

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

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Геолого-промисловий аналіз розробки
продуктивного горизонту ПЗ 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-22-ПЗ (позначення)

Студент
гр. НЗГ–21-1 _____ Михайлів С. Р.
(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. Куровець С. С.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

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 _____ **Михайлів Степан Романович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) _____ *Геолого-промисловий аналіз розробки
продуктивного горизонту ПЗ 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. Оpubлікована 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 ПЗ

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

3. Карта поточних і накопичених відборів

4. Графіки динаміки основних показників розробки горизонту ПЗ

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>ас. Уграк Л. В..</i>		

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
<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 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)

Михайлів С. Р.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

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

Приведені сучасні уявлення про геологічну будову і особливості нафтогазоносності продуктивного горизонту ПЗ 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.

Наведено фізико-літологічну характеристику горизонту та фізико-хімічні властивості пластових рідин і газів. Проаналізовано сучасний стан запасів нафти і газу.

Проаналізовано поточний стан розробки нафтового покладу, наведено структуру фонду свердловин та характеристику технічних показників розробки.

Надано рекомендації з контролю за розробкою родовища та попередження ускладнень в процесі експлуатації.

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

ANNOTATION

The bachelor's thesis contains: pages, tables, figures, text appendices, graphic appendices.

The modern ideas about the geological structure and features of the oil and gas bearing capacity of the productive horizon P3 of the Hnidyntshivka field, located in the northwestern part of the Dnieper-Donetsk depression, within the Central Graben, in the transition area from its near-axial part to the southern marginal zone, are given.

The physical and lithological characteristics of the horizon and the physical and chemical properties of formation fluids and gases are given. The current state of oil and gas reserves is analyzed.

The current state of the development of the oil deposit is analyzed, the structure of the well fund and the characteristics of the technical indicators of development are given.

Recommendations are given for monitoring the development of the field and preventing complications during operation.

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

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	10
2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА	12
2.1 Стратиграфія	15
2.2 Тектоніка	24
2.3 Нафтогазоносність	26
2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища	29
3. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА	
ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРИЗОНТУ	34
3.1 Фізико-літологічна характеристика горизонту ПЗ	34
3.2 Фізико-хімічні властивості та склад пластових рідин і газів.	36
3.3 Запаси нафти та газу.	40
4. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ	
РОЗРОБКИ ПОКЛАДУ	42
4.1 Аналіз структури фонду свердловин.	42
4.3 Характеристика технічних показників розробки.	44
5. РЕКОМЕНДАЦІЇ З КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ	
РОДОВИЩА	51
6. РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПОПЕРЕДЖЕННЯ	
УСКЛАДНЕНЬ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	53
ВИСНОВКИ	55
ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ	59

ВСТУП

Актуальність теми. Гнідинцівське нафтогазоконденсатне 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.

Родовище розташоване в околиці с. Гнідинці Варвинського району Чернігівської області України. Родовище поряд з Качанівським і Глинсько-Розбишівським являється одним з найкрупніших родовищ, відкритих в межах Дніпровсько-Донецької западини.

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 К1 і К-2). Даний продуктивний комплекс розкритий в рамках глибин 1711-2088 м. Поверх нафтоносності складає 81 м. У нижньокам'яновугільному комплексі продуктивними є відклади нижнього карбону (горизонти В-18, В-19в, В-19н, В26с, В-26н). Нижньокам'яновугільний продуктивний комплекс розкритий в рамках глибин 3191-3662 м. Поверх газоносності складає 402,4 м [2].

Метою бакалаврської роботи є – геолого-промисловий аналіз обґрунтування та прогноз технологічних показників розробки покладу П3 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 ПЗ 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 в околиці с. Гнідинці Прилуцького району Чернігівської області України. В західному напрямку від родовища знаходиться Богданівське НГКР, а в південно-східному – Білоусівське ГКР. Оглядова схема району робіт наведена на рисунку 1.1. На відстані 10 км від родовища розташоване смт. Варва. Найбільшими населеними пунктами поблизу родовища є районні центри Прилуки, Пирятин, а також села Гнідинці, Леляки, Озеряни, Дащенки і інші. Всі населені пункти зв'язані між собою дорогами з твердим покриттям, а з містами родовище зв'язане асфальтованими дорогами. Найближчі залізничні станції Пирятин і Прилуки розташовані в 40-50 км, відповідно в північному і в південно-західному напрямку від родовища. В економічному відношенні район являється переважно сільськогосподарським, але в зв'язку з відкриттям і розробкою таких великих родовищ як Гнідинцівське і Леляківське в останні роки широкий розвиток отримала також нафтовидобувна промисловість. Крім цього, є невеликі підприємства місцевого значення.

1.2 Природнокліматичні умови району і родовища

Рельєф району – горбистий, розчленований сіткою річкових долин, балок і ярів, з загальним нахилом поверхні з півночі на південь і заходу на схід. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від +97 до +180 м над рівнем моря [2].

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 сильно обрізані глибокими балками і ярами [2].

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

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

Вивчення геологічної будови Гнідинцівського родовища неперервно зв'язано з вивченням всієї території Дніпрово-Донецької западини. В довоєнний період всі роботи, які проводились безпосередньо на родовищі, пов'язані з регіональними вивченнями западини [1].

В післявоєнні роки на Гнідинцівській площі проведені магнітометричні, гравіметричні і сейсмічні дослідження, а також структурно-картувальне буріння.

На основі даних цих робіт в районі с. Гнідинці було встановлено підняття, яке розглядалось як північно-західне продовження Чернухівської антикліналі.

Гнідинцівська структура була введена в глибоку розвідку в квітні 1959 р. на основі сейсморозвідувальних робіт. Крім того, серйозним повштокм до розгортання розвідувальних робіт був потужний газовий фонтан, отриманий з свердловини 3 на сусідній Чернухівській площі [2].

Буріння глибоких свердловин на родовищі здійснювалось Пирятинською конторою буріння треста „Чернігівнафтогазрозвідка”.

Для виявлення промислової нафтогазоносності тріасових, пермських, кам'яновугільних і девонських відкладів в центрі підняття була закладена глибока розвідувальна свердловина 1 глибиною 3500 м. В процесі буріння за даними каротажу і відборів зразків боковим ґрунтоносом було встановлено наявність пластів, які представляють інтерес в нафтогазоносному відношенні, значно вище проектного вибою. По цій причині свердловина була зупинена бурінням на глибині 2095 м і переведена в випробування. В червні 1959 р. з інтервалу 1767,0-1787,0 м із нижньопермських відкладів отримано фонтан нафти дебітом 164,7 т/д на 7 мм штуцері [1].

Таким чином, глибока розвідувальна свердловина 1, пробурена на Гнідинцівській площі, являється першовідкривачем нафти і обумовлює широке поширення розвідувальних робіт.

Поряд з глибоким бурінням в 1959-1960 рр. на родовищі проводилось структурно-пошукове буріння в комплексі з сейсморозвідкою з метою прив'язки відбиваючих сейсмічних горизонтів до стратиграфічних. Свердловини

структурно-пошукового буріння уточнили стратиграфію осадових відкладів до середнього тріасу. Було встановлено, що відбиваючий горизонт належить до покрівлі тріасу [1].

Трестом „Укргеофізрозвідка” проводились детальні сейсмічні дослідження. В результаті проведення такого великого комплексу робіт до початку 1961 року було отримано більш точні дані про геологічну будову родовища – встановлено, що Гнідинцівське підняття являє собою брахіантиклінальну складку без розривних порушень в межах відкладів, і що промислові скупчення нафти і газу приурочені до відкладів нижньої пермі і верхнього відділу кам’яновугільної системи [1].

Найвні дані послужили основою для першого підрахунку нафти і газу [1].

Після затвердження в ДКЗ запасів нафти (протокол 3458 від 29 вересня 1961 року) в 1961-62 рр. на Гнідинцівському родовищі трестом „Чернігівнафтогазрозвідка” продовжувалась дорозвідка відкладів і одночасно експлуатаційне буріння. Закінчено буріння пошуково-розвідувальної свердловини 18 глибиною 3462 м, закладеною з метою в’ясування умов залягання і нафтогазоносності візейських відкладів [1].

Трестом „Укргеофізрозвідка” в 1962-63 рр. виконувались сейсмічні дослідження МВХ, в результаті яких вперше були отримані дані про геологічну будову підняття по відбиваючому горизонту башкирського і частково візейського ярусів. В кінці цих робіт, а також за даними глибокого буріння було встановлено, що по глибоким горизонтам підняття являє собою брахіантикліналь північно-західного простягання з крутим північно-східним і пологим південнозахідним крилами, склепіння підняття знаходиться в районі свердловини 18 [3].

В 1963 р. проводились сейсмічні роботи МВХ, КМЗХ і ГСЗ по регіональному профілю Пирятин-Талалаївка, який пересік північно-західну частину Гнідинцівського підняття. Цими роботами висвітлено будову поверхні кристалічного фундаменту, виділено тектонічні блоки [3].

Інститутом «Укргіпрониинефть» в 1964 р. був складений «Технологічний проект розробки» [2].

Основою для нового розвідувального буріння послужило випробовування в 1965р. свердловини 18. Тут з візейських відкладів був отриманий фонтан газу.

Поряд з глибоким бурінням на родовищі в 1965 р. трестом „Укргеофізрозвідка” здійснювались сейсмічні роботи МВХ. За матеріалами цих досліджень по глибоких горизонтах Гнідинцівське підняття представляє собою брахіантиклінальну складку північно-західного простягання з широким склепінням і пологими крилами, ускладнене розривним порушенням [1].

На основі нових даних сейсмозрозвідки і глибокого буріння в 1967 р. трестом „Чернігівнафтогазрозвідка” підраховані запаси газу в візейських відкладах [3].

З 1967 р. по 1970 р. продовжується розвідка в нижньокам'яновугільних і девонських відкладах. В результаті цих робіт при випробуванні нижньовізейських і турнейських відкладів був відкритий газоконденсатний поклад.

В 1971 р. інститутом УкрНИИПНД був зроблений перерахунок запасів нафти Гнідинцівського родовища по нових даних [4].

У 2003 р. ВАТ "УкрНГГ" виконано "Технологічну схему розробки горизонту П1+2 та горизонту К-1 Гнідинцівського родовища з застосуванням термічних технологій підвищення нафтовилучення". Проте, виходячи із фактичних даних про розробку родовища, на практиці термічні методи підвищення коефіцієнту нафтовилучення не втілено. Розробку нафтових покладів здійснювали згідно з першим варіантом (передбачав розробку нафтових об'єктів на природному водонапірному режимі та реалізацію раніше застосовуваної системи. Проектувалось буріння 11 видобувних свердловин та однієї газової. Горизонт П1+2 планувалось розробляти 56 видобувними та п'ятьма нагнітальними свердловинами. Проектний термін розробки становив 25 років (1995 – 2019 рр.). Горизонт П3 передбачалось розробляти 95 видобувними свердловинами. Тривалість розробки 37 років (1995 – 2031 рр.). Проектний фонд видобувних свердловин по горизонту К-1 становив 64 одиниці. Термін розробки – 28 років (від 1995 р. до 2022 р.). Горизонт К-2 передбачалось розробляти 24 свердловинами до 2009 р. Через суттєве зменшення інтервалів перфорації

форсованого відбору рідини з нафтових горизонтів не передбачалося. Подальше вироблення запасів газового горизонту В-18 проектувалось з використанням трьох видобувних свердловин. Розробку горизонту планувалось завершити у 2010 р. Розробку газових горизонтів В-19в+В-19н та В-26 вважали завершеною, тому прогнозних показників не наведено [1].

У 2010 р. НДПІ ПАТ "Укрнафта" на основі геолого-промислових даних отриманих в результаті буріння нових свердловин та в процесі розробки родовища, виконано геолого-економічну оцінку запасів вуглеводнів Гнідинцівського родовища, яку в 2010 р. затверджено ДКЗ (протокол №2147 від 21 грудня 2010 р.). [5]

Станом на 01.01.2013 р. родовище розроблялося згідно з уточненим проектом розробки Гнідинцівського родовища (1995 р.) [6].

У 2013 р. НДПІ ПАТ "Укрнафта" на основі уточнених величин виконано уточнений проект розробки Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища[7].

За весь період розробки Гнідинцівського родовища пробурено 202 свердловин. Станом на 01.01.2022 р. нафтові поклади розробляються 47 свердловинами.

2.1 СТРАТИГРАФІЯ

В геологічній будові Гнідинцівського підняття беруть участь відклади Палеозойського, Мезозойського і Кайнозойського віків.

Покрівля фундаменту знаходиться на глибині близько 5 км.

Палеозойські відклади – Pz

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

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].

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

Розкриті відклади відносяться, ймовірно, до елецко-лебедянського горизонту верхнього девону.

Кам'яновугільна система – С

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

Нижній відділ – С₁

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

Турнейський ярус - С_{1t}. 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].

Візейський ярус - С_{1v}. Візейські відклади розкриті багатьма свердловинами на глибині від 2997 до 3648 м. Товщина візейського ярусу коливається в межах 225-631 м [1].

За літологічними і мікрофауністичними даними візейський ярус поділяється на нижньо- і верхньовізейські підяруси.

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

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

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].

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевролітисті, вапняковисті, з обвугленими рештками.

Алевроліти сірі до темно-сірих, слюдисті, глинисті, щільні.

Пісковики темно-сірі, рожево-сірі, польовошпатово-кварцеві, слюдисті, дрібно- і крупнозернисті, слабо зцементовані з вапняковим і глинистим цементом.

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

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 [1].

Серпуховський ярус – С_{1s}. Літологічно розріз представлений переважно аргілітоподібними глинами, які містять прошарки пісковиків і вапняків.

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

В порівнянні з візейськими відкладами для серпуховського ярусу характерне різке скорочення товщини піщано-аледритових порід.

Товщина серпуховського ярусу становить від 134 до 289 м.

Середній відділ – С₂

В будові середнього відділу виділяються башкирський і московський яруси.

Башкирський ярус – С_{2b}. Відклади цього ярусу мають повсюдне поширення і розкриті багатьма свердловинами.

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].

Товщина башкирських відкладів від 348 до 401 м.

Московський ярус – С_{2m}. Відклади московського ярусу розкриті великою кількістю свердловин. Літологічно вони представлені піщано-глинистою товщею, складеною пісковиками, аргілітами рідше алевролітами і вапняками [1].

Пісковики світло-сірі та сірі, від дрібно- до крупнозернистих, польовошпатово-кварцові, слабо зцементовані.

Аргіліти темно-сірі і зеленувато-сірі, слюдисті, з обвугленими рослинними рештками, тонкошаруваті.

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].

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].

Пісковики зеленувато-сірі, від дрібно- до крупнозернистих, польовошпатово-кварцові, глинисті, нерівномірно зцементовані.

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

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

Вони складені переважно пісковиками, яким підпорядковані прошарки алевролітів і аргілітоподібних глин.

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

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

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 [1].

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 Π_{1+2} коливається від 0 до 96,8 м [1].

Горизонт Π_3 є основним нафтоносним горизонтом Гнідинцівського родовища. Залягає нижче горизонту Π_{1+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. У горизонті Π_3 загальна товщина змінюється від 0 до 54,2 м [1].

Товщина нижньопермських відкладів 0-168 м.

Мезозойські відклади – Mz

В межах родовища мезозойські відклади представлені трьома системами: тріасовою, юрською і крейдовою.

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].

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].

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

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

Середній відділ – T₂

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

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].

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

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].

Байоський ярус – J_{2b}. Складений теригенною товщею сірих кварцових дрібнозернистих глинистих пісковиків, які вміщують прошарки вуглистих глин [1].

Батський ярус – J_{2bt}. Представлений глинами сірого кольору з прошарками кварцових дрібнозернистих пісковиків.

Сумарна товщина середнього відділу – від 124 до 161 м.

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

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

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].

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

Крейдова система – К

Відклади крейдової системи представлені двома відділами – нижнім і верхнім.

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].

Товщина нижньокрейдових відкладів від 46 до 126 м.

Верхня крейда – К₂

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

Сеноманський ярус – К_{2s}. Відклади сеноманського ярусу представлені переважно піщаними породами. В покрівлі ярусу залягають мергелі сірі, піщані, слюдисті, щільні [1].

Турон-маастрихтський ярус – К_{2t-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].

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

В межах родовища кайнозойські відклади представлені трьома системами: палеогеновою, неогеновою і четвертинною.

Палеогенова система – P

До складу палеогенової системи входять відклади канівського, бучацького, київського і харківського ярусів.

Канівський ярус – P₂kn. Відклади канівського ярусу залягають на розмитій поверхні верхньої крейди і представлені кварцово-глауконітовими глинистими пісками [1].

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

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

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].

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].

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 [2].

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

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 Π_{1+2} (графічний додаток 2) збереглась приблизно половина складки – частина склепіння і обох перикліналей, а також північно-східне крило.

Розмив охопив і горизонт Π_3 (графічні додатки 3): 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 $6-7^\circ$, південнозахідного 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 [2].

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 [3].

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].

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 P_{1+2} і P_3) і верхнього карбону (горизонти K_1 і K_2). У нижньокам'яновугільному комплексі продуктивними є відклади нижнього карбону (горизонти В-18, В-19в, В-19н, В-26с, В-26н) [1].

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].

Горизонт П₁₊₂ розкритий великою кількістю свердловин. 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 [3].

Горизонт П₃ залягає нижче продуктивного горизонту П₁₊₂ і відокремлений від останнього глинистою перемичкою товщиною 2 - 25 м. Розкритий багатьма свердловинами. Розвинутий всесторонньо, крім південно-західного крила, де він розмитий в склепінні підняття по дотріасових відкладах. В межах контуру нафтоносності горизонт розкритий 116 свердловинами. Глибина залягання покрівлі в склепінні 1709 м, у зовнішньому контурі нафтоносності – 1787 м (свердловина 27). В межах контуру нафтоносності промислові припливи нафти отримані в 67 свердловині. Початкові дебіти коливаються від 7 до 192 т/д [3].

Горизонт К-1 розкритий 144 свердловинами, з яких 84 знаходяться в межах контуру нафтоносності. Глибина залягання покрівлі в склепінні підняття складає 1723 м (св. 163), у зовнішньому контурі нафтоносності – 1797 м. Промислові припливи безводної нафти отримані в 32 свердловинах. Початкові дебіти складають 15–170 т/д. Крім того ще випробувані дві свердловини – 14 і 22 – розташовані поблизу зовнішнього контуру. Із свердловини 14 отримана вода, а із свердловини 22 – нафта з водою. В законтурній частині горизонт не випробовувався [3].

Горизонт К-2 являється найнижчим продуктивним чисто нафтоносним горизонтом. В межах структури горизонт розкритий 132 свердловинами, в тому числі 39 – в контурі нафтоносності. Горизонт відокремлений від вищезалягаючого горизонту К-1 глинистою перемичкою товщиною від 2 до 12 м. Глибина залягання покрівлі в склепінні структури 1769 м, у зовнішньому контурі нафтоносності – 1810 м. Продуктивність горизонту встановлена випробуванням в 16 свердловинах (2, 11, 28, 67, 68, 72, 74, 78, 79, 129, 130, 131, 137, 160, 161, 162). В десяти з них отримані припливи безводної нафти з дебітами від 14 до 187 т/д. В свердловинах 67, 76, 137, 160, 161, 162 отримано приплив нафти з водою. В законтурній зоні горизонт випробуваний в свердловині 20. В результаті випробування отримано приплив води дебітом 15,7 т/д [3].

Горизонт В-18 є основним продуктивним газоносним горизонтом. Розкритий усіма розвідувальними та експлуатаційними свердловинами, які пробурені на верхньовізейські відклади (крім 108). Глибина залягання покрівлі горизонту коливається від 3186 до 3409 м. Горизонт випробуваний в 13 свердловинах, 11 з яких знаходяться в контурі газоносності. В результаті випробування отримані припливи газу і конденсату. Початкові дебіти газу коливаються від 50 до 510 тис. м³/д, конденсату – від 30 до 60 м³/д. В законтурній частині горизонт випробуваний в свердловині 102, в результаті чого отримано приплив пластової води дебітом 111 м³/д, в свердловині 118 припливу не отримано [3].

Горизонт В-19в. Горизонт залягає безпосередньо під горизонтом В-18 і відокремлений від останнього глиняною перемичкою товщиною біля 20 м. Розкритий усіма свердловинами, за виключенням св. 2 і 108. Глибина залягання покрівлі коливається від 3228 до 3464 м. В межах контуру газоносності горизонт випробуваний в 14 свердловинах, в результаті чого отримано промислові припливи газу дебітом від 40 до 750 тис. м³/д і конденсату – 26-41 т/д. В законтурній зоні горизонт випробуваний в свердловині 102. Отримано приплив пластової води дебітом 84,6 т/д [3].

Горизонт В-19н. Горизонт відокремлений від вищезалягаючого горизонту глиняною перемичкою товщиною до 10 м. Розкритий більшістю свердловин, виключаючи свердловини 2, 6, 106, 108. Глибина залягання покрівлі горизонту коливається від 3230 м до 3357 м. Горизонт В-19н випробуваний лише двома розвідувальними свердловинами 100 і 101, з яких перша знаходиться в контурі газоносності а друга – у водоносній частині. Дебіт газу в свердловині 100 складає 264 тис.м³/д. При випробуванні свердловини 101 отримали приплив пластової води з дебітом 3 т/д [3].

Горизонт В-26. Розвідка нижньовізейських відкладів почалася після затвердження запасів верхньовізейських покладів ДКЗ СРСР. У 1972 р. при випробуванні свердловини 114 із інтервалу перфорації 3596-3529 м (абсолютні відмітки мінус 3421 – мінус 3354 м) отриманий приплив газу дебітом 222 тис. м³/д (вміст конденсату 110 г/м³), початковий пластовий тиск складав 37,88 МПа. Свердловина 114 вступила в експлуатацію 8 серпня 1973 р. з початковим дебітом газу 180-200 тис. м³/д при конденсатному факторі 110 г/м³ [3].

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 [11].

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 [11].

Нижньопермські відклади на Гнідинцівському родовищі вміщують основні запаси нафти. В їх розрізі виділені два продуктивних горизонти – Π_{1+2} і Π_3 , в відповідності з якими і дається характеристика водоносних горизонтів [11].

Горизонт Π_{1+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 [11].

Пластова температура складає 46,5 – 51 °С.

В зв'язку з експлуатацією горизонту Π_{1+2} на протязі довгого часу проводилось спостереження за рівнем води в свердловині 83 (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – 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 2.4 п'езометричний рівень горизонту за контуром нафтоносності безперервно знижувався.

З 1969 року проводиться закачування води в пласт Π_{1+2} через свердловину 29 (інтервал перфорації 1773 – 1783 м). В квітні і травні 1970 року добове закачування води склала 1351 і 1072 м³ [11].

Хімічний склад пластових вод горизонту Π_{1+2} вивчався по пробах води, відібраних в свердловинах пробурених як в законтурній зоні, так і в нафтоносній зоні [11].

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.

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

Ступінь метаморфізації порівняно невисока.

Режим покладу пружно-водонапірний.

Горизонт П₃ за контуром нафтоносності випробуваний в свердловинах 5, 82, 85. Останні дві свердловини на протязі довгого часу були п'єзометричними.

Водоносний горизонт П₃ високонапірний, висота напору перевищує 1700 м.

За хімічним складом води горизонту П₃ відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи.

Густина коливається від 1025,1 до 1105,6 кг/м³. —

Реакція вод кисла, рН дорівнює 4 – 6.

Мінералізація вод достатньо висока: від 35,2 до 206,6 г/л.

В складі аніонів переважає іон Cl, в значно менших кількостях містяться іони SO₄ і HCO₃. Серед катіонів вирішальну роль відіграє сума лугів Na+K, процентний вміст яких досягає 35,99 – 46,78 ммоль/л. За ними йдуть Ca, Mg, NH₄, Fe⁺⁺ і Fe⁺⁺⁺. Концентрація Br складає 148,56 мг/л; I – 2,5 мг/л.

Ступінь метаморфізації пластової води порівняно невелика, коефіцієнт Cl □ Na складає 0,7 – 0,93, співвідношення - 0,5 -13,9.

Режим покладу пружно-водонапірний.

Верхньокам'яновугільні відклади представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, зустрічаються прошарки вапняків. Водонесними породами є пісковики, які в склепінній частині структури в двох верхніх горизонтах (К-1 і К-2) стають нафтоносними [11].

Горизонт К-1 в законтурній зоні випробуваний в двох свердловинах – 14 і 22.

Режим горизонту високонапірний, висота напору перевищує 1500 м.

Вода безколірна або жовтувата, солена, інколи з бензиновим запахом.

За хімічним складом вода є міцним розсолем хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води коливається від 1040,0 до 1108,1 кг/м³.

Мінералізація висока: від 139,3 до 154,5 г/л.

Реакція води: від слабокислої до слаболужної (рН – 4,8- 8,1).

У складі аніонів переважає іон Cl, його концентрація складає 83380,5 – 94316,5 мг/л. В незначній кількості присутні іони SO₄ і HCO₃.

Серед катіонів переважає сума лугів Na+K, за ними Ca, Mg, NH₄.

Концентрація Br складає 173,16 – 192,51 мг/л, I – 2,06-5,57 мг/л.

Cl коливається від 0,82 до 0,87, співвідношення рівне 2,77-24,4.

Режим покладу пружно водонапірний.

Горизонт К-2. Водонесні породи представлені пісковиками середньозернистими, кварцево-польовошпатовими, зеленувато-сірими, шаруватими [11].

Статичний рівень 169 м. Пластовий тиск на глибині 1800 м рівний 17,36 МПа, пластова температура 49,7°C. Дебіт складає 15,7 м³/д при динамічному рівні 764 м. Початковий пластовий тиск складає 178,5 ат.

Вода горизонту К-2 безколірна, інколи жовта, солена, часом з запахом бензину.

За хімічним складом вода горизонту К-2 відноситься до міцних розсолів хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води 1095,3 –

1104,4 кг/м³. Реакція слабо кисла – рН змінюється від 5,5 до 6,5. Мінералізація вод дуже висока – 137,6 – 185,0 г/л.

У складі аніонів переважає іон Cl, концентрація котрого досягає значень 84394,8 – 108718,7 мг/л.

Серед катіонів переважає сума лугів Na+K. За ними Ca, Mg, HCO₃, Fe⁺⁺ і Fe⁺⁺⁺.

Мікро компоненти містяться в незначних кількостях: Br – 193,81 мг/л, I – 5,0 мг/л. Нафтонові кислоти складають 0,2 мг/л.

Cl досить стійкий – 0,82 - 0,85, співвідношення складає 2,03 – 3,72;

Режим покладу пружно-водонапірний.

Водоносний комплекс візейського ярусу випробуваний в свердловинах 2, 18, 101, 102, 105 і 107.

До складу комплексу входять водоносні горизонти нижнього і верхнього візею. В даному випадку вони розглядаються спільно.

Результати випробування свідчать про високонапірний режим водоносних горизонтів приурочених до відкладів візейського ярусу. Висота напору досягає 2900 – 3000 м. Дебіти свердловин коливаються в широких межах: від практично безводних до середньодебітних [2].

Вода світло-жовта, або безбарвна, без запаху, солена містить осад. За хімічним складом води відносяться до міцних розсолів хлоркальцієвого типу, хлоридної групи натрієвої підгрупи. Мінералізація вод висока. Реакція слабо кисла рН складає 1 - 6,5. Ступінь метаморфізації вод висока [2].

3 ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

3.1 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

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 [2].

Горизонт P_3 є основним нафтоносним горизонтом Гнідинцівського родовища. Залягає нижче горизонту P_{1+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 [2].

У горизонті P_3 загальна товщина змінюється від 0 до 54,2 м. Станом на 01.01.2022 р. сумарний проходка з відбором керну по горизонту складає 754,8 м лінійний винос керну із свердловин горизонту – 217,55 м.

Пісковики різнозернисті: від дрібно до крупнозернистих, з включеннями гравійних зерен і дрібних гальок кварцу і кварцитів, іноді гравійні, зустрічаються також алевриті і алевритові відмінності. Цемент глинистий і глинисто - карбонатний. Загальна карбонатність пісковиків в основному коливається від 0,5 % до 25,0 %. Загальна глинистість пісковиків змінюється від кількох процентів до 50,0 % - 60,0 % [1].

В нижній частині розрізу горизонту серед пісковиків є прошарки і лінзи дрібногравійних конгломератів, заповнюючою речовиною є піщаний матеріал,

зцементований глинисто-вапняковим або вапняковим цементом базальтного типу [2].

Алевроліти залягають серед пісковиків і глин у вигляді прошарків і лінз. Глини аргілітоподібні, щільні, піщанисті і алевристі, слабо вапнякові і вапнисті, які ділянками чергуються з алевролітами і тонкими прошарками пісковиків [1].

За окремими зразками пісковиків і алевролітів горизонту P_3 значення відкритої пористості змінюються від 2,5 % до 38,7 %; середня пористість з цих визначень рівна 14,2 % [1,2].

Пористість алевролітів, в основному, складає від 6 % до 12 %, карбонатних пісковиків від 6 % до 10 %. Карбонатні неколектори складають значну частину продуктивного розрізу горизонту. Пористість безкарбонатних пісковиків коливається від 20 % до 26 %. Середньоарифметичне значення пористості для пісковиків і алевролітів, які враховують зразки з пористістю від 10 % і вище, складає 20,1 % [1].

На площі спостерігається мозаїчне змінення колекторських властивостей горизонту. В розрізі як за керном, так і за даними промислової геофізики кращими колекторськими властивостями характеризується середня частина горизонту, а верхня і місцями найнижча - найгіршими. Це пояснюється тим, що в покрівлі пісковики більш збагачені глинистим за рахунок вторинних змін і карбонатним матеріалом, мають прошарки алевролітів і глин. Така ж картина спостерігається і найнижчій частині, де, крім того, є лінзи і прошарки дрібногравійних, іноді дуже щільних і міцних конгломератів. Так в покрівлі і в підшві горизонту пористість окремих прошарків змінюється від 5 % - 10 % до 15 %, а в середній, від 15 % і більше 20 % [2].

Мінливість пористості горизонту P_3 по розрізу і площі більша, ніж P_{1+2} . Коефіцієнт варіації пористості рівний 62 %.

Проникність досліджуваних зразків пісковиків і алевролітів коливається від менш, ніж $0,1$ до $1700 \cdot 10^{-3}$ мкм² (два визначення) і в середньому складає $107,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², тобто за лабораторними даними P_3 характеризується самим низьким зі всіх продуктивних пластів, які розглядаються середнім значенням проникності.

Це ймовірно обумовлено значними вторинними змінами пісковиків і алевролітів, які привели, як виходить з літологічного опису, до утворення значних кількостей глинисто-карбонатних уламків. Крім того, пласт характеризується максимальним в продуктивному розрізі вмістом польових шпатів, які більше всього піддаються пелімітизації [1].

Залишкова нафтонасиченість низька - від 0,3 % до 30 %.

3.2 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ТА СКЛАД РІДИН І ГАЗІВ

На Гнідинцівському родовищі фізико-хімічні властивості пластової нафти вивчалися за глибинними пробами. Проби відібрані з глибин 1700-2000 м. Досліджено 26 проб: 10 – по горизонту P_{1+2} , 10 – по горизонту P_3 , чотири – по К-1 і дві – по К-2. Фізико-хімічні властивості нафти наведені в таблиці 1.4. [6].

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 [6].

Пластова нафта нижньопермських продуктивних горизонтів P_{1+2} і P_3 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 P_{1+2} і P_3 [10].

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 % [10].

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

Таблиця 3.1 - Фізико-хімічні властивості нафти по горизонту ПЗ

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 конематичної в'язкості	Коефіцієнт стисливості, Мпа	примітка
									дегазованої нафти, кг/м ³	пластової нафти, кг/м ³	розчиненого газу, кг/м ³			
11	1743,5	1735-1752	22.07.1966	47	1,02	17,5	1,153	42,14	824,1	773,4	1,939	1,75	2,48	-
52	1740	1728-1752	22.07.1966	47	0,77	17,5	1,129	35,66	827,9	781,4	2,062	1,41	2,29	-
10	1741,5	1728-1755	22.07.1966	47	1,06	17,5	1,166	44,52	826,9	772	1,999	1,21	2,9	-
65	1770	1766-1774	22.07.1966	47	1,07	17,5	1,148	39,86	821,3	771,2	2,008	1,8	3,03	-
71	1743	1740-1746	22.07.1966	47	1,1	17,5	1,123	36,55	819,2	781,2	1,937	1,35	3,75	-
53	1756	1750-1762	21.01.1970	47	1,12	16,32	1,108	39,6	825,6	804,4	2,043	1,65	2,68	-
58	1756,5	1744-1769	25.06.1969	47	0,99	16,83	1,125	42,32	836,2	806,4	1,91	1,25	1,98	-
7	1788	1776-1800	-	49	0,91	-	1,140*	-	841,0*	825,2	1,79	1,76	1,32	-
8	1774,5	1764-1785	-	49	0,91	-	1,148*	-	838,2	797	1,764	2,39	1,41	-
1	1776	1767-1787	-	49	1,1	-	1,116*	-	836,2*	817,2	1,785	1,66	1,49	-

Вивчення фізико-хімічних властивостей нафти по горизонту ПЗ визначались на основі аналізів проб нафти, відібраної по 57 свердловинах, всього 74 аналізи [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 3.2 наведено усереднені значення деяких параметрів, які характеризують властивості нафти горизонту ПЗ.

Таблиця 3.2 – Усереднені параметри нафти по горизонту ПЗ

Густина при 20 °С, кг/м ³ і 106 кПа	829,2
Кінематичний коефіцієнт в'язкості при 20 °С, мм ² /с	5,25
Вміст сірки, %	0,54
Вміст асфальтенів, %	0,71
Вміст коксу, %	2,7
Вміст силікагелевих смол, %	8,86

Вміст акциз. смол, %	18,8
Вміст парафіну, %	2,55
Вміст бензино-лігроїнових фракцій, в % до 200 °С	39,4
Вміст мазуту, %	41,7

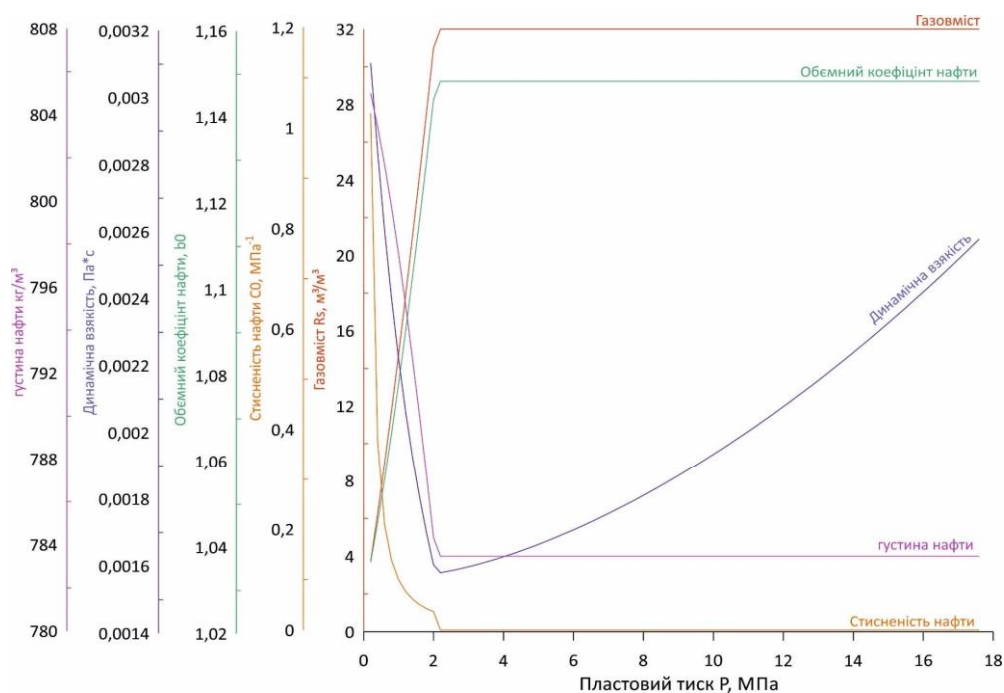
Попутні гази горизонту, які вивчаються різко відрізняються від газів інших родовищ, особливо по вмісту метану і пропан-бутану.

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].

Таблиця 3.3 – Склад газу розчиненого в нафті горизонту ПЗ

Номер Свердловини	Горизонт	Дата Відбору проб	Віднос на густина	Густина, кг/м	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 ₁₄	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16
1	П ₃	09.12.59	-	-	1,50	12,4	57	17,5		3,3		1,1	1,20	7,00
	П ₃	27.06.60	-	-	2,25	18,5	44	10,45	7,4	5,49		1	2,50	8,00
	П ₃	29.08.62	1,618	1,950	0,40	17,48	50,97	15,29	8,25	0,24	4,13	0,48	0,17	2,59
8	П ₃	27.05.60	-	-	2,50	10,6	43	16,25	9,06	5,5		1,5	4,40	2,00
10	П ₃	26.05.61	1,500	1,808	1,84	18	-	22		4,16		-	1,20	7,70
	П ₃	25.05.61	1,530	1,844	2,03	16,01	-	22,1		5,46		-	0,65	6,19
	П ₃	24.05.61	1,530	1,844	1,83	16,77	-	21,59		4,99		-	1,22	6,52
	П ₃	29.08.62	1,590	1,916	0,65	18,47	51,8	14,86	6,98	0,22	4,05	0,8	0,17	2,00
13	П ₃	12.06.61	1,545	1,862	0,91	12,9	47,64	21,8		5,2		-	0,98	10,30
	П ₃	13.06.61	1,577	1,900	0,80	12,8	50,16	23,39		4,95		-	0,33	7,54
13	П ₃	14.06.61	1,593	1,920	0,98	11,93	49,95	24,56		5,91		-	0,59	6,06
	П ₃	27.04.63	1,576	1,899	0,99	15,16	52,32	7,33	13,49	1,76	1,76	-	7,14	6,13
20	П ₃	10.09.61	1,536	1,851	2,20	17,8	47,72	21,25		5,04		-	0,40	5,81
	П ₃	29.09.61	0,002	0,002	2,80	17,55	47,94	21,89		4,72		-	0,35	4,75
25	П ₃	09.10.61	1,534	1,848	2,06	17,6	47,2	21,6		5,17		-	0,38	5,97
42	П ₃	22.05.65	1,616	1,947	1,19	11,57	47,75	16,51	8,12	2,43	2,03	-	1,69	8,71
	П ₃	22.05.65	1,598	1,925	1,85	11,79	43,6	15,92	7,77	2,26	1,97	1	2,28	11,56
44	П ₃	22.05.65	1,627	1,960	1,62	12,88	43,81	16,07	7,79	2,4	2,79	1,5	1,89	9,25
46	П ₃	10.12.63	1,598	1,925	1,85	11,79	43,6	15,92	7,7	2,26	1,7	1	2,28	11,56
48	П ₃	14.07.64	1,600	1,928	1,40	15,2	49,9	13,4	6,7	2,2	2,4	2,1	4,10	8,60
	П ₃	20.04.65	1,505	1,813	2,58	19,57	45,49	11,35	6,05	1,76	1,76	-	1,30	10,14
52	П ₃	14.07.64	1,537	1,852	2,40	16,04	48,3	12,08	6,04	1,89	2,08	0,38	1,49	9,40
175	П ₃	04.01.89	1,625	1,958	0,29	13,1	50,24	15,35	7,24	2,47	2,8	2,83	0,4	5,25

Рисунок 3.1 - Залежність газовмісту, стисливості нафти, об'ємного коефіцієнта, густини, вязкості пластової нафти, від тиску для горизонту ПЗ



Проби газу і конденсату на Гнідинцівському родовищі відбирались протягом 20 років, і по головних продуктивних горизонтах верхнього візею накопичено значний фактичний матеріал. При цьому слід зазначити, що будь якої помітної закономірної зміни основних властивостей газу і конденсату в процесі експлуатації свердловин не простежується. Відмінності, що спостерігаються у визначеннях, зумовлені умовами відбору проб (режимом роботи свердловини, її станом та ін.) [3].

Під час промислових досліджень відбирались проби газу і конденсату, які потім досліджувались в лабораторії з метою визначення наступних параметрів:

- фазового стану газоконденсатної суміші в пластових умовах;
- ізотерм конденсації пластового газу;
- втрат конденсату в пласті при зниженні тиску;
- змін вмісту конденсату в газі при зниженні тиску;

-складу пластового газу і потенційний вміст в ньому рідких вуглеводнів.

Горизонт П₃ за контуром нафтоносності випробуваний в свердловинах 5, 82, 85. Останні дві свердловини на протязі довгого часу були п'єзометричними [1].

Водоносний горизонт П₃ високонапірний, висота напору перевищує 1700 м.

За хімічним складом води горизонту П₃ відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи.

Густина коливається від 1025,1 до 1105,6 кг/м³.

Реакція вод кисла, рН дорівнює 4 – 6.

Мінералізація вод достатньо висока: від 35,2 до 206,6 г/л.

В складі аніонів переважає іон Cl, в значно менших кількостях містяться іони SO₄ і HCO₃. Серед катіонів вирішальну роль відіграє сума лугів Na+K, процентний вміст яких досягає 35,99 – 46,78 ммоль/л. За ними йдуть Ca, Mg, NH₄, Fe⁺⁺ і Fe⁺⁺⁺. Концентрація Br складає 148,56 мг/л; I – 2,5 мг/л.

3.3 ЗАПАСИ НАФТИ ТА ГАЗУ

Поклади вуглеводнів пластові у склепінних пастках з елементами літологічного заміщення, приурочені до антиклінальної структури.

На Державному балансі України станом на 01.01.2025 р. числяться початкові (загальні/видобувні) запаси і ресурси нафти та розчиненого газу: _____
вільного газу та конденсату:

-за кодом класу 111+221	8987 /7358 млн.м ³ ,	1643/837 тис.т;
-за кодом класу 122+222	73/62 млн.м ³ ,	27/14 тис.т;
-за кодом класу 332	86 млн.м ³ ,	32 тис.т;
-за кодом класу 333	163 млн.м ³ ,	60 тис.т; нафти та
розчиненого газу:		
-за кодом класу 111+221	62184 /40967 тис.т,	2445/1599 млн.м ³ .

Таблиця 3.4 – Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого газу Гнідинцівського родовища станом на 01.01.2025 р.

Продуктивний горизонт (пласт, блок, свердловина, зона)	Клас запасів	Категорія запасів	Площа нафтовості, тис. м ²	Середня нафтонасиченість товщина, м	Об'єм нафтонагаченого пори, 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	Залишкові видобувні запаси нафти, тис. т	Видобуток нафти на дату підрахунку, тис. т	Поточні запаси нафти на дату підрахунку запасів, тис. т			Газовистік пластової 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			
						вдиртної пористості	нафтонасиченості	перерахування							Загальні	Видобувні	Залишкові			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	
ПЗ																											
н	111+221	C ₁	11663	15,7	183109,1	0,219	0,77	0,874	824,0	22237																	
н.в.	111+221	C ₁	4941	10,3	50892,3	0,206	0,72	0,874	824,0	5436																	
Усього:	111+221	C ₁	16604	14,1	234001,4					27673	0,671	18569	9104	18026	9647	543	9104	39,0	0,671	1079	724	355	703	376	21	355	
	111	C ₁										18569		18026		543					724		703		21		
	221	C ₁											9104				9104					355				355	

За представленими даними запаси визначені об'ємним методом та за даними матеріального балансу практично співпадають. Їх розбіжність по покладах коливається від 0,4 % (таблиця 3.5). Потрібно сказати, що для оцінки запасів використовувався початковий період розробки покладів. Через це доларенітовий поклад, як такий, що не дронувався в початковий період не врахований в оцінці запасів методом матеріального балансу [1].

Таблиця 3.5 – Порівняння запасів нафти затверджених ДКЗ України та методом матеріального балансу

Експлуатаційний об'єкт	Початкові геологічні запаси нафти			Розбіжність, %	Коефіцієнт вилучення нафти від затверджених запасів	
	Затверджені ДКЗ України, тис. т	Оцінені методом матеріального балансу			досягнутий	кінцевий
		тис. м ³	тис. т			
VIII об'єкт – нафтовий поклад гор. ПЗ	27 673	33 628	27 776,7	0,4	0,651	0,671

4 АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА

4.1 АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ФОНДУ СВЕРДЛОВИН

В експлуатації на горизонті П₃ Гнідинцівського родовища на кінець 2024р. перебувало 18 свердловин: 120; 177; 184; 188; 190; 205; 207; 208; 209; 250; 253; 254; 258; 272; 276; 277; 278; 284. В без дії знаходилася свердловина 205 [6].

Вісім свердловин експлуатувалися за допомогою УЕВН. Із них чотири свердловини (177, 178, 205, 208) ЕВН з номінальною продуктивністю 80 м³/д, дві свердловини (207, 209) ЕВН з продуктивністю 125 м³/д, свердловина 190 – ЕВН з продуктивністю 250 м³/д, свердловина 120 – ЕВН з продуктивністю 200 м³/д. Глибини спуску насосів знаходилися в межах від 547 м до 1351 м. 10 свердловин експлуатувалися установками електро-плунжерних насосів типу УЕПН 13,8-2500-1 та EP01-RS-15-114-2-32 [6].

Глибини спуску УЕПН знаходилися в межах від 1394 м до 1710 м.

Пробурені свердловини обсажені, в основному, двохсекційними експлуатаційними колонами. Висота підняття цементу за колоною в більшості свердловинах до гирла [4,6].

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 8590°) 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 [6].

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].

Розподіл кількості свердловин в залежності від середньодобових дебітів рідини в таблиці 4.1 .

Таблиця 4.1 – Характеристика діючого видобувного фонду нафтових свердловин горизонту ПЗ в залежності від середньодобових відборів рідини станом на 01.01.2025 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
Номера свердловин	184, 253, 254 258, 272, 277	250, 276, 278, 284	205, 208	177, 188	207, 209,	120, 190
Кількість свердловин	6	4	2	2	2	2

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.

Таблиця 4.2 – Характеристика фонду покладу ПЗ

Фонд	Характеристика фонду свердловин	Номера свердловин	К-сть
Фонд нафтових свердловин	Діючі		17
	П-3	120; 177; 184; 188; 190; 207; 208; 209; 250; 253; 254; 258; 272; 276; 277; 278; 284	17
	В простой	205	1
	В консервації	128; 135; 163; 181; 182; 204; 59Д	7
	Спостережні/п'єзометричні	42; 170; 174, 63; 65; 66; 68; 124; 151; 171; 176; 266	12
	В очікуванні ліквідації	179	1
	Ліквідовані	1; 7; 11; 16; 20; 22; 31; 48; 62; 70; 71; 72; 76; 78; 82; 85; 99;	46

		123; 125; 136; 160, 10; 13; 44; 46; 50; 54; 56; 57; 59; 61; 81; 84; 86; 87; 97; 122; 126; 130; 131; 137; 139; 166; 172; 173; 197	
Поглиналильні 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

4.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ

Горизонт ПЗ розробляється з 1961 р. В експлуатації нафтового покладу перебувало 108 свердловин. Протягом перших семи років експлуатації спостерігалось зростання річних видобутків безводної нафти за рахунок інтенсивного розбурювання покладу. Середній питомий видобуток нафти на одну свердловину становив 21,5 тис. т. [7].

З 1969 р. внаслідок руху ВНК на покладі почали обводнюватись свердловини, першою вибула з експлуатації свердловина 125, розташована на південному заході структури. Поступово обводнювались свердловини в межах внутрішнього контуру нафтоносності поблизу купольної частини в напрямку на північ (42, 44, 54) і в західній частині поблизу літології (8), звідки очевидно, що контур нафтоносності стягувався до центру структури. Пластовий тиск, заміряний у 1972 р., становив 15,9 МПа. За період з 1968 р. по 1980 р. з експлуатації вибуло 39 видобувних свердловин. Обводнення продукції зросло з 8 % до 95 %. Це спричинило падіння річних видобутків нафти з 1450 тис. т у 1972 р. до 137 тис. т у 1980 р. Питомий видобуток нафти на одну свердловину знизився до 4,6 тис. т. У 1980 р. проведено дослідно-промислове випробування технології вологого внутрішньопластового горіння (ВВГ) [7].

Протягом 1981 – 1990 рр. питомий видобуток нафти на одну свердловину не перевищував 3 тис. т, не зважаючи на те, що для здійснення процесу ВВГ відновлено після ліквідації 11 свердловин, вісім свердловин переведено з інших

горизонтів, дві свердловини пробурені спеціально для впровадження ВВГ. На кінець 1990 р. обводнення продукції зросло до 98 %, пластовий тиск становив 15,9 МПа [7].

З 1991 р. швидко зменшувався фонд видобувних свердловин внаслідок вибуття через обводнення. Питомий видобуток нафти на одну свердловину з 1991 р. до 2002 р. змінювався в межах від 0,9 до 2,4 тис. т, обводнення продукції перебувало на рівні від 95 % до 98 %. Пластовий тиск на кінець 2001 р. становив 16,1 МПа [7].

За період з 2002 р. по 2010р. за рахунок буріння нових свердловин на ділянці, питомий видобуток нафти на одну свердловину зріс з 1,7 до 4,3 тис. т (2006 р.). Обводнення продукції зменшилось з 97 % до 90 %. В подальшому спостерігався ріст обводненості і вже в 2010р. становило 93,5% [7].

В 2010 – 2011 рр. на поклад пробурено ряд нових свердловин (207, 208, 209, 210, 213). Це дозволило стабілізувати видобуток нафти на наступні кілька років експлуатації.

З 2012р. по 2015 р. річний видобуток нафти коливався в межах 21,95 тис т. (2015р.) – 29,41 тис т. (2018р.) при обводненості продукції 97 %. Найнижчий видобуток за останній період був зафіксований в 2021р., - 18,99 тис т , що було обумовлено з виходом з експлуатації високообводнених свердловин [7].

Станом на 01.01.2025р. поклад розробляється 18 свердловинами. В експлуатації перебувають свердловини 120, 177, 184, 188, 190, 205, 207, 208, 209, 250, 253, 254, 258, 272, 276, 277, 278, 284, свердловина 205 в бездії, свердловини 128; 135; 163; 181; 182; 204; 59Д знаходяться в консервації та дванадцять свердловин – 42; 170; 174, 63; 65; 66; 68; 124; 151; 171; 176; 266 – в спостережному фонді. Середньодобовий дебіт нафти по свердловинах змінюється від 1,7 т/д (св. 258) до 8,7 т/д (св. 250). За характеристиками витіснення Камбарова та Пірвердяна проведено оцінку дренажних запасів нафти (рисунки 4.1 - 4.2. За представленими даними запаси нафти складають відповідно 21005 млн т та 24062 млн т відповідно та практично відповідають затвердженим початковим видобувним запасам 18569 млн м³ [7].

Рисунок 4.1 – Оцінка дренажних запасів за характеристикою витіснення Камбарова для горизонту П₃

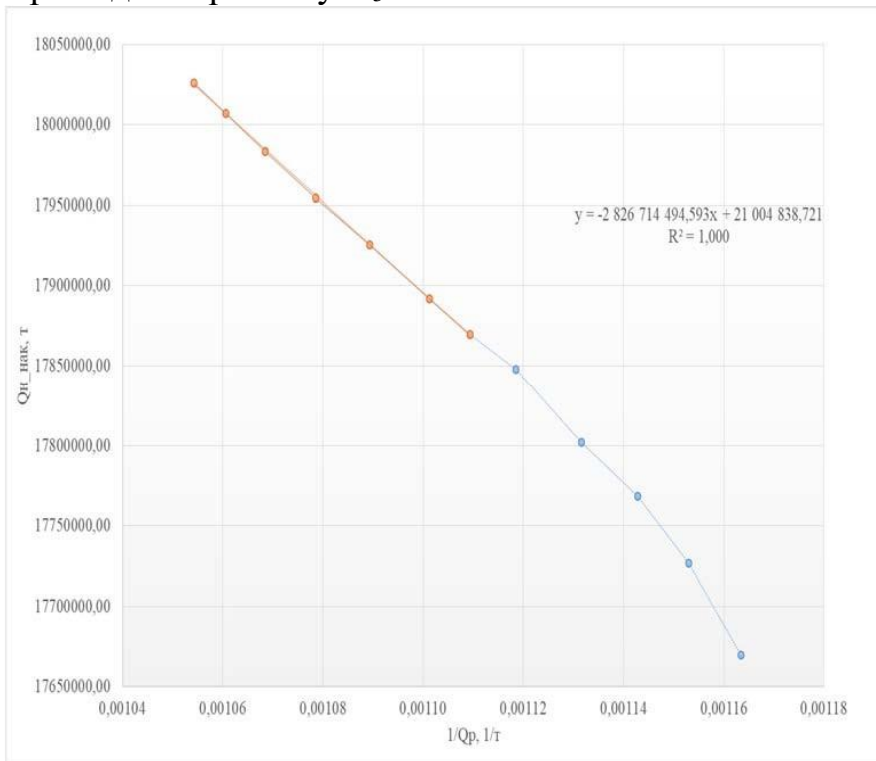
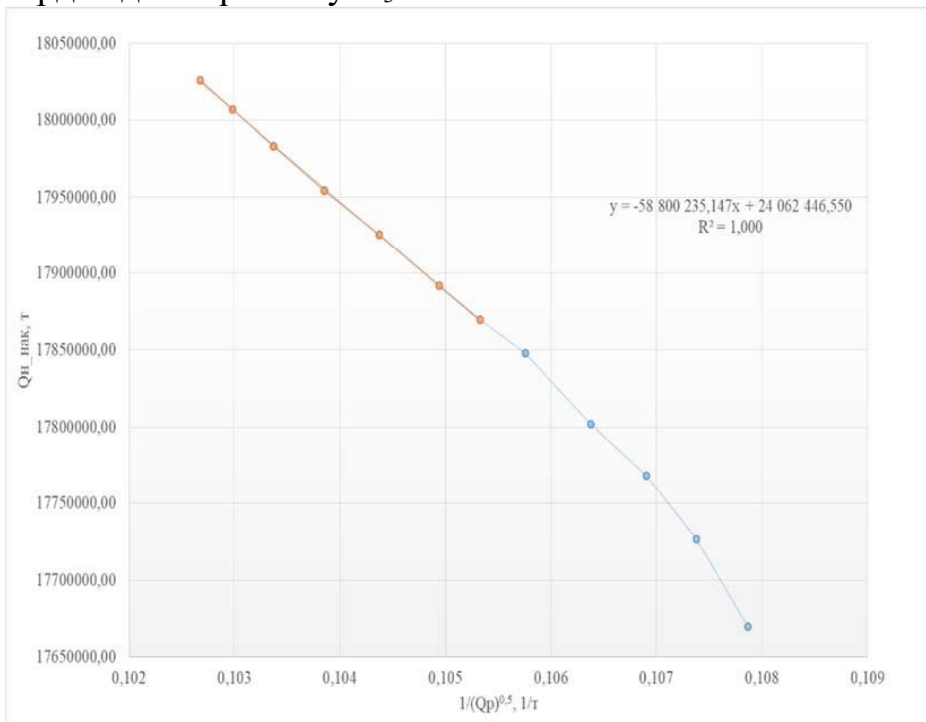


Рисунок 4.2 – Оцінка дренажних запасів за характеристикою витіснення Піввердян для горизонту П₃



Таблиця 4.3 – Технологічні показники розробки покладу ПЗ

Роки	Річний видобуток				Обводнення, %	Газовий фактор, м³/т	Кількість відпрацьованих свердловинно днів	Кількість видобувних свердловин	Середньорічний дебіт			Накопичений видобуток				Пластовий тиск, МПа
	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	
1962	10,20	0,00	10,20	0,39	0,0	38,2	355,40	1	28,7	28,7	1,1	10,20	0,00	10,20	0,39	–
1963	29,90	0,00	29,90	1,26	0,0	42,1	2135,71	6	14,0	14,0	0,6	40,10	0,00	40,10	1,65	17,5
1964	184,50	0,00	184,50	7,18	0,0	38,9	4986,49	14	37,0	37,0	1,4	224,60	0,00	224,60	8,83	17,3
1965	378,80	0,30	379,10	14,70	0,1	38,8	4984,21	14	76,0	76,1	2,9	603,40	0,30	603,70	23,53	17,3
1966	564,30	1,30	565,60	22,01	0,2	39,0	6405,22	18	88,1	88,3	3,4	1167,70	1,60	1169,30	45,54	17,1
1967	708,50	32,70	741,20	27,63	4,4	39,0	7473,63	21	94,8	99,2	3,7	1876,20	34,30	1910,50	73,17	16,9
1968	767,70	122,00	889,70	29,94	13,7	39,0	8184,43	23	93,8	108,7	3,7	2643,90	156,30	2800,20	103,11	16,7
1969	771,70	165,50	937,20	30,10	17,7	39,0	8183,46	23	94,3	114,5	3,7	3415,60	321,80	3737,40	133,21	16,6
1970	796,20	315,50	1111,70	31,05	28,4	39,0	8542,92	24	93,2	130,2	3,6	4211,80	637,30	4849,10	164,26	16,3
1971	809,50	619,90	1429,40	31,57	43,4	39,0	9251,43	26	87,5	154,5	3,4	5021,30	1257,20	6278,50	195,83	–
1972	690,60	838,60	1529,20	26,93	54,8	39,0	8182,46	23	84,4	186,8	3,3	5711,90	2095,80	7807,70	222,76	–
1973	342,40	956,40	1298,80	13,36	73,6	39,0	6049,47	17	56,6	214,7	2,2	6054,30	3052,20	9106,50	236,12	–
1974	228,60	975,60	1204,20	8,92	81,0	39,0	4272,90	12	53,5	282,0	2,1	6282,90	4027,80	10310,70	245,04	–
1975	224,60	943,80	1168,40	8,76	80,8	39,0	4630,93	13	48,5	252,6	1,9	6507,50	4971,60	11479,10	253,80	–
1976	251,30	1195,80	1447,10	9,80	82,6	39,0	6755,38	19	37,2	214,0	1,5	6758,80	6167,40	12926,20	263,60	–
1977	177,60	1647,10	1824,70	6,93	90,3	39,0	6411,55	18	27,7	284,9	1,1	6936,40	7814,50	14750,90	270,53	–
1978	100,00	1757,20	1857,20	3,90	94,6	39,0	6060,61	17	16,5	307,0	0,6	7036,40	9571,70	16608,10	274,43	–
1979	86,20	1661,20	1747,40	3,36	95,1	39,0	5708,61	16	15,1	306,9	0,6	7122,60	11232,90	18355,50	277,79	–
1980	61,10	1628,30	1689,40	2,38	96,4	39,0	5359,65	15	11,4	316,5	0,4	7183,70	12861,20	20044,90	280,17	–
1981	49,10	1503,90	1553,00	1,91	96,8	38,9	4959,60	14	9,9	311,7	0,4	7232,80	14365,10	21597,90	282,08	–
1982	42,00	1419,60	1461,60	1,64	97,1	39,0	5000,00	14	8,4	293,4	0,3	7274,80	15784,70	23059,50	283,72	–
1983	29,80	1294,90	1324,70	1,16	97,8	38,9	4257,14	12	7,0	310,2	0,3	7304,60	17079,60	24384,20	284,88	–
1984	25,60	1231,10	1256,70	1,00	98,0	39,1	3938,46	11	6,5	321,0	0,3	7330,20	18310,70	25640,90	285,88	–
1985	22,50	1186,10	1208,60	0,88	98,1	39,1	3947,37	11	5,7	308,7	0,2	7352,70	19496,80	26849,50	286,76	–
1986	18,60	969,30	987,90	0,73	98,1	39,2	3957,45	11	4,7	252,4	0,2	7371,30	20466,10	27837,40	287,49	–
1987	16,30	919,30	935,60	0,64	98,3	39,3	4939,39	14	3,3	187,8	0,1	7387,60	21385,40	28773,00	288,13	–
1988	12,80	895,50	908,30	0,50	98,6	39,1	3555,56	10	3,6	255,2	0,1	7400,40	22280,90	29681,30	288,63	–
1989	16,50	765,40	781,90	0,64	97,9	38,8	3586,96	10	4,6	219,7	0,2	7416,90	23046,30	30463,20	289,27	–
1990	23,60	688,80	712,40	0,92	96,7	39,0	3575,76	10	6,6	200,2	0,3	7440,50	23735,10	31175,60	290,19	–
1991	19,40	704,40	723,80	0,76	97,3	39,2	3880,00	11	5,0	184,9	0,2	7459,90	24439,50	31899,40	290,95	–
1992	21,80	719,40	741,20	0,85	97,1	39,0	4638,30	13	4,7	160,2	0,2	7481,70	25158,90	32640,60	291,80	–
1993	37,60	827,60	865,20	1,47	95,7	39,1	5013,33	14	7,5	173,6	0,3	7519,30	25986,50	33505,80	293,27	–
1994	35,90	761,00	796,90	1,40	95,5	39,0	4602,56	13	7,8	172,2	0,3	7555,20	26747,50	34302,70	294,67	16,6
1995	39,20	613,00	652,20	1,53	94,0	39,0	4962,03	14	7,9	130,9	0,3	7594,40	27360,50	34954,90	296,20	16,0
1996	32,20	549,50	581,70	1,26	94,5	39,1	4953,85	14	6,5	116,7	0,3	7626,60	27910,00	35536,60	297,46	16,7
1997	28,60	507,50	536,10	1,12	94,7	39,2	5296,30	15	5,4	100,4	0,2	7655,20	28417,50	36072,70	298,58	16,0
1998	35,20	998,40	1033,60	1,37	96,6	38,9	6400,00	18	5,5	161,4	0,2	7690,40	29415,90	37106,30	299,95	15,7
1999	34,30	670,40	704,70	1,34	95,1	39,1	6017,54	17	5,7	116,5	0,2	7724,70	30086,30	37811,00	301,29	16,6
2000	34,30	712,30	746,60	1,34	95,4	39,1	6725,49	19	5,1	110,4	0,2	7759,00	30798,60	38557,60	302,63	16,5
2001	36,20	754,50	790,70	1,41	95,4	39,0	6703,70	19	5,4	116,9	0,2	7795,20	31553,10	39348,30	304,04	16,6
2002	22,10	503,20	525,30	0,86	95,8	38,9	7129,03	20	3,1	73,8	0,1	7817,30	32056,30	39873,60	304,90	16,0
2003	20,80	672,00	692,80	0,81	97,0	38,9	7428,57	21	2,8	92,7	0,1	7838,10	32728,30	40566,40	305,71	15,8
2004	25,50	870,00	895,50	0,98	97,2	38,4	7500,00	21	3,4	119,8	0,1	7863,60	33598,30	41461,90	306,69	15,9
2005	24,30	996,40	1020,70	0,94	97,6	38,7	7838,71	22	3,1	130,4	0,1	7887,90	34594,70	42482,60	307,63	–
2006	20,30	944,80	965,10	0,80	97,9	39,4	7518,52	21	2,7	129,1	0,1	7908,20	35539,50	43447,70	308,43	–
2007	18,20	883,70	901,90	0,71	98,0	39,0	5870,97	16	3,1	152,4	0,1	7926,40	36423,20	44349,60	309,14	–
2008	19,20	774,50	793,70	0,64	97,6	33,3	6193,55	15	3,1	153,0	0,1	7945,60	37197,70	45143,30	309,78	–
2009	17,40	704,80	722,20	0,68	97,6	39,1	4971,43	15	3,5	144,6	0,1	7963,00	37902,50	45865,50	310,46	–
2010	14,73	793,78	808,50	0,57	98,2	39,0	4944,80	15	3,0	163,5	0,1	7977,73	38696,28	46674,00	311,03	–
2011	14,77	765,73	780,50	0,58	98,1	39,0	4989,40	15	3,0	156,4	0,1	7992,50	39462,00	47454,50	311,61	–
2012	14,42	736,92	751,34	0,56	98,1	39,0	5315,20	15	2,7	141,4	0,1	8006,92	40198,92	48205,84	312,17	–

2013	12,29	752,92	765,21	0,48	98,4	39,0	4888,90	14	2,5	156,5	0,1	8019,21	40951,84	48971,05	312,65	-
2014	12,57	853,85	866,42	0,49	98,5	39,0	4950,10	14	2,5	175,0	0,1	8031,78	41805,69	49837,47	313,14	-
2015	10,42	770,52	780,94	0,41	98,7	39,0	4197,70	14	2,5	186,0	0,1	8042,20	42576,21	50618,41	313,55	-
2016	10,84	622,25	633,09	0,42	98,3	39,0	3773,00	13	2,9	167,8	0,1	8053,04	43198,46	51251,50	313,97	-
2017	9,88	728,31	738,19	0,39	98,7	39,0	4645,9	14	2,1	158,9	0,1	8062,92	43926,77	51989,69	314,36	16,5
2018	6,37	572,99	579,36	0,25	98,9	39,1	3878,6	14	1,6	149,4	0,1	8069,29	44499,76	52569,05	314,61	-
2019	7,06	691,78	698,84	0,33	99,0	47,0	3992,9	13	1,8	175,0	0,1	8076,35	45191,54	53267,89	314,94	-
2020	6,51	656,04	662,56	0,27	99,0	41,3	3555,0	11	1,8	186,4	0,1	8082,86	45847,58	53930,44	315,21	17,5
2021	4,12	472,09	476,21	0,15	99,1	36,1	3007,8	10	1,4	158,3	0,1	8086,98	46319,67	54406,66	315,35	17,0
2022	3,477	410,12	413,6	0,13	99,1	37,2	2928,2	10	1,3	152,7	0,1	8090,46	46729,79	54820,26	316,13	16,5
2023	3,316	404,94	408,25	0,12	99,2	40,5	3027,3	10	1,3	149,1	0,1	8093,77	47134,73	55228,52	316,26	-
2024	4,366	426,11	430,5	0,17	99,0	39,7	3374,8	10	1,4	154,9	0,1	8098,14	47560,84	55659,27	316,43	16

Таблиця 4.4 - Порівняння проєктних та фактичних показників технологічних показників розробки для горизонту ПЗ.

Показники	2020р.		2021р.		2022р.		2023р.		2024р.	
	проєкт.	факт.	проєкт.	факт.	проєкт.	факт.	проєкт.	факт.	проєкт.	факт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Річний видобуток										
нафти, тис. т	37,839	24,004	34,598	18,994	33,458	21,245	33,051	28,921	32,392	17,876
нафтового газу, млн м ³	1,476	0,990	1,349	0,712	1,301	1,045	1,286	0,762	1,233	0,827
води, тис. т	766,144	681,514	769,385	553,417	773,991	674,326	775,431	705,284	778,128	658,714
Накопичений видобуток:										
нафти, тис. т	18146,616	18006,996	18181,214	18025,990	18214,672	18047,235	18247,723	18076,156	18280,115	18094,032
нафтового газу, млн м ³	682,711	702,311	684,060	703,023	685,361	704,068	686,647	704,83	687,88	705,657
Коефіцієнт нафтовилучення, частка од.	0,656	0,651	0,657	0,651	0,657	0,652	0,658	0,652	0,658	0,653
Темп відбору від початкових видобувних запасів, %	0,204	0,129	0,186	0,102	0,179	0,123	0,176	0,109	0,173	0,115
Газовий фактор, т/м ³	39,0	41,2	39,0	37,5	39,0	38,4	39,0	37,1	39,0	37,8
Обводненість, %	95,3	96,6	95,7	96,7	95,9	96,8	96,1	96,9	96,2	97,1
Приведений пластовий тиск, МПа	-	13,2	-	14,7	-	15,1	-	15,3	-	15,5
Коефіцієнт використання фонду свердловин:	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коефіцієнт експлуатації свердловин:	0,9	0,873	0,9	0,923	0,9	0,943	0,9	0,965	0,9	0,987
Щільність сітки видобувних свердловин, 10 ⁴ м ² на свердловину	0,059	0,069	0,059	0,079	0,059	0,083	0,059	0,097	0,059	0,98
Питомі залишкові загальні запаси на одну свердловину експлуатаційного фонду, 10 ⁶ м ³	15,1	23,4	13,8	25,9	13,5	23,7	13,1	22,9	12,6	22,3
Експлуатаційне буріння, 10 ³ м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Введення видобувних свердловин, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вибуття видобувних свердловин, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт	28	24	28	21	28	20	28	23	28	19
нафтових, шт	28	24	28	21	28	20	28	23	28	19
газових, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Середньодобовий дебіт 1 видобувної свердловини:										
нафти, т/д	4,1	3,1	3,8	2,7	3,6	2,6	3,4	2,5	3,1	2,1
розчиненого газу, м ³ /д	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1

У таблиці 4.4 наведено порівняння проєктних та фактичних показників технологічних параметрів розробки горизонту ПЗ за період з 2020 по 2024 роки. Зокрема, розглядаються обсяги річного та накопиченого видобутку нафти,

попутного газу і води, а також основні коефіцієнти та техніко-економічні показники, що характеризують ефективність розробки [1].

Упродовж аналізованого періоду спостерігається поступове зниження річного видобутку нафти. Наприклад, у 2020 році фактичний видобуток склав 24,004 тис. тонн, тоді як у 2024 році – вже лише 17,876 тис. тонн. Аналогічна тенденція спостерігається й щодо обсягів попутного газу та води. Це може свідчити про зниження продуктивності свердловин або вичерпання продуктивних запасів [1].

Коефіцієнт нафтовіддачі стабільно перебуває на рівні 0,651–0,658, що вказує на обмежене зростання ефективності розробки. Темп відбору від початкових видобувних запасів також має тенденцію до зниження: з 0,129 у 2017 році до 0,115 у 2021 році. Газовий фактор залишається незмінним або з незначними коливаннями на рівні 41,2–37,8 т/м³, що є типовим для стабільної стадії розробки [1].

Показник обводненості поступово зростає, досягаючи 97,1% у 2024 році, що вказує на переважання води у продукції та потребу в корекції розробки. Параметри, пов'язані з ефективністю використання свердловинного фонду (коефіцієнти використання, експлуатації, щільність сітки), залишаються відносно стабільними, але виявляють деяке зниження у останні роки [1].

Підсумовуючи, можна зазначити, що фактичні показники у більшості випадків поступаються проектним, особливо за обсягами видобутку. Це свідчить про необхідність перегляду підходів до розробки покладу, можливо, з урахуванням додаткових геологічних досліджень, оптимізації режимів експлуатації свердловин і впровадження сучасних методів підвищення нафтовіддачі [1].

Таблиця 4.5 – Поточний стан реалізації залишкових запасів вуглеводнів

Номер об'єкта розробки	Об'єкт розробки	Код класу запасів	Початкові геологічні запаси				Видобуток станом на 01.01.2022				Поточний коефіцієнт вилучення, част. од.				Залишкові видобувні запаси станом на 01.01.2022р.				Кінцевий коефіцієнт вилучення, част. од.			
			нафти, тис. т	розч. газу, млн м ³	вільного газу, млн м ³	конденсату, тис. т	нафти, тис. т	розч. газу, млн м ³	вільного газу, млн м ³	конденсату, тис. т	нафти	розч. газу	вільного газу	Конденсату	нафти, тис. т	розч. газу, млн м ³	вільного газу, млн м ³	конденсату, тис. т	нафти	розч. газу	вільного газу	конденсату
VIII	П-3	111+221	27673	1079	-	-	18 026	703	-	-	0,651	0,652	-	-	543	21	-	-	0,671	0,671	-	-

Поклад П-3 розробляється в умовах природнього пружньо-водонапірного режиму розробки.

5 РЕКОМЕНДАЦІЇ З КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ РОДОВИЩА

Контроль та ефективна розробка Гніденцівського нафтогазового родовища потребують системного підходу, що охоплює геологічно-промисловий аналіз, технічну експлуатацію свердловин, моніторинг пластових умов, економічну ефективність та екологічну безпеку. Передусім необхідно актуалізувати геолого-гідродинамічну модель родовища із використанням новітніх даних сейсмозвідки, геофізичних досліджень та динаміки пластових тисків. Це дозволить точніше визначити межі продуктивних пластів, зони обводнення та перспективи залучення нових покладів. Рекомендується провести зонування родовища з метою виділення слабозроблених ділянок і визначення потенційних зон для впровадження інтенсифікацій видобутку [10].

Необхідно впровадити регулярний технічний контроль за свердловинами, включаючи проведення повного комплексу геофізичних досліджень у процесі поточного та капітального ремонту, зокрема ВИК, ПС, нейтронно-нейтронного каротажу, термометрії та шумометрії. Важливо здійснювати моніторинг стану привибійної зони і виявляти ознаки кольматації, парафінових відкладень чи обводнення. У разі потреби доцільно проводити заходи з інтенсифікації видобутку, такі як гідророзрив пласта, кислотна обробка або імпульсні методи [9].

Контроль динаміки видобутку та пластових параметрів повинен базуватися на матеріальному балансі: співставлення добутку з розрахунковими залишками дає змогу оперативно виявити втрати чи нерівномірне виснаження пластів. Систематичне вимірювання пластового тиску у спостережних свердловинах дозволяє своєчасно реагувати на зниження ефективності систем розробки. Необхідно проводити оптимізацію сітки свердловин з урахуванням видобуткової нерівномірності, буріння нових або переведення старих свердловин у видобувний або нагнітальний фонд [10].

Техніко-економічний контроль передбачає регулярний аналіз дебітів та витрат на експлуатацію кожної свердловини, виявлення малорентабельних об'єктів і обґрунтування доцільності їх подальшої експлуатації. У разі погіршення

техніко-економічних показників варто розглянути впровадження вторинних або третинних методів впливу на пласт, зокрема газонагнітання, заводнення, ін'єкцію полімерів чи ПАРів [10].

Особливу увагу слід приділяти екологічному контролю, зокрема герметичності фонду свердловин, утилізації попутного нафтового газу та недопущенню забруднення ґрунтів і підземних вод. Систематичний контроль за станом навколишнього середовища у зоні родовища є запорукою відповідності діяльності чинним екологічним нормам [10].

Для підвищення ефективності управління розробкою рекомендується впровадити автоматизовану систему збору та аналізу даних (SCADA), а також створити цифрову модель родовища на основі сучасних програмних платформ (Petrel, Eclipse, CMG). Це дозволить оперативно моделювати різні сценарії розробки, оптимізувати технічні рішення та забезпечити прозоре прийняття управлінських рішень [10].

6. РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПОПЕРЕДЖЕННЯ УСКЛАДНЕНЬ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

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 [4].

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].

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 [11].

Основними причинами виходу з ладу кабельних ліній УЕВН в свердловинах Гнідинівського родовища є:

- 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 [11].

До таких заходів слід віднести:

- 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 [11].

Для захисту УЕВН від шкідливого впливу механічних домішок, які виносяться з пласта, доцільно провести дослідно-промислові випробування фільтрів, які встановлюються на вході в насос [10].

ВИСНОВКИ

Гнідинцівське нафтогазоконденсатне 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.

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

Горизонт P_3 є основним нафтоносним горизонтом Гнідинцівського родовища. Залягає нижче горизонту P_{1+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. У горизонті P_3 загальна товщина продуктивної товщі змінюється від 0 до 54,2 м.

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.

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 площі спостерігається мозаїчне змінення колекторських властивостей горизонту. В розрізі як за керном, так і за даними промислової геофізики кращими колекторськими властивостями характеризується середня частина горизонту, а верхня і місцями найнижча - найгіршими. Це пояснюється тим, що в покрівлі пісковики більш збагачені глинистим за рахунок вторинних змін і карбонатним матеріалом, мають прошарки алевролітів і глин. Така ж картина спостерігається і найнижчій частині, де, крім того, є лінзи і прошарки дрібногравійних, іноді дуже щільних і міцних конгломератів. Так в покрівлі і в

підшві горизонту пористість окремих прошарків змінюється від 5 % - 10 % до 15 %, а в середній, від 15 % і більше 20 % .

Мінливість пористості горизонту P_3 по розрізу і площі більша, ніж P_{1+2} . Коефіцієнт варіації пористості рівний 62 %.

Проникність досліджуваних зразків пісковиків і алевролітів коливається від менш, ніж 0,1 до $1700 \cdot 10^{-3}$ мкм² (два визначення) і в середньому складає $107,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², тобто за лабораторними даними P_3 характеризується самим низьким зі всіх продуктивних пластів, які розглядаються середнім значенням проникності. Це ймовірно обумовлено значними вторинними змінами пісковиків і алевролітів, які привели, як виходить з літологічного опису, до утворення значних кількостей глинисто-карбонатних уламків. Крім того, пласт характеризується максимальним в продуктивному розрізі вмістом польових шпатів, які більше всього піддаються пелімітизації.

Залишкова нафтонасиченість низька - від 0,3 % до 30 %.

Вивчення фізико-хімічних властивостей нафти по горизонту P_3 визначались на основі аналізів проб нафти, відібраної по 57 свердловинах, всього 74 аналізи. Попутні гази горизонту, які вивчаються різко відрізняються від газів інших родовищ, особливо по вмісту метану і пропан-бутану.

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 %.

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

Горизонт P_3 розкритий багатьма свердловинами. Розвинутий всесторонньо, крім південно-західного крила, де він розмитий в склепінні підняття по дотріасових відкладах. В межах контуру нафтоносності горизонт розкритий 116 свердловинами. Глибина залягання покрівлі в склепінні 1709 м, у зовнішньому контурі нафтоносності – 1787 м (свердловина 27). В межах контуру

нафтоносності промислові припливи нафти отримані в 67 свердловині. Початкові дебіти коливаються від 7 до 192 т/д.

Горизонт П₃ за контуром нафтоносності випробуваний в свердловинах 5, 82, 85. Останні дві свердловини на протязі довгого часу були п'езометричними.

Водоносний горизонт П₃ високонапірний, висота напору перевищує 1700 м.

За хімічним складом води горизонту П₃ відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи.

Горизонт П₃ розробляється з 1961 р. В експлуатації нафтового покладу перебувало 108 свердловин. Протягом перших семи років експлуатації спостерігалось зростання річних видобутків безводної нафти за рахунок інтенсивного розбурювання покладу. Середній питомий видобуток нафти на одну свердловину становив 21,5 тис. т.. За період з 1968 р. по 2000 р. обводнення продукції зросло з 8 % до 95 %. Питомий видобуток нафти на одну свердловину знизився до 4,6 тис. т. За період з 2002 р. по 2015р. за рахунок буріння нових свердловин на ділянці річний видобуток нафти коливався в межах 21,95 тис т.

Станом на 01.01.2025 р. поклад розробляється 18 свердловинами. Середньодобовий дебіт нафти по свердловинах змінюється від 1,7 т/д (св. 258) до 8,7 т/д (св. 250). За представленими даними запаси нафти складають відповідно 21005 млн т та 24062 млн т відповідно та практично відповідають затвердженим початковим видобувним запасам 18569 млн м³.

Упродовж аналізованого періоду спостерігається поступове зниження річного видобутку нафти Аналогічна тенденція спостерігається й щодо обсягів попутного газу та води. Це може свідчити про зниження продуктивності свердловин або вичерпання продуктивних запасів.

Показник обводненості поступово зростає, досягаючи 97,1% у 2024 році, що вказує на переважання води у продукції та потребу в корекції розробки. Параметри, пов'язані з ефективністю використання свердловинного фонду (коефіцієнти використання, експлуатації, щільність сітки), залишаються відносно стабільними, але виявляють деяке зниження у останні роки. Це свідчить про необхідність перегляду підходів до розробки покладу, можливо, з урахуванням

додаткових геологічних досліджень, оптимізації режимів експлуатації свердловин і впровадження сучасних методів підвищення нафтовіддачі.

Поклад П-3 розробляється в умовах природнього пружньо-водонапірного режиму розробки.

Контроль та ефективна розробка Гніденцівського нафтогазового родовища потребують системного підходу, що охоплює геологічно-промисловий аналіз, технічну експлуатацію свердловин, моніторинг пластових умов, економічну ефективність та екологічну безпеку. Необхідно впровадити регулярний технічний контроль за свердловинами, включаючи проведення повного комплексу геофізичних досліджень у процесі поточного та капітального ремонту, зокрема ІК, ПС, нейтронно-нейтронного каротажу, термометрії та шумометрії. Для підвищення ефективності управління розробкою рекомендується впровадити автоматизовану систему збору та аналізу даних (SCADA), а також створити цифрову модель родовища на основі сучасних програмних платформ (Petrel, Eclipse, CMG).

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 УкргіпроНШнафта
- [2] Онопрієнко В.П., Загнетко А.М. і інш. Технологічний проект розробки Гнідинцівського нафтового родовища. Київ. 1964 г., фонди УкргіпроНШнафта.
- [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., УкргіпроНШнафта.
- [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., УкргіпроНШнафта.
- [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] Клубова Т.Т. Глинисті матеріали и їх роль в генезисі, міграції і аккумуляції нафти. М., Недра, 1973.
- [9] Уточнений проект розробки Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища, НДПІ ПАТ «Укрнафта» 2013р.
- [10] Технологічний проект розробки Гнідинцівського нафтового родовища: Звіт УкргіпроНШнафта: В.П. Онопрієнко. – Київ, 1964р - 252с.
- [11] ВБН В.2.4-00013741-001:2008 „Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення“