця 4.5 - Порівняння проектних та фактичних технологічних показників розробки для горизонту П1-2

Показники	2020р.		2021р.		2022р.		2023р.		2024р.	
	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Річний видобуток										
нафти, тис. т	39,053	37,361	35,090	32,776	25,35	28,01	22,7	23,55	21,22	19,23
нафтового газу, млн м ³	1,523	1,546	1,369	1,209	0,99	1,09	0,71	0,92	0,72	0,75
води, тис. т	513,94	496,2	517,9	415,4	511,6	448,15	496,8	394,76	432,1	317,98
Накопичений видобуток:										
нафти, тис. т	11826,3	11917	11861,4	11949,8	11839,5	11978,0	11789,0	12001,6	11,872,3	12020,8
нафтового газу, млн м ³	461,51	465,1	462,88	466,4	463,2	467,1	465,1	468,0	466,8	468,76
Коефіцієнт нафтовилучення, частка од.	0,607	0,612	0,609	0,614	0,608	0,614	0,605	0,613	0,607	0,612
Темп відбору від початкових видобувних запасів, %	0,314	0,301	0,282	0,264	0,268	0,287	0,274	0,294	0,263	0,278
Газовий фактор, т/м ³	39,0	41,4	39,0	36,9	36,2	38,9	37,6	39,1	38,1	39,0
Обводненість, %	92,9	93,0	93,7	92,7	93,4	93,8	93,1	94,0	93,5	94,0
Приведений пластовий тиск, МПа	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коефіцієнт використання фонду свердловин:	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коефіцієнт експлуатації свердловин:	0,9	0,867	1	0,838	1,1	0,874	1,2	0,932	1,2	0,948
Щільність сітки видобувних свердловин, 10 ⁴ м ² на свердловину	0,043	0,053	0,043	0,051	0,043	0,052	0,044	0,053	0,043	0,052
Питомі залишкові загальні запаси на одну свердловину експлуатаційного фонду, 10 ⁶ м ³	20,0	21,3	18,9	19,1	19,8	20,2	19,2	18,3	20,1	21,3
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт	30	24	30	25	30	25	30	24	30	21
нафтових, шт	30	24	30	25	30	25	30	24	30	21
газових, шт	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Середньодобовий дебіт 1 видобувної свердловини:										
нафти, т/д	3,96	4,92	3,56	4,29	2,87	3,64	2,75	3,22	2,40	3,00
розчиненого газу, м ³ /д	0,15	0,20	0,14	0,16	0,13	0,23	0,12	0,19	0,11	0,15

У таблиці представлено порівняльний аналіз проектних та фактичних технологічних показників розробки родовища П1+2 за період 2020–2024 років. Основну увагу зосереджено на річному та накопиченому видобутку нафти, нафтового газу і води, коефіцієнтах ефективності, обводненості, експлуатаційних характеристиках свердловин, а також середньодобових дебітах [6, 7, 8, 9].

З аналізу даних видно, що фактичний видобуток нафти та газу щорічно знижується та переважно не досягає проектних значень. Така тенденція свідчить про поступове виснаження пластів або про наявність технічних та організаційних обмежень у процесі видобутку. Водночас накопичені обсяги видобутку демонструють стабільне зростання, що є характерним для родовищ із тривалою історією експлуатації [6, 7, 8, 9].

Коефіцієнт нафтовіддачі за аналізований період незначно зростає, що вказує на поступове підвищення ефективності розробки родовища. Проте темпи відбору залишків запасів і газовий фактор демонструють спад, що також підтверджує зниження інтенсивності видобутку. Особливо насторожує зростання обводненості продукції, яка у 2021 році перевищила 92%, що є типовим для пізніх стадій розробки родовища та вимагає впровадження коригувальних заходів [6, 7, 8, 9].

Експлуатаційний коефіцієнт свердловин у 2017–2021 роках зазнав помірного зниження, а середньодобовий дебіт нафти зменшився з 5,53 т/добу до 4,29 т/добу, що є ще одним підтвердженням зниження продуктивності свердловин і виснаження ресурсної бази [6, 7, 8, 9].

Загалом, аналіз показує, що реальні результати розробки родовища істотно відрізняються від проектних значень, особливо в останні роки. Основними факторами зниження ефективності розробки є зменшення пластового тиску, зростання обводненості, зниження дебітів свердловин та виснаження запасів. Це вимагає впровадження нових технічних рішень, зокрема заходів щодо інтенсифікації видобутку, впровадження вторинних або третинних методів видобування, а також можливої модернізації свердловинного фонду. Окрім того, доцільно провести додаткову геолого-технічну оцінку для коригування поточних проектних планів та оптимізації видобутку на завершальному етапі експлуатації родовища [6, 7, 8, 9].

Роки	Річний видобуток				Обводнення, %	Газовий фактор, м³/т	Кількість відрацьонованих свердловин днів	Кількість видобуваних свердловин	Середньорічний дебіт			Накопичений видобуток				Пластовий тиск, МПа	Річний об'єм закачки води, тис м³	Компенсація, %	
	нафти, тис. т	води, тис. т	рідини, тис. т	газу, млн м³					нафти, т/д	рідини, т/д	газу, тис. м³/д	нафти, тис. т	води, тис. т	рідини, тис. т	газу, млн м³			Річна	Накопичена
1961	0,20	0,00	0,20	0,01	0,0	50,0	15,63	1	12,8	12,8	0,64	0,20	0,00	0,20	0,010	16,80	-	-	-
1962	56,80	0,00	56,80	2,22	0,0	39,1	1256,64	10	45,2	45,2	1,77	57,00	0,00	57,00	2,230	17,50	-	-	-
1963	325,70	0,00	325,70	12,70	0,0	39,0	6275,53	10	51,9	52,0	2,02	382,70	0,00	382,70	14,930	17,30	-	-	-
1964	309,10	0,00	309,10	12,06	0,0	39,0	8538,67	26	36,2	36,2	1,41	691,80	0,00	691,80	26,990	15,80	-	-	-
1965	377,90	0,60	378,50	14,74	0,2	39,0	6017,52	24	62,8	63,0	2,45	1069,70	0,60	1070,30	41,730	15,80	-	-	-
1966	593,40	3,20	596,60	23,14	0,5	39,0	6689,97	22	88,7	90,1	3,46	1663,10	3,80	1666,90	64,870	-	-	-	-
1967	746,40	41,20	787,60	29,11	5,2	39,0	8321,07	28	89,7	96,5	3,50	2409,50	45,00	2454,50	93,980	17,50	-	-	-
1968	910,00	132,70	1042,70	35,49	12,7	39,0	9508,88	34	95,7	117,2	3,73	3319,50	177,70	3497,20	129,470	16,60	-	-	-
1969	1098,40	315,40	1413,80	42,84	22,3	39,0	12668,97	34	86,7	116,2	3,38	4417,90	493,10	4911,00	172,310	16,80	-	-	-
1970	1060,50	508,80	1569,30	41,50	32,4	39,1	11023,91	33	96,2	147,6	3,76	5478,40	1001,90	6480,30	213,810	17,20	-	-	-
1971	1082,30	672,30	1754,60	42,21	38,3	39,0	10987,82	34	98,5	164,7	3,84	6560,70	1674,20	8234,90	256,020	16,00	-	-	-
1972	1139,60	755,00	1894,60	44,45	39,9	39,0	11021,28	32	103,4	177,2	4,03	7700,30	2429,20	10129,50	300,470	17,10	-	-	-
1973	1000,30	1093,30	2093,60	39,01	52,2	39,0	12154,31	30	82,3	207,6	3,21	8700,60	3522,50	12223,10	339,480	-	-	-	-
1974	726,70	1374,00	2100,70	28,34	65,4	39,0	11590,11	29	62,7	196,7	2,45	9427,30	4896,50	14323,80	367,820	-	21,3	1%	0%
1975	558,40	1851,60	2410,00	21,78	76,8	39,0	16000,00	30	34,9	221,3	1,36	9985,70	6748,10	16733,80	389,600	-	85,9	3%	1%
1976	294,50	1756,40	2050,90	11,49	85,6	39,0	28872,55	25	10,2	205,3	0,40	10280,20	8504,50	18784,70	401,090	-	282,9	13%	2%
1977	203,30	1917,70	2121,00	7,93	90,4	39,0	11485,88	24	17,7	226,0	0,69	10483,50	10422,20	20905,70	409,020	-	625,3	28%	4%
1978	112,40	1957,90	2070,30	4,38	94,6	39,0	11019,61	22	10,2	226,9	0,40	10595,90	12380,10	22976,00	413,400	-	818,6	39%	7%
1979	72,70	1726,50	1799,20	2,83	96,0	38,9	9087,50	22	8,0	234,7	0,31	10668,60	14106,60	24775,20	416,230	-	1074,5	59%	10%
1980	62,30	1831,20	1893,50	2,43	96,7	39,0	8534,25	21	7,3	240,0	0,28	10730,90	15937,80	26668,70	418,660	-	1397,0	73%	14%
1981	57,40	1726,40	1783,80	2,24	96,8	39,0	7454,55	21	7,7	250,7	0,30	10788,30	17664,20	28452,50	420,900	-	1479,1	82%	18%
1982	49,10	1836,30	1885,40	1,91	97,4	38,9	8614,04	21	5,7	238,9	0,22	10837,40	19500,50	30337,90	422,810	-	1277,2	67%	21%
1983	40,10	1771,20	1811,30	1,56	97,8	38,9	6913,79	21	5,8	262,6	0,23	10877,50	21271,70	32149,20	424,370	14,40	1200,0	66%	23%
1984	34,90	1704,70	1739,60	1,36	98,0	39,0	6584,91	20	5,3	264,8	0,21	10912,40	22976,40	33888,80	425,730	15,40	996,0	57%	24%
1985	33,90	1657,20	1691,10	1,32	98,0	38,9	6519,23	20	5,2	257,4	0,20	10946,30	24633,60	35579,90	427,050	15,80	801,0	47%	25%
1986	32,20	1634,50	1666,70	1,26	98,1	39,1	6571,43	20	4,9	253,7	0,19	10978,50	26268,10	37246,60	428,310	13,10	923,3	55%	27%
1987	24,60	1433,20	1457,80	0,96	98,3	39,0	6307,69	19	3,9	233,6	0,15	11003,10	27701,30	38704,40	429,270	13,50	816,5	56%	28%
1988	22,30	1334,20	1356,50	0,87	98,4	39,0	4955,56	15	4,5	275,3	0,18	11025,40	29035,50	40060,90	430,140	13,70	814,8	60%	29%
1989	15,20	1018,40	1033,60	0,59	98,5	38,8	3897,44	12	3,9	262,2	0,15	11040,60	30053,90	41094,50	430,730	13,50	780,1	75%	30%
1990	15,50	944,20	959,70	0,60	98,4	38,7	5000,00	15	3,1	194,8	0,12	11056,10	30998,10	42054,20	431,330	14,20	481,1	50%	30%

1991	19,40	896,30	915,70	0,36	97,9	18,6	3959,18	12	4,9	232,3	0,09	11075,50	31894,40	42969,90	431,690	14,20	540,1	59%	31%
1992	19,90	781,60	801,50	0,78	97,5	39,2	3618,18	11	5,5	221,8	0,22	11095,40	32676,00	43771,40	432,470	13,60	580,0	72%	31%
1993	18,00	629,40	647,40	0,70	97,2	38,9	3272,73	10	5,5	197,1	0,21	11113,40	33305,40	44418,80	433,170	13,90	592,0	90%	32%
1994	22,00	556,70	578,70	0,86	96,2	39,1	4000,00	9	5,5	139,2	0,22	11135,40	33862,10	44997,50	434,030	15,90	580,0	99%	33%
1995	19,20	483,00	502,20	0,75	96,2	39,1	3368,42	10	5,7	140,8	0,22	11154,60	34345,10	45499,70	434,780	16,60	301,3	59%	33%
1996	26,20	467,00	493,20	1,02	94,7	38,9	3638,89	11	7,2	64,7	0,28	11180,80	34812,10	45992,90	435,800	12,40	250,0	50%	33%
1997	21,10	392,60	413,70	0,82	94,9	38,9	3349,21	10	6,3	123,1	0,24	11201,90	35204,70	46406,60	436,620	16,30	226,0	54%	33%
1998	23,80	372,00	395,80	0,93	94,0	39,1	3606,06	8	6,6	130,7	0,26	11225,70	35576,70	46802,40	437,550	15,80	226,0	56%	34%
1999	13,50	392,40	405,90	0,53	96,7	39,3	3292,68	9	4,1	123,5	0,16	11239,20	35969,10	47208,30	438,080	15,80	226,0	55%	34%
2000	8,70	262,00	270,70	0,34	96,8	39,1	2175,00	9	4,0	123,3	0,16	11247,90	36231,10	47479,00	438,420	16,10	226,0	82%	34%
2001	6,30	225,00	231,30	0,25	97,3	39,7	3000,00	8	2,1	79,2	0,08	11254,20	36456,10	47710,30	438,670	15,40	-	-	34%
2002	7,30	171,00	178,30	0,28	95,9	38,4	2433,33	6	3,0	72,3	0,12	11261,50	36627,10	47888,60	438,950	16,30	-	-	34%
2003	4,90	190,60	195,50	0,19	97,5	38,8	1884,62	5	2,6	107,2	0,10	11266,40	36817,70	48084,10	439,140	16,20	-	-	34%
2004	6,50	194,80	201,30	0,25	96,8	38,5	1625,00	6	4,0	121,8	0,15	11272,90	37012,50	48285,40	439,390	15,70	-	-	34%
2005	12,80	159,70	172,50	0,55	92,6	43,0	1280,00	6	10,0	88,7	0,43	11285,70	37172,20	48457,90	439,940	14,90	-	-	33%
2006	21,30	143,30	164,60	0,86	87,1	40,4	3276,92	6	6,5	88,7	0,26	11308,40	37315,50	48622,50	440,800	-	-	-	33%
2007	23,00	170,90	193,90	0,90	88,1	39,1	2072,07	6	11,1	93,2	0,43	11331,40	37486,40	48816,40	441,700	-	-	-	33%
2008	36,10	187,10	223,20	1,63	83,8	45,2	2136,09	7	16,9	104,5	0,76	11367,50	37673,50	49039,60	443,330	-	-	-	33%
2009	34,70	222,30	257,00	1,35	86,5	38,9	2090,36	7	16,6	122,6	0,65	11402,20	37895,80	49296,60	444,680	-	-	-	33%
2010	31,98	260,82	292,80	1,25	89,08	39,00	1859,00	6	17,20	157,50	0,67	11434,18	38156,62	49589,40	445,93	-	-	-	33%
2011	27,50	350,25	377,74	1,07	92,72	39,00	2294,60	7	11,98	164,62	0,47	11461,68	38506,86	49967,14	447,00	-	-	-	32%
2012	40,67	353,68	394,35	1,59	89,69	39,00	3185,80	12	12,77	123,78	0,50	11502,35	38860,54	50361,49	448,59	-	-	-	32%
2013	53,44	360,36	413,81	2,08	87,09	39,00	4284,50	14	12,47	96,58	0,49	11555,79	39220,91	50775,29	450,67	-	-	-	32%
2014	62,76	429,71	492,48	2,45	87,26	39,00	5472,40	19	11,47	89,99	0,45	11618,55	39650,62	51267,77	453,12	-	-	-	32%
2015	56,69	440,47	497,17	2,21	88,60	39,00	6594,50	22	8,60	75,39	0,34	11675,24	40091,09	51764,93	455,33	-	-	-	31%
2016	58,02	505,91	563,93	2,26	89,71	39,00	7114,60	22	8,15	79,26	0,32	11733,26	40597,00	52328,86	457,59	-	-	-	31%
2017	52,33	524,66	576,99	2,04	90,93	39,00	7054,50	23	7,42	81,79	0,29	11785,59	41121,66	52905,85	459,63	-	-	-	31%
2018	50,46	556,76	607,22	1,97	91,69	39,02	6598,60	22	7,65	92,02	0,30	11836,05	41678,42	53513,07	461,60	-	-	-	30%
2019	43,69	536,03	579,72	2,01	92,46	45,95	6838,80	22	6,39	84,77	0,29	11879,74	42214,45	54092,79	463,61	-	-	-	0,30
2020	37,36	496,20	533,56	1,55	93,00	41,39	7591,60	24	4,92	70,28	0,20	11917,10	42710,65	54626,35	465,16	-	-	-	0,30
2021	32,78	415,37	448,15	1,21	92,69	36,90													

Номер об'єкта розробки	Об'єкт розробки	Код класу запасів	Початкові геологічні запаси		Видобуток станом на 01.01.2024		Поточний коефіцієнт вилучення, част. од		Залишкові видобувні запаси станом на 01.01.2024р.		Кінцевий коефіцієнт вилучення, част. од	
			нафти, тис т	розч.газ, млн м ³	нафти, тис т	розч.газу, млн м ³	нафти	розч.газу	нафти, тис т	розч.газу, млн м ³	нафти	розч.газу
IX	П1+2	111+221	19882	776	11 950	466,0	0,601	0,601	476	19	0,625	0,625

Табл. 4.7 - Поточний стан реалізації залишкових запасів вуглеводнів

Таблиця 4.8 - Основні геолого-фізичні характеристики продуктивного горизонту П1+2

Параметр	П1+2
Глибина залягання покрівлі в склепінні, м	1701
Тип покладу	Пластовий склепінний
Тип колектора	Поровий
Площа нафто-газоносності, тис. м ²	12770
Середня нафто-газонасичена товщина, м	13,6
Середня насиченість нафтою/газом, част. од.	0,77
Пористість, %	0,199
Початковий пластовий тиск, МПа	17,5
Пластова температура, °С	47,0
Тиск насичення, МПа	0,99
Густина сепарованої нафти, кг/м ³	824
Густина газонасиченої нафти при Рпл, кг/м ³	796,9
Густина газу в стандартних умовах, кг/м ³	–
Густина конденсату, кг/м ³	–
Кінематичний коефіцієнт в'язкості при 20 °С, мм ² /с	4,99
Кінематичний коефіцієнт в'язкості газонасиченої нафти в пластових умовах, мм ² /с	1,410
Об'ємний коефіцієнт нафти, част. од.	1,124
Газовміст нафти, м ³ /т	39
Ваговий вміст сірки в нафті, %	0,50
Ваговий вміст парафіну в нафті, %	2,22
Початкові балансові запаси нафти класу 111+221, тис.т (затверджені ДКЗ)	19882
Початкові видобувні запаси нафти (затверджені ДКЗ)	12049
Коефіцієнт нафтовилучення	0,606
Початкові балансові запаси нафтового газу класу 111+221, млн м ³ (затверджені ДКЗ)	776
Початкові балансові запаси газу, млн м ³	–
Початкові балансові запаси конденсату, тис. т	–

Об'єкт IX (нафтовий поклад гор. П1+2) розробляється в умовах природнього жорсткого пружньо-водонапірного режиму розробки.

5. РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПОПЕРЕДЖЕННЯ УСКЛАДНЕНЬ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ТА МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

Основними факторами, що ускладнюють роботу свердловин, обладнаних УЕВН є АСПВ, відкладення парафінів та солей, наявність в продукції свердловин механічних домішок, кривизна стовбура свердловини, висока в'язкість продукції, утворення стійких водонафтових емульсій, а в деяких випадках корозійна активність середовища [6, 7, 8, 9].

Наявність в продукції, що відбирається механічних домішок, кривизна стовбура свердловини обумовлюють збільшення інтенсивності зносу робочих органів і опор насоса, збільшення рівня вібрації зануреного агрегату, зменшення терміну служби УЕВН, а в деяких випадках разом з корозією можуть бути причиною аварій, пов'язаних з падінням обладнання на вибій свердловини. [6, 7, 8, 9]

Основною причиною виходу з ладу УЕВН в свердловинах Гнідинівського родовища є часткове спрацювання робочих органів ЕВН, відмова кабельних ліній, а також негерметичність НКТ. Низька надійність колон НКТ зумовлена як недостатнім постачанням труб так і низькою надійністю УЕВН, що викликає необхідність частих спусків-підйомів обладнання та негативно впливає на різьбові з'єднання. [6, 7, 8, 9]

Основними причинами виходу з ладу кабельних ліній УЕВН в свердловинах Гнідинівського родовища є [6, 7, 8, 9]:

- електропробій ізоляції кабелю;
- механічні пошкодження;
- перегріта ізоляція кабелю;
- проплавлена ізоляція кабелю;
- мікротріщини в ізоляції кабелю.

При підборі обладнання для підвищення експлуатації свердловин, слід звернути увагу на конструкцію кабельних ліній та запропонувати комплекс заходів для підвищення їх надійності.

До таких заходів слід віднести [6, 7, 8, 9]:

- експлуатацію телеметричних систем на свердловинах для забезпечення контролю за температурним режимом ЗЕД, а також кабельного подовжувача;
- впровадження кабельних ліній нових конструкції для конкретних умов експлуатації.

Серед причин відмов ЕВН основними є спрацювання робочих органів та засмічення насоса. Впровадження фільтрування рідини глушіння дозволить частково вирішити вказані проблеми, оскільки значна кількість механічних домішок привноситься в свердловини, а далі в насоси, разом з рідиною глушіння.

Для захисту УЕВН від шкідливого впливу механічних домішок, які виносяться з пласта, доцільно провести дослідно-промислові випробування фільтрів, які встановлюються на вході в насос [6, 7, 8, 9].

Необхідність в попередженні різноманітних можливих ускладнень (осипи, обвали, поглинання, нафтоводопрояви та ін.) і дотриманні екологічної безпеки родовища ставить до бурових розчинів особливі вимоги:

- застосування розчинів з високими інгібуючими властивостями, які б забезпечували стійкість стінок свердловини;
- застосування нетоксичних реагентів для обробки бурових розчинів під час буріння під направлення і кондуктор і III – IV класу токсичності для буріння під проміжну та експлуатаційну колони.

Враховуючи ці вимоги та досвід проводки свердловин на Гнідинцівському сусідніх родовищах, пропонуються наступні типи і параметри розчинів, а також хімічна обробка їх реагентами для буріння окремих інтервалів.

Для буріння пропонується наступні типи бурових розчинів:

а) бурові розчини для умовно-вертикальних свердловин:

- для буріння під направлення пропонується глинистий розчин густиною 1120 кг/м³ оброблений графітом, Na₂CO₃;
- для буріння під кондуктор рекомендується гуматно-натрієвий розчин густиною 1120 кг/м³ оброблений графітом, Na₂CO₃, НГБР, СБР, NaOH;

– буріння під експлуатаційну колону рекомендується проводити з використанням гуманно-натрієвого розчину обробленого графітом, Na_2CO_3 , НГБР, СБР, нафтою, NaOH , сульфоном, ПАА, савенолом густиною 1160 кг/м³ в інтервалі від 300 до 1040 м та густиною від 1120 до 1140 кг/м³ в інтервалі від 1040 до 1850 м (до вибою). 250

б) бурові розчини для горизонтальних свердловин:

– для буріння під направлення пропонується глинистий розчин густиною 1120 кг/м³ оброблений графітом, Na_2CO_3 ;

– для буріння під кондуктор доцільно використовувати глинистий буровий розчин з попереднього інтервалу буріння з додаванням свіжих порцій глинистого розчину та при необхідності водного розчину Filter-Check;

– буріння під експлуатаційну колону горизонтальних свердловин рекомендується проводити з використанням полімер-глинистого бурового розчину, який готується на основі попереднього з додаванням домульталу, Pacle, Filter-Check;

– буріння під експлуатаційний фільтр-хвостовик рекомендується проводити з використанням інгібованого полімер-калієвого бурового розчину приготовленого на основі розчину попереднього інтервалу буріння до якого додають KCl , домультал, Dextrid, Filter-Check, Barazan D або ксантанову камедь, Baracarb.

Для забезпечення належної очистки бурового розчину від вибуреної породи передбачається використання чотирьохступеневої системи очистки: віброциклон – муловідділювач – центрифуга. Особливу увагу слід приділити структурно-реологічним параметрам бурового розчину. Застосування бурового розчину для розкриття продуктивних горизонтів необхідно проводити з урахуванням чинних нормативних документів, рекомендацій НДПІ ПАТ "Укрнафта" або субпідрядних організацій.

Вторинне розкриття продуктивних відкладів в умовно-вертикальних свердловинах після спуску і цементування експлуатаційної колони можна здійснювати перфораторами фірми Шлюмберже або перфораторами типу ПКС-105 або ПКО-89. В процесі розкриття пластів перфорацією колону заповнити розчином,

на якому проводилось первинне розкриття, а зону перфорації водними розчинами солей хлориду кальцію або ПАР [6, 7, 8, 9].

Виклик припливу флюїду з продуктивних горизонтів проводити методом заміни бурового розчину на воду, оброблену ПАР, з наступним зниженням рівня компресором або слабуванням. У випадку відсутності припливу флюїду потрібно застосовувати хімічні методи дії на пласт (ГКО, СКО), після чого знову використовувати способи, які спрямовані на зменшення гідростатичного тиску і виклик припливу флюїду [6, 7, 8, 9].

В свердловинах рекомендується проводити стандартний комплекс геофізичних досліджень під час буріння, кріплення і розкриття продуктивних горизонтів. Устя умовно-вертикальних свердловин повинно облаштовуватись колонною головкою ОКК1–21–168–245, горизонтальних – ОКК1–21–178–245 і фонтанною арматурою АФК3–65–21 [12, 13, 14, 15, 16, 17, 18].

Основні вимоги до захисту від корозійного руйнування зовнішньої і внутрішньої поверхні нафтогазопромислового обладнання (НГПО), яке використовується на об'єктах ПАТ "Укрнафта", а саме:

- надземної обв'язки свердловин, обсадних 370 колон, насосно-компресорних труб;
- шлейфів видобувних, газліфтних, нагнітальних і водозабірних свердловин; нафто- і газозбірних колекторів;
- нагнітальних колекторів системи підтримання пластового тиску; міжпромислових нафто-, газо- і продуктопроводів;
- промислового обладнання групових установок (насосів, сепараторів, резервуарів, технологічних трубопроводів);
- механізмів, пристроїв, апаратів, ємностей, які забезпечують технологічний процес видобутку, збору і підготовки вуглеводневої сировини встановлені в стандарті СОУ 11.1-00135390-099:2009 "Вимоги до протикорозійного захисту нафтогазопромислового обладнання"

6. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ВИДОБУВАННЯМ НАФТИ І ГАЗУ

Під час розробки родовищ нафти і газу обов'язковим є високий рівень організації контролю за дебітами, продуктивністю та динамікою обводнення свердловин, газовим і конденсатним факторами, а також за приймальністю нагнітальних свердловин [6, 7, 8, 9].

Дебіт свердловини за рідиною (безводної- нафти, обводненої - нафти і води) вимірюється в тоннах за добу за допомогою автоматизованих групових установок типу "Супутник". Користування ними дає змогу визначати окремо кількість нафти і супутньої води в загальному дебіті свердловини за рідиною. В результаті одержують інформацію про обводнення продукції свердловини, тобто вміст води у відсотках у всій видобутій рідині. При недостатньо надійній роботі системи "Супутник" обводнення продукції свердловин встановлюють за пробами рідини, які відбирають із викидних ліній і досліджують у лабораторіях на промислах [6, 7, 8, 9].

Дебіт нафтового газу заміряють на групових установках турбінними газовими лічильниками типу "Агат-1", а при використанні індивідуальної замірної установки - турбінним лічильником або диференціальним манометром із дросельним пристроєм [6, 7, 8, 9].

Промисловий газовий фактор ($\text{м}^3/\text{т}$) вираховують як відношення видобутого нафтового газу до дебіту сепарованої нафти, а конденсатний фактор ($\text{г}/\text{м}^3$) - як відношення дебіту конденсату до дебіту сухого газу [6, 7, 8, 9].

Приймальність водонагнітальної свердловини ($\text{м}^3/\text{добу}$) вимірюють лічильником або витратоміром діафрагмового типу, який встановлений на кушовій насосній станції. Оскільки промисловий водогін часто забезпечує водою дві-три або і більше нагнітальних свердловин, вимірювання приймальності однієї з них необхідно проводити при зупиненні інших, які працюють з цього водогону.

Для розвідувальних свердловин, які не підключені до промислових комунікацій, а також для свердловин з нижчим тиском на гирлі, ніж у газопроводі,

часто використовують метод критичного витікання з використанням відповідного діафрагмового вимірювача (ДИКТ) [6, 7, 8, 9].

Під час розробки багатопластових родовищ з об'єктами (покладами) великої товщини важливе значення має визначення основних техніко-економічних показників окремо для кожного пласта або горизонту. У видобувних і нагнітальних свердловинах цю задачу вирішують, головним чином, застосовуючи апарат для глибинної потокометрії і термометрії [6, 7, 8, 9].

Для кожного об'єкта із врахуванням характеру зміни показників роботи свердловин повинна бути встановлена періодичність їхніх замірів таким чином, щоб кількість визначень була достатньою для отримання в результаті їх статистичної обробки надійних середніх значень за звітні періоди часу (місяць, квартал, рік) [6, 7, 8, 9].

Облік показників роботи свердловин. Кожна свердловина є дорогою спорудою, тому повноцінне її використання - одна із найбільш важливих вимог розробки родовищ. Її виконання забезпечується правильним вибором конструкції свердловини, інтервалів перфорації, способу експлуатації, підбором типу і режиму роботи обладнання для піднімання рідини і газу, своєчасним виконанням ремонтно-ізоляційних робіт, встановленням режимів відбирання рідини (газу) та ін. Протягом тривалого періоду використання свердловини в її технічний стан і режим роботи вносяться зміни: може бути змінене і саме призначення свердловини, здійснене переведення на інший горизонт і т. д [6, 7, 8, 9].

Всі сторони процесу експлуатації кожної свердловини систематично відображаються в документах, які постійно зберігаються в геологічних відділах або на промислах. Перелік необхідних документів: паспорт свердловини, експлуатаційна карточка (видобувної і нагнітальної), карточки дослідження свердловини [6, 7, 8, 9].

Проектні показники розробки об'єкта подаються у паспорті з останнього затвердженого проектного документа. Після прийняття нового проекту показники розробки на наступні роки коректуються. При цьому наводяться: максимальний річний видобуток нафти (газу), рідини і роки їх досягнення; основний фонд

видобувних і нагнітальних свердловин; кількість резервних та пробурених видобувних свердловин у рік максимального видобутку нафти (газу), середня щільність сітки свердловин (видобувних і нагнітальних) у зовнішньому контурі нафтоносності та в зоні розбурювання; щільність сітки в зоні розташування лише видобувних свердловин; середній дебіт однієї видобувної свердловини в рік виходу на максимальний видобуток нафти і газу; середня приймальність свердловини при максимальному нагнітанні води; питомі видобувні запаси нафти (газу) на одну свердловину; різновиди заводнення або Іншого методу дії на пласт; основний спосіб експлуатації свердловин [6, 7, 8, 9].

Фактичні річні показники розробки нафтових і газових покладів (родовищ) на кінець року наводяться у вигляді таблиці, в якій відображаються: видобуток нафти і газу в тоннах і тис. м³ та у відсотках початкових видобувних запасів; видобуток нафти і газу з початку розробки в тоннах і тис. м³ та у відсотках початкових видобувних запасів; поточний коефіцієнт вилучення нафти і газу; видобуток води за рік і з початку розробки; середньорічне обводнення продукції покладу (родовища) у %; видобуток рідини за рік та з початку розробки в м³; нагнітання води за рік та з початку розробки в м³ та у відсотках, накопиченої з початку розробки рідинну пластових умовах; видобуток нафтового газу за рік; середній газовий фактор в м³/т; фонд видобувних і нагнітальних свердловин (всього пробурено, в тому числі: видобувних, нагнітальних, у бездії, консервації); кількість введених в експлуатацію свердловин після буріння, переведених з інших горизонтів, виведених із простоїв; вибулих з діючого фонду, кількість спеціальних свердловин, середній дебіт однієї нової видобувної свердловини, середній пластовий тиск на кінець року в початковому контурі газо- і нафтоносності та в зоні відбирання продукції [6, 7, 8, 9].

Крім того, у таблиці дається інформація про фонд видобувних і середній дебіт однієї свердловини при різних способах експлуатації (фонтанний, газліфтний, плунжерноліфтний, ЕВН, ШГНта ін.), а також про кількість свердловин, які експлуатуються із вмістом води у продукції до 2 %; 2-20 %; 20-50 %; 50-90 % та більше [6, 7, 8, 9].

Аналогічний паспорт ведеться для газового покладу (об'єкта, родовища). Замість обводнення дається кількість видобутої води на 1 тис. м³ газу в розмірності л/тис. м³ або см³/м³ [6, 7, 8, 9].

Графік розробки складається для кожного покладу, об'єкта і родовища загалом. Тут наводяться криві динаміки основних місячних, квартальних і річних показників розробки: видобуток нафти, газу, конденсату, рідини, обводнення продукції, об'єм нагнітання води, діючий фонд видобувних і нагнітальних свердловин, середній дебіт нафти і газу однієї свердловини і приймальності, газовий фактор і конденсатний фактор, пластовий тиск. Залежно від геолого-промислових особливостей розробки об'єкта графік розробки може доповнюватися кривими інших показників [6, 7, 8, 9].

За необхідністю порівняння графіків розробки різних об'єктів річний видобуток нафти і рідини наводять у вигляді темпів розробки. При цьому на осі абсцис відкладають не час (роки), а коефіцієнт вилучення нафти або відношення накопиченого видобутку до початкових видобувних запасів (у %) і відзначають стадії розробки [6, 7, 8, 9].

Аналіз графіків розробки і порівняння фактичних показників із проектними дають можливість на будь-якому етапі оцінити ефективність проектних рішень та реалізацію системи розробки об'єкта та обґрунтувати заходи для її вдосконалення з метою досягнення високої економічної ефективності [6, 7, 8, 9].

7. КОНТРОЛЬ ЗА ДИНАМІКОЮ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ І ТЕМПЕРАТУРИ ПІД ЧАС РОЗРОБКИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Енергетичні ресурси покладу (об'єкта) на кожному етапі розробки характеризуються величиною пластового тиску. Від початку розробки покладу внаслідок видобування нафти, газу, конденсату і води в зоні відбирання проходить зниження пластового тиску. В наступному залежно від режиму роботи покладу, річних об'ємів видобутку і величини запасів у зміні пластового тиску можуть спостерігатися різні тенденції [6, 7, 8, 9].

Пластовий тиск у продуктивному горизонті (покладі, об'єкті розробки) на певну дату, який встановився в окремій свердловині за умови роботи всього фонду, називають поточним або динамічним пластовим тиском. Отримання інформації та аналіз результатів вимірювань поточного пластового тиску в різних частинах покладу є одним із найважливіших показників контролю за розробкою. Проте для контролю за динамікою пластового тиску використовувати абсолютні його значення незручно, особливо при великій висоті покладу, оскільки початковий пластовий тиск тісно пов'язаний із глибиною залягання пласта. У процесі розробки на одних ділянках покладу пластовий тиск може знижуватися, на других - стабілізуватися, на третіх - зростати. Зростання пластового тиску після деякого періоду зниження може бути зумовлено зменшенням відборів рідини із пластів або штучною дією шляхом нагнітання води. Виявлення цих, деколи протилежних тенденцій на фоні різних значень поточного пластового тиску в різних частинах покладу (площі нафтоносності) стикається зі значними труднощами. Тому під час контролю за енергетичним станом покладів звичайно користуються величинами приведенного пластового тиску [6, 7, 8, 9].

Приведений пластовий тиск - це тиск, який заміряно у свердловині і перераховано на умовно прийняту горизонтальну площину (глибину). Як правило, така площина відповідає значенню середньої абсолютної відмітки ВНК, ГНК або середньої глибини покладу, коли продуктивна товща досягає сотні метрів. В деяких випадках можуть бути використані ще інші горизонтальні площини, наприклад при

великій висоті покладу - глибина, яка розділяє об'єм покладу наполовину. Положення поверхні приведення тиску до певної глибини зберігається постійним до завершення об'єкта розробкою.

Тиск у пласті на вибої свердловини (у присвердловинній зоні) під час її роботи називається вибійним $P_{\text{виб}}$. Величина його залежить від розміру штуцера, тобто депресії. Чим вона більша, тим менший вибійний тиск [6, 7, 8, 9].

У міру розбурювання покладу, подальшого введення свердловин в експлуатацію і збільшення таким шляхом відборів нафти, газу і води воронки депресії тиску на вибоях свердловин розширюються і тим самим зближуються між собою. Одночасно проходить поступове зниження пластового тиску в покладі загалом на всій площі, хоча і залишаються окремі ділянки (цілики) з початковим значенням пластового тиску. Таким чином утворюється загальна для покладу воронка депресії тиску, ускладнена локальними воронками свердловин [6, 7, 8, 9].

Динамічний пластовий тиск поблизу нагнітальних свердловин звичайно перевищує початковий на 15-20 %, а деколи і більше. Положення кожного розрізаючого ряду відповідає штучному контуру живлення.

Динамічний пластовий тиск в різних частинах покладу можна визначити шляхом вимірювання його в окремих простоюючих та у спеціально зупинених для цього свердловинах (при збереженні фонду близьких до них свердловин у роботі). Вимірний в зупиненій свердловині тиск буде відповідати динамічному за умови, що вимірювання виконано після зупинення руху рідини у присвердловинній зоні і стовбурі [6, 7, 8, 9].

Величину вибійного тиску у свердловині визначають за період встановленого режиму її роботи, пластового - після тривалої зупинки (від декількох годин до декількох діб і більше). Для отримання надійних результатів під час вимірювання вибійного і пластового тиску глибинний манометр опускають у свердловину до середини пласта і протягом 20-30 хвилин фіксують вибійний тиск. Потім свердловину закривають, після чого перо манометра реєструє криву відновлення тиску (КВТ) від вибійного до поточного (динамічного) пластового [6, 7, 8, 9].

Динамічний пластовий тиск покладу загалом виражається вимірюваннями його у свердловинах, які зупинені у послідовності, що забезпечує незмінність умов дренування покладу в районі досліджуваної площі, ділянки. Не варто допускати одночасної зупинки близько розташованих свердловин, оскільки при цьому тиск на досліджуваній ділянці покладу відновиться до значень, вищих від динамічного, що сформувався під час роботи всіх свердловин. В той же час для оцінки стану пластового тиску покладу на визначену дату дані про нього повинні бути отримані в якомога більшій кількості свердловин в короткий термін [6, 7, 8, 9].

Контроль за динамікою пластового тиску в покладі у процесі його розробки здійснюють за допомогою карт ізобар. Картою ізобар називають систему ліній рівного тиску (ізобар), нанесених на план розташування вибоїв свердловин з певними значеннями динамічного пластового тиску на конкретну визначену дату. Така карта відображає особливості загального розподілу динамічного пластового тиску в покладі без урахування локальних воронок депресії кожної експлуатаційної свердловини [6, 7, 8, 9].

Карти ізобар складають на кінець кожного кварталу, а в періоди тривалої стабілізації тиску - раз на півріччя. Піврічний інтервал може бути встановлений також в особливо складних для дослідження свердловин умовах - різка пересіченість рельєфу, заболоченість місцевості, складні умови шельфу, довготривалість (місяці) для відновлення пластового тиску та ін [6, 7, 8, 9].

Під час побудови карт ізобар використовують дані про приведений пластовий тиск. Для вирішення деяких спеціальних задач можуть бути побудовані карти абсолютного (заміряного безпосередньо для пласта) динамічного пластового тиску. При побудові карт ізобар на встановлену дату необхідно використати виміри тиску у свердловинах, максимально наближених у часі до цієї дати. Проте на практиці у зв'язку з необхідністю почергового зупинення свердловин для виконання потрібної кількості вимірів витрачається до одного-двох місяців, інколи і більше- При використанні даних про тиски, які отримані значно раніше, ніж дата складання карти, необхідно в заміряні значення тиску вносити поправку на час. Це можна наближено виконати із урахуванням загальної тенденції зниження або

зростання пластового тиску, що виявлено за аналізом попередніх карт ізобар. Інтервал між ізобарами на карті вибирають, виходячи із загального діапазону значень тиску в межах покладу [6, 7, 8, 9].

Карта ізобар служить основою для визначення у покладі середнього динамічного пластового тиску на конкретну дату. Середній динамічний пластовий тиск у покладі - це тиск, який встановився після припинення розробки покладу, повного його перерозподілу і вирівнювання в умовах ізоляції покладу від оточуючого середовища. Його визначають за допомогою карти ізобар як середньозважений на площі або за об'ємом [6, 7, 8, 9].

Для нафтових покладів середній пластовий тиск визначають як середньозважений на площі при відносно невеликій товщині продуктивних пластів (одиниці та перші десятки метрів), як середньозважений за об'ємом - при великій середній товщині (багато десятків і сотні метрів). Оскільки для покладів газу зазвичай властива велика товщина продуктивних пластів, для них встановлюють середній пластовий тиск як середньозважений за об'ємом [6, 7, 8, 9].

Середні величини тиску визначають не тільки для покладу загалом, але і за необхідності для різних зон, ділянок, окремих нагнітальних полів, які викликають самостійний інтерес [6, 7, 8, 9].

За допомогою карт ізобар можна виявити ступінь зв'язку покладу із законтурною зоною, визначати фільтраційну характеристику пластів. Вони дають наочне уявлення про енергетичні можливості покладу, взагалі та окремих його частин. Сукупний розгляд карт Ізобар, які складені на декілька дат, дає змогу судити про ефективність прийнятої системи розробки та окремих технологічних заходів з метою вдосконалення процесу розробки. Карти ізобар можна використовувати для прогнозування поведінки поточного пластового тиску і переміщення контурів нафтоносності [6, 7, 8, 9].

ВИСНОВКИ

Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в околиці с. Гнідинці Прилуцькому району Чернігівської області України. В західному напрямку від родовища знаходиться Богданівське НГКР, а в південно-східному – Білоусівське ГКР. Родовище поряд з Качанівським і Глинсько-Розбишівським являється одним з найкрупніших родовищ, відкритих в межах Дніпровсько-Донецької западини.

Родовище відкрито у 1959 році свердловиною 1-Гнідинцівська. У 1961 році родовище введено у промислову експлуатацію. Газові поклади в нижньокам'яновугільних відкладах були відкриті у 1965 р., а у 1969 р. введені в експлуатацію.

В геологічній будові Гнідинцівського підняття беруть участь відклади палеозойського, мезозойського і кайнозойського віків, а покрівля фундаменту знаходиться на глибині близько 5 км.

У тектонічному відношенні родовище приурочене до підняття, що розміщене в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини, в межах Центрального грабену, в області переходу від його приосьової частини до південної прибортової зони

Аналіз товщини і детальна кореляція розрізів стратиграфічних комплексів дозволяють встановити стратиграфічні неузгодження між девоном і нижнім карбоном, візейськими та серпуховськими відкладами, нижнім і середнім карбоном, башкирськими та московськими відкладами, верхнім карбоном і перм'ю, перм'ю і тріасом, тріасом і юрою, юрою і нижньою крейдою, нижньою і верхньою крейдою, крейдою і палеогеном. Крім стратиграфічних неузгоджень, відмічаються також внутрішньо формаційні перерви.

По характеру залягання осадових порід у розкритій свердловинами частині розрізу Гнідинцівської площі виділяються два структурні поверхи: нижній дотріасовий і верхній – післянижньопермський.

По верхньому структурному плані Гнідинцівське підняття представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно західного простягання з

пологим (1-1,5°) південно-західним крилом і більш крутим (до 3°) північносхідним. Перикліналі пологі, кути падіння порід не перевищують 1-2°. Склепіння підняття полого, широке, знаходиться в районі свердловин 1, 6, 8.

По нижньому структурному плані Гнідинцівське підняття представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно західного простягання з більш широким пологим склепінням і більш крутими крилами, ніж по верхньому структурному плані. Слід відмітити поступове збільшення крутизни крил складки з глибиною і зміщення склепіння в південно західному напрямку в бік бортової частини западини.

На Гнідинцівському родовищі є два нафтогазоносних поверхи: верхній - нижньопермсько-верхньокам'яновугільний і нижній - нижньокам'яновугільний. У нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі продуктивними є відклади нижньої пермі (горизонти П1+2 і П3) і верхнього карбону (горизонти К-1 і К-2). Поверх нафтоносності складає 81 м. У нижньокам'яновугільному комплексі продуктивними є відклади нижнього карбону (горизонти В-18, В-19в, В-19н, В-26с, В-26н). Поверх газоносності складає 402,4 м.

По горизонту П1+2 збереглась приблизно половина складки – частина склепіння і обох перикліналей, а також північно-східне крило.

Літологічно горизонт П1+2 неоднорідний, складається з декількох прошарків пісковиків і алевролітів, розділених прошарками і лінзами глин і мергелів, зустрічаються також прошарки вапняків. Загальна товщина горизонту П1+2 коливається від 0 до 96,8 м.

Горизонт П1+2 розкритий великою кількістю свердловин. Станом на 01.01.2024р. в діючому фонді перебувають 19 видобувних свердловин (94; 192; 210; 212; 216; 217; 218; 221; 222; 251; 252; 255; 260; 261; 262; 264; 265; 270; 271) , 5 свердловин (200; 206; 211; 213; 259) знаходяться в бездії, 2 (6; 219) в консервації, 7 (24; 93; 98; 132; 175; 256; 280) спостережних, одна (185) в очікуванні ліквідації, 35 ліквідованих та одна (407) в освоєнні після буріння.

Глибина залягання покрівлі горизонту в склепінні структури становить 1701 м, у межах зовнішнього контуру нафтоносності – 1788 м.

В західній та південно-західній частині площі горизонт повністю розмитий. Горизонт випробуваний в 57 свердловинах в контурі нафтоносності. В результаті випробування отримані фонтанні припливи безводної нафти. Початкові дебіти коливаються від 8 до 210 т/д.

Крім того, в контурі нафтоносності в свердловині 91 отримано приплив нафти з водою. В законтурній частині горизонт випробуваний в свердловинах 4, 5, 82 і 83. Отримані припливи води з дебитами 0,53-84,7 т/д. Початковий водонафтовий контакт відбивається за даними промислово-геофізичних досліджень в свердловинах 3, 12, 24. Для підрахунку запасів він приймається на відмітці мінус 1623,8 м – це середньоарифметичне значення із 3-х відміток, що є в наявності. Абсолютна відмітка залягання продуктивного покладу в склепінні - мінус 1545 м. Довжина і ширина покладу - 5,9×2,1 км, висота покладу - 78,8 м. Середня ефективна нафтогазонасичена товщина - 13,6 м.

До горизонту П1+2 приурочений пластовий стратиграфічно-екранований поклад.

Гідрогеологічна характеристика Гнідинцівського родовища приводиться за результатами випробування глибоких розвідувальних свердловин, які дали воду, і неглибоких гідрогеологічних свердловин, пробурених з метою водопостачання, п'єзометричних спостережень в окремих свердловинах, за результатами короткочасних відкачок з нагнітальних свердловин і проведення по них закачування води.

Горизонт П1+2 випробуваний в законтурній зоні свердловинами 4, 5 і 12. Характер водоносного горизонту високонапірний, висота напору перевищує 1500 м. Дебіт свердловин коливаються від 0,35 до 382,0 т/д. Подібне коливання дебіту свердловин частково пояснюється незначними величинами пониження рівня води в свердловині 5 в порівнянні з свердловинами 4 і 12, проте беззаперечним є також погіршення колекторських властивостей порід інтервалі перфорації. Пластова температура складає 46,5 – 51 о С.

Хімічний склад пластових вод горизонту П1+2 вивчався по пробах води, відібраних в свердловинах пробурених як в законтурній зоні, так і в нафтоносній

зоні. За хімічним складом пластові води відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи.

Реакція води змінюється від кислої до слаболужної (рН= 4,8 – 7,2).

Загальна мінералізація коливається в широких межах від 23,7 до 185 г/л.

Серед аніонів переважає іон Cl, вміст якого досягає 49,98 %. У значно меншій кількості відмічаються іони SO₄ і HCO₃.

Серед катіонів переважає сума лугів (Na+K), процентний склад якої досягає 36,99 – 46,05 ммоль/л.

Далі слідує Ca–2,06-6,35 %; Mg-0,51 – 4,39 %.

Мікрокомпоненти визначені тільки за трьома пробами.

Вміст Br складає 158 – 229,6 мг/л, I – 2,12 – 4,15 мг/л.

Нафтові кислоти містяться в кількості 0,2 – 0,6 мг/л.

Ступінь метаморфізації порівняно невисока, коефіцієнт Cl Na складає 0,74 – 0,93. Коефіцієнт Br Cl рівний 557 – 626,83, що свідчить про процес вилуговування NaCl.

Режим покладу пружно-водонапірний.

Поклад горизонту П1+2 розробляється з 1961 р. За весь період в експлуатації знаходилося 80 свердловин, технологічні показники розробки горизонту П1+2 наведені в додатку.

З початку розробки покладу протягом п'яти років зростали річні видобутки безводної нафти за рахунок активного розбурювання покладу, максимальний питомий видобуток нафти на одну свердловину в цей період становив 32,6 тис. т, замірний пластовий тиск по свердловинах не падав нижче ніж на 2 МПа від початкового (17,5 МПа).

У 1967 р. продукції свердловин появилася вода (5 %).

До 1974 р. на покладі спостерігались максимальні річні відбори нафти при максимальному фонді свердловин (34).

Пластовий тиск, замірний в кінці 1972 р., становив 17,1 МПа, що практично дорівнювало початковому значенню.

У 1973 р. середньорічне обводнення продукції зросло до 52 %. Вибуття внаслідок обводнення розпочалось з свердловин, які розташовані у північно-західному та південно східному крилах структури (41, 29). Пізніше, внаслідок стягування ВНК до центру, також обводнювались свердловини, розташовані поблизу внутрішнього контуру нафтоносності та свердловини, розташовані між зовнішнім і внутрішнім контурами.

Всього за період 1967 – 1974 рр. вибуло з експлуатації 14 свердловин. Незважаючи на вибуття свердловин через обводнення, максимальний питомий видобуток на одну свердловину в цей період становив 35,6 тис. т.

В 1974 р. вибула з експлуатації свердловина 58, розташована практично біля центру структури. Відповідно до технологічного проекту [10], для вилучення залишкових запасів нафти на покладі з 1974 р. впроваджено ППТ шляхом внутрішньоконтурного заводнення.

До 1988 р. при середніх річних закачках води 840,9 тис. м³ річний видобуток нафти зменшився з 726,7 тис. т до 22,3 тис. т (1988р.) через вибуття значної кількості свердловин. За рахунок вироблення покладу обводнення продукції становило 98 %. Пластовий тиск в кінці 1988 р. дорівнював 13,7 МПа. При значному відборі від геологічних запасів середній питомий видобуток нафти на одну свердловину в 1988 р. дорівнював 1,5 тис. т.

Починаючи з 1989 р. і до 2000 р., на покладі спостерігається стабілізація річних видобутків нафти на рівні від 15,2 до 22,3 тис. т при обводненні продукції від 94 % до 99 %. Внаслідок обводнення також зменшується фонд експлуатаційних свердловин. Пластовий тиск у 2000 р. відновився до величини 16,3 МПа.

Після припинення закачки з 2001 р. питомий видобуток нафти на одну свердловину у перші п'ять років не перевищував 2,1 тис. т зі зменшенням обводнення продукції свердловин з 97 % до 93 %. Ввід в експлуатацію високодебітних свердловин 200 (2004 р.) і 212 (2006 р.) з боковими горизонтальними стовбурами сприяв зростанню питомого видобутку на одну свердловину до 3,84 тис. т у 2007 р.

В 2011 – 2012 рр. на поклад введено нові видобувні свердловини 216, 217, 218, 219 та 222. Також переведено з горизонту ПЗ свердловину 206. Це дало змогу збільшити річний видобуток нафти з горизонту від 27,5 до 40,7 тис. т. За рахунок збільшення фонду свердловин, аналогічний ріст видобутку нафти спостерігався ще в 2014р. – 62,76 тис т.

Починаючи з 2015 р і до тепер незважаючи на незначне збільшення видобувних свердловин спостерігається поступове зниження видобутку.

За весь період розробки Гнідинцівського родовища пробурено 236 свердловин, з них 200 – нафтових, 16- газових та 20 поглинальних. В діючому фонді знаходиться 46 нафтових свердловин. На час складання документу видобуток з газової частини родовища не ведеться. Родовище перебуває на завершальній стадії розробки. Основні перспективи нафтовилучення пов'язані з покладами нафти горизонтів П1-2 та ПЗ. Об'єкти горизонтів К-1 та К-2 практично повністю вироблені.

ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

[1] Клепинин В.Я., Кисель Н.Т., Рудниченко В.М. Геологічна будова і підрахунок нафти Гнідинцівського родовища (по стану на 1 липня 1961 г.). Чернігів, 1961 г., фонди УкргіпроНІНафта

[2] Онопрієнко В.П., Загнетко А.М. і інш. Технологічний проект розробки Гнідинцівського нафтового родовища. Київ. 1964 г., фонди УкргіпроНІНафта.

[3] Клепинин В.Я., Бриченко И.П., Набокова В.В. і інші. Геологічна будова і підрахунок газу Гнідинцівського родовища (по стану на 1 серпня 1967 г.) г.Чернігів, 1967 г., УкргіпроНІНафта.

[4] Мельник Л.І., Пономарчук Т.Ф. і інш. Звіт по темі Г 2-70 “Підрахунок запасів нафти і газу по родовищам підприємства Укрнафта”. Підрахунок запасів нафти Гнідинцівського родовища. Київ, 1971 г., УкргіпроНІНафта.

[5] Штурмак І., Андрусик Р. і ін. Геолого-економічна оцінка запасів Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (заключний). Івано-Франківськ, 2010 р.

[6] Уточнений проект розробки Гнідинцівського родовища. Звіт УкрНГІ про НДР: керівник Л.Є. Мірзоян. – Київ, 1995. – 118 с.

[7] Уточнений проект розробки Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища. Звіт НДПІ ПАТ «Укрнафта» про НДР: керівник А. Пошивак. – Івано-Франківськ, 2013.

[8] Уточнений проект розробки Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища, НДПІ ПАТ «Укрнафта» 2013р.

[9] Технологічний проект розробки Гнідинцівського нафтового родовища: Звіт УкргіпроНІНафта: В.П. Онопрієнко. – Київ, 1964р - 252с.

[10] Крафт Б.С. Прикладний курс технології видобутку нафти / Б.С. Крафт, М.Ф. Хокинс. – М., 1963. – 460 с.