

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР 103 – НЗГ

Група НЗГ – 21 – 1

Марія Хрептак

2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет Природничих наук

Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: "Геолого-промисловий аналіз розробки Південногвіздецького нафтового родовища"

Спеціальність 103 – Науки про Землю

Освітня програма Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР.НЗГ – 103 ПЗ

Студент гр. НЗГ-21-1 _____ Хрептак М.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Консультанти:

(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

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

Перевірено на плагіат _____ асист. Уграк Л.В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту.

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

Рецензент _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет	<u>Природничих наук</u>
Кафедра	<u>Геології та розвідки нафтових і газових родовищ</u>
Рівень вищої освіти	<u>Перший (бакалаврський) рівень</u>
Спеціальність	<u>103 – Науки про Землю</u>
Освітня програма	<u>Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія</u>

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ГРН
_____ доц. Михайлів І.Р.
«__» _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ**

Хрептак Марії Степанівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Геолого-промисловий аналіз розробки Південногвіздецького нафтового родовища

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2025

3. Вихідні дані до роботи

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали. 2. Опублікована література по району досліджень. 3. Особисті спостереження та узагальнення.

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

Вступ. 1. Загальні відомості про родовище. 2. Геолого-промислова характеристика родовища. 3. Аналіз поточного стану розробки родовища. 4. Аналіз стану відбору запасів. 5. Ефективність заходів з регулювання процесу розробки. 6. Обґрунтування рівнів видобутку нафти, газу та конденсату. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Структурні карти покрівлі продуктивних горизонтів нижньоменілітового, середньоменілітового, вигодського і манявського покладів.

2. Карти розробки нижньоменілітового, середньоменілітового, вигодського і манявського покладів.

3. Карти накопичених відборів рідини з нижньоменілітового, середньоменілітового, вигодського і манявського покладів.

6. Консультанти по роботі із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ 16.04.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.	16.04.2025	Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи.	18.04.2025	Виконано
3.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів.	24.04.2025	Виконано
4.	Аналіз поточного стану розробки родовища.	01.05.2025	Виконано
5.	Аналіз стану відбору запасів нафти з пластів і ділянок родовища.	08.05.2025	Виконано
6.	Ефективність заходів з регулювання процесу розробки	24.05.2025	Виконано
7.	Оформлення тексту і графічних додатків.	01.06.2025	Виконано
8.	Здача бакалаврської роботи на перевірку.	10.06.2025	Виконано

Здобувач ВО _____
(підпис)

Хрентак М.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

доц. Артим І.В.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота налічує 144 сторінки тексту, 59 таблиць, 19 рисунків, 8 графічних додатків.

У роботі зроблено аналіз геолого-промислових, промислово-геофізичних матеріалів, вивчена геологічна будова Південногвіздецького нафтового родовища. Проаналізовано поточний стан розробки родовища, а також стан вироблення запасів нафти з пластів і ділянок Південногвіздецького родовища.

Ключові слова: нафта, газ, конденсат, тектоніка, стратиграфія, параметри, розвідка, розробка, запаси, ефективність розробки.

ANNOTATION

The bachelor's thesis consists of 144 pages of text, 59 tables, 19 figures, 8 graphic appendices.

The work analyzes geological and industrial, industrial and geophysical materials, studies the geological structure of the Pivdennogvzdetsk oil field. The current state of development of the field, as well as the state of production of oil reserves from the layers and sections of the Pivdennogvzdetsk field, are analyzed.

Keywords: oil, gas, condensate, tectonics, stratigraphy, parameters, exploration, development, reserves, development efficiency.

ЗМІСТ

Вступ	6
1. Загальні відомості про родовище	9
1.1. Географо-економічні умови	9
1.2. Історія відкриття та вивченості родовища	10
2. Геолого-промислова характеристика родовища	17
2.1. Стратиграфія	17
2.2. Тектоніка	20
2.3. Нафтогазоносність	22
2.4. Водоносність	32
2.5. Фізико-хімічні властивості та склад пластових рідин і газів	33
2.6. Фізико-гідродинамічні характеристики продуктивних пластів	53
2.7. Запаси нафти, газу і конденсату	53
3. Аналіз поточного стану розробки родовища	62
3.1. Характеристика фонду свердловин	62
3.2. Характеристика відборів нафти, газу, конденсату і води	63
3.3. Характеристика енергетичного стану покладів родовища	116
3.4. Динаміка обводненості продукції	127
4. Аналіз стану відбору запасів	129
5. Ефективність заходів з регулювання процесу розробки	131
6. Обґрунтування рівнів видобутку нафти, газу та конденсату	132
Висновки	142
Перелік використаних джерел	144

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтова і газова промисловість на сьогодні є важливою галуззю народного господарства України. Доля нафти і газу в енергетичному середовищі країни стабільно висока. Перспективи розвитку економіки та паливно-енергетичного сектору свідчить про це, що нафта і газ у майбутньому для України збережуть свою домінуючу роль.

З метою здійснення Енергетичної програми України і створення могутньої паливно-енергетичної бази в теперішній час продовжується подальший розвиток пошуково-розвідувальних робіт на найперспективніших площах Карпатського регіону – основному нафтогазоносному регіоні України.

У Карпатській нафтогазоносній провінції відкрито багато родовищ нафти і газу, спостерігаються багаточисельні нафтогазопрояви і перспективні структури для введення їх в пошукове буріння.

Південногвіздецьке родовище розташоване у Надвірнянському районі Івано-Франківської області на відстані 2 км від м. Надвірна. У тектонічному відношенні воно належить до четвертого ярусу складок південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Дана структура виявлена сейсмозвідкою МСГТ у 1980 р. У 1982 р. розпочато буріння пошукової свердловини 1, яка розкрила обводнений розріз палеогенових відкладів південно-східної перикліналі Гвіздецької складки. У 1984 р. при випробуванні у свердловині 2 менілітових відкладів (інт. 3020-3165 м) одержано 202 т нафти і 191 тис.м³ газу на добу на діафрагмі діаметром 10 мм при буферному тиску 14,4 МПа, затрубному – 14,8 МПа, пластовому на глибині 3600 м – 43 МПа. У 1985 р. за даними сейсмічних досліджень МСГТ структура була введена у фонд до глибокого буріння. У 1986 р. свердловиною 4 у вигодсько-пасічнянських відкладах було виявлено газову шапку. Усього на родовищі пробурено 12 пошукових і розвідувальних свердловин, одна (№14) буриться. Розвідка родовища продовжується одночасно з дослідно-промисловою розробкою.

У геологічній будові структури беруть участь флішеві відклади верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодсько-пасічнянська,

бистрицька світи), олігоцену(менілітова світа) та моласові утворення міоцену (воротищенська світа).

Південногвіздецька антикліналь є фронтальною у четвертому ярусі структур. По утвореннях палеогену вона являє собою вузьку лінійно витягнуту асиметричну складку північно-західного простягання, яка є, по суті, південно-східним продовженням Гвіздецької. У північно-східному напрямку Південногвіздецька антикліналь насунута на структуру п'ятого ярусу, а на південному заході контактує з Пнівською складкою. Шарнір її занурюється на південний схід. Розміри складки 8,5x2,5 км, висота 900-1000 м.

Нафтогазоносність родовища пов'язана з утворенням менілітової, вигодсько-пасічнянської та манявської світ. У середньо- та нижньоменілітовій півсвітах Битківського блоку і в манявській світі II ділянки Пасічнянського блоку наявні нафтові поклади, у вигодсько-пасічнянській світі I ділянки Пасічнянського блоку – газоконденсатні з нафтовою облямівкою. З середньо менілітових відкладів одержано припливи нафти від 2 до 144 т/добу. Водонафтовий контакт прийнятий умовно на абсолютній відмітці –2840 м. З нижньоменілітової підсвіти у всіх випробуваних свердловинах незалежно від положення на структурі одержано нафту з водою або воду.

У 1998 р. виконано підрахунок запасів нафти газу і конденсату Південногвіздецького родовища, який розглянуто і затверджено ДКЗ України (протокол № 485 від 18.12.1998 р.). Затвердженні запаси вуглеводнів категорії С₁ в розмірі 3939/502 тис.т нафти, 1472/525 млн м³ нафтового та 1186 млн м³ вільного газу, 541/244 тис.т конденсату з коефіцієнтами нафто- і конденсатовилучення відповідно 0,127 та 0,45. Крім того ДКЗ затверджено запаси нафти 1623 тис.т з віднесенням їх до умовно-балансових категорії С₁, 3225/369 тис.т категорії С₂ та запаси нафтового газу відповідно 373 млн м³ і 999/480 млн м³.

Фактичні видобутки практично відповідають проектній величині. Згідно із базовим варіантом експлуатація родовища продовжується діючим фондом свердловин з підтримання пластового тиску.

Тому, подальші дослідження щодо ефективної розробки Південногвіздецького нафтового родовища є актуальними.

Метою бакалаврської роботи є системне дослідження основних геолого-промислових параметрів розробки Південногвіздецького нафтового родовища.

У завдання досліджень входять [1]:

– проаналізувати географо-економічні умови досліджуваного родовища, а також історію його відкриття;

– навести детальні геолого-промислові дані по Південногвіздецькому родовищі;

– охарактеризувати доступний фонд свердловин родовища;

– проаналізувати фактичні відбори флюїдів, а також системи впливу на продуктивні горизонти;

– проаналізувати енергетичний стан окремих покладів і динаміку їхнього обводнення;

– проаналізувати стан відбору запасів вуглеводнів з родовища;

– оцінити ефективність заходів з регулювання процесу розробки.

Об'єкт досліджень – процес розробки основних продуктивних відкладів Південногвіздецького родовища.

Предмет досліджень – основні геолого-промислові показники розробки Південногвіздецького родовища нафти.

Методи досліджень – аналіз і зіставлення загальних геолого-геофізичних матеріалів, статистики відборів пластових флюїдів і геолого-промислових показників при розробці родовища.

Основою для виконання даної бакалаврської роботи є загальнодоступні фондові геолого-геофізичні дані, матеріали з опублікованої літератури по району родовища, а також спостереження та узагальнення, отримані бакалавром.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Географо-економічні умови

Південногвіздецьке родовище розташоване у Надвірнянському районі Івано-Франківської області на відстані 2 км від м. Надвірна. У тектонічному відношенні воно належить до четвертого ярусу складок південно-східної частини Бориславсько- Покутської зони Передкарпатського прогину (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 – Оглядова схема району робіт

У геоморфологічному відношенні даний район охоплює передгір'я Карпат, яке переходить на північний-схід на рівнину. Рельєф у межах родовища горбисто-рівнинний з відмітками +380 - +580м.

Загальний нахил місцевості з північного-сходу на південний-схід. Найбільш крупними ріками є Бистриця Солотвинська і Бистриця Надвірнянська. Кількість води в них залежить від інтенсивності випадання опадів.

Клімат району помірно-континентальний. Річна кількість опадів – 700-900 мм. Середньорічна температура коливається від +5 до +7 °С. Абсолютні мінімальні і максимальні температури коливаються від +35 °С для літніх місяців, і -30 °С для зимового періоду.

У районі родовища добре розвинута сітка шосейних і залізних доріг. Північно-східну частину родовища пересікає залізна дорога, яка з'єднує міста

Львів-Івано-Франківськ-Надвірна-Рахів; шосейні дороги, які з'єднують місто Надвірна з містами Івано-Франківськ, Богородчани, Коломия, Делятин, Яремче та інші [2-6]. Більшість населених пунктів сільського типу зв'язані між собою гравійними і покращеними ґрунтовими дорогами (рис. 1.2).

Даний район досить густо заселений. Найкрупніші населені пункти – міста Богородчани, Надвірна, села Солотвино, Старуня, Жураки, Дзвиняч, Гвізд, Молодків та інші.



Рисунок 1.2 – Оглядова схема району розташування Південногвіздецького нафтового родовища

1.2 Історія відкриття та вивченості родовища

Промислова газонафтоносність родовища пов'язана з олігоценними і еоценовими відкладами палеогену Південногвіздецької антикліналі. Родовище відкрите пошуковою свердловиною 2 у 1984 р., якою було одержано приплив нафти з середньоменілітових відкладів олігоцену. Подальше проведення пошуково-розвідувальних робіт, дозволило виявити нафтові поклади у нижньоменілітових відкладах Битківського і Пасічнянського тектонічних блоків

та газоконденсатні у вигодських та манявських відкладах еоцену Пасічнянського блоку. Дослідно-промислова розробка родовища проводилась за проектною документацією, складеною ЦНДЛ ВАТ „Укрнафта” у 1985 р. (олігоцені поклади) та у 1988 р. (еоцені поклади).

Чинним документом, за яким здійснюється промислова розробка родовища, є технологічна схема 1999 р. затверджена протоколом ВАТ „Укрнафта” від 18.04.2000 р. До впровадження прийнято I варіант, який включає в себе базові варіанти по середньоменілітовому покладу IV-V ділянок Битківського блоку, нижньоменілітовим покладам V ділянки Битківського та I ділянки Пасічнянського блоків, вигодському і манявському покладах II ділянки Пасічнянського блоку, а також I варіанти по середньоменілітовому покладу I ділянки Пасічнянського блоку з додатковим бурінням експлуатаційної свердловини 79, нижньоменілітовому покладу III ділянки Битківського блоку з проведенням на свердловині 5 інтенсифікації припливу та вигодському покладу I ділянки Пасічнянського блоку з додатковим бурінням експлуатаційних 71 – у газовій шапці та 80 – у нафтовій облямівці [2-6].

Вихідні геолого-фізичні характеристики експлуатаційних об'єктів на дату складання технологічної схеми 1999 р. наведені в таблиці 1.1, а технологічні показники розробки по родовищу в цілому – у таблиці 1.2.

Таким чином, на родовищі виділено чотири експлуатаційних об'єкти: I об'єкт представлений середньоменілітовим продуктивним горизонтом, складеним IV, V ділянками Битківського блоку і I ділянкою Пасічнянського блоку; II об'єкт представлений нижньоменілітовим продуктивним горизонтом, складеним з III, V ділянок Битківського блоку і I ділянкою Пасічнянського блоку; III об'єкт представлений Вигодським продуктивним горизонтом і складений I, II ділянками Пасічнянського блоку; IV об'єкт розробки представлений Манявським продуктивним горизонтом складеним II ділянкою Пасічнянського блоку.

Таблиця 1.1 – Вихідні геолого-фізичні характеристики експлуатаційних об'єктів на дату складання технологічної схеми

Показники	Середньоменілітові поклади		Нижньоменілітові поклади			Вигодські поклади		Манявський поклад
	IV-V ділянки Битківсько- го блоку	I ділянка Пасічнян- ського блоку	III ділянка Битківсько- го блоку	V ділянка Битківсько- го блоку	I ділянка Пасічнян- ського блоку	I ділянка Пасічнян- ського блоку	II ділянка Пасічнян- ського блоку	II ділянка Пасічнян- ського блоку
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Середня глибина залягання, м	3000	3150	2800	3300	3500	3700	4100	4350
Тип покладу	пластовий, склепінний, тектонічно-екранований							
Тип колектора	порово-гранулярний							
Площа нафтогазоносності, 10 ³ м ²	2654	905	403	96	108	2222 (н)	769 (н)	390 (н)
						1865 (г)	1340 (г)	969 (г)
Середня загальна товщина, м	15,2	7,8	48,4	27	8,4	22,4	12	16,8
Середня газонасичена товщина, м	-	-	-	-	-	21,6	-	13,9
Середня нафтонасичена товщина, м	15,2	7,8	21,2	14	8,4	16	11,4	11,7
Пористість	0,106	0,16	0,13	0,12	0,11	0,09	0,09	0,07
Середня насиченість нафтою (газом)	0,81	0,67	0,832	0,77	0,65	0,779	0,78	0,8
Проникність, мкм ²	0,0724	0,00015	0,00046	0,00046	0,00014	0,00015	0,00017	0,00017
Коефіцієнт піщаності	0,51	0,12	0,27	0,29	0,45	70,45	0,93	0,23
Коефіцієнт розчленування	5,7	4	15	7	3,8	7	3	7
Пластова температура, °С	70	73	68	82	83	90	99	104
Пластовий тиск, МПа	44	64,1	41,2	47,9	66,8	53,6	61,15	62,4
Динамічний коефіцієнт в'язкості нафти в пластових умовах, МПа*с	0,58	0,5	1,8	0,67	0,5	0,58	0,57	0,58
Густина нафти в пластових умовах, кг/м ³	604	714	686	690	714	580	583	585

Кінець таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Об'ємний коефіцієнт нафти	1,925	1,508	1,33	1,52	1,493	2,09	2,17	2,17
Масова частка сірки, %	0,2	0,2	0,26	0,33	-	0,38	0,29	0,29
Масова частка парафіну, %	11,6	10,1	11,3	11,7	7,9	12,6	13,2	13,2
Тиск насичення нафти газом, МПа	24,7	32,4	27	30	32,4	53,6	61,15	62,4
Газовміст нафти, м ³ /т	425	297	201	230	297	400	494	494
Вміст стабільного конденсату, г/м ³	-	-	-	-	-	-	-	-
Динамічний коефіцієнт в'язкості води в пластових умовах, МПа*с	не визначалась							
Густина води. кг/м ³	1040	-	1069	-	-	1156	1015	1015
Середня продуктивність, т/(д-МПа)	55	8	6	7	4	8	8	-
Середня приймальність, т/(д-МПа)	-	-	-	-	-	-	-	-
Початкові балансові запаси нафти, 10 ³ т (які знаходяться на обліку Держбалансу України) в т.ч. категорії С1/С2	1483/112	423/319	582/-	7 2 / -	37/1001	998/-	238/380	106/300
Початкові видобувні запаси нафти, 10 ³ т (які знаходяться на обліку Держбалансу України) в т. ч. категорії С1/С2	322/24	69/52	16/-	6/-	1/115	68/-	14/38	6/30
Коефіцієнт нафтовилучення, долі од. в т. ч. по запасах категорії С1/С2	0,217/0,217	0,164/0,164	0,027/-	0,089/-	0,03/0,115	0,068/-	0,057/0,1	0,057/0,1
Початкові балансові запаси вільного газу, 10 ⁶ м ³ (які знаходяться на обліку Держбалансу України)	-	-	-	-	-	1004/-	-	182/
Початкові балансові запаси конденсату, 10 ³ Т	-	-	-	-	-	458	-	83
Об'ємний коефіцієнт нафти	-	-	-	-	-	0,45	-	0,45

Таблиця 1.2 – Характеристика основного фонду свердловин Південногвіздецького родовища

Роки, періоди	Введення свердловин з буріння				Фонд свердловин з початку розробки	Експлуатаційне буріння з початку розробки, 10 ³ м	Вибуття свердловин		Фонд видобувних свердловин на кінець періоду			Фонд нагнітальних свердловин на кінець року	Середньорічний дебіт на одну свердловину			
	всього	видобувних	нагнітальних	газових			всього	нагнітальних	всього, в т.ч. нафтових	механізованих	газових		нафти, т/д	рідини, т/д	газу, 10 ³ м ³ /д	
															нафтового	вільного
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1999	-	-	-	-	17	22,445	-	-	11/10	3	3	-	2,60	2,65	2,55	4,60
2000	-	-	-	-	17	22,445	-	-	11/10	3	3	-	2,55	2,65	2,45	4,00
2001	-	-	-	-	17	22,445	-	-	11/10	3	3	-	2,35	2,45	2,20	3,35
2002	1	1	-	-	18	25,545	-	-	12/11	3	3	-	2,35	2,45	1,95	2,95
2003	1	-	-	1	19	29,045	-	-	13/12	3	4	-	2,25	2,35	2,05	73,40
2004	1	1	-	-	20	32,845	-	-	14/13	5	4	-	2,45	2,55	2,50	58,90
2005	-	-	-	-	20	-	1	-	13/12	4	4	-	2,50	2,60	2,5	47,90
2006	-	-	-	-	20	-	-	-	13/12	4	4	-	2,25	2,40	2,20	37,10
2007	-	-	-	-	20	-	1	-	12/11	4	4	-	2,35	2,45	2,30	30,00
2008	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	4	4	-	2,15	2,30	2,20	22,80
2009	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	7	4	-	2,00	2,15	2,05	19,00
2010	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	7	4	-	1,90	2,00	2,00	15,40
2011	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	7	4	-	1,80	1,95	2,00	11,90
2012	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	7	4	-	1,65	1,80	1,95	9,70
2013	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	7	4	-	1,50	1,65	1,90	8,20
2014-2018	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	7	4	-	1,40	1,55	1,90	4,20

Кінець таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2019-2023	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	8	4	-	1,10	1,25	1,65	2,20
2024-2028	-	-	-	-	20	-	-	-	12/11	8	4	-	0,85	1,00	1,55	1,50
2029-2033	-	-	-	-	20	-	4	-	8/8	7	1	-	0,90	1,10	2,00	4,40
2034-2038	-	-	-	-	20	-	-	-	8/8	7	1	-	0,75	0,90	1,85	4,00
2039-2043	-	-	-	-	20	-	1	-	7/7	6	1	-	0,65	0,80	1,85	4,00
2044-2048	-	-	-	-	20	-	-	-	7/7	6	1	-	0,50	0,60	1,80	3,20
2049-2053	-	-	-	-	20	-	4	-	3/3	2	1	-	0,70	1,00	3,95	2,30
2054-2058	-	-	-	-	20	-	-	-	3/3	2	1	-	0,40	0,55	2,80	1,40
2059-2063	-	-	-	-	20	-	1	-	2/2	2	-	-	0,35	0,50	2,85	-
2064-2068	-	-	-	-	20	-	-	-	2/2	2	-	-	0,20	0,30	1,75	-
2069-2073	-	-	-	-	20	-	1	-	1/1	-	-	-	0,10	0,15	1,05	-

Протоколом ДКЗ України № 485 від 18.12.1998 р. затверджено запаси вуглеводнів категорії C_1 у кількості 3939/502 тис.т нафти, 1472/525 млн m^3 нафтового та 1186 млн m^3 вільного газу, 541/244 тис.т конденсату з коефіцієнтами нафто- і конденсатовилучення відповідно 0,127 та 0,45. За покладами запаси розподілені наступним чином: середньоменілітовий – 1906/391 тис.т нафти та 757/272 млн m^3 нафтового газу, нижньоменілітовий – 691/23 тис.т нафти та 145/14 млн m^3 нафтового газу, вигодський – 1236/82 тис.т нафти, 517/230 млн m^3 нафтового та 1004 млн m^3 вільного газу і 458/206 тис. т конденсату, манявський – 106/6 тис.т нафти, 53/9 млн m^3 нафтового та 182 млн m^3 вільного газу і 83/38 тис.т конденсату [2-6].

Станом на 01.01.2007 р. у видобувному фонді знаходилися десять свердловин (2, 4, 5, 8, 10, 16, 22, 23, 24, 25), у контрольному – три (6, 9, 29). П'ять нафтових свердловин дренують запаси I об'єкта, три нафтові – II об'єкта та дві нафтові – III об'єкта. Свердловина 10 сумісно дренує манявський поклад IV об'єкта разом з вигодським III об'єкта.

2. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

2.1 Стратиграфія

На Південногвіздецькому родовищі, як і в інших структурних елементах Бориславо-Покутської зони відомого Передкарпатського прогину, у геологічній будові приймають участь відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що представлені породами палеогенового і верхньокрейдового фліша і маласовими породами міоцену. Породи інтенсивно дислоковані, мають відносно однорідний склад і являють собою флішеві та моласові утворення [2-6]. Стратиграфічне розчленування проводиться згідно з регіональною стратиграфічною схемою відкладів Українських Карпат, запропонованою Академією наук України (1984 р.).

Верхньокрейдові (K_2) відклади об'єднуються в стрийську серію і представлені ритмічним чергуванням сірих і зеленувато-сірих пісковиків, алевролітів і аргілітів. На Південногвіздецькому родовищі відклади стрийської серії не відкриті ні одною зі свердловиною. По аналогії з "Глибинною" складкою Битківського родовища потужність відкладів стрийської серії досягає 300-400 м.

Палеогенові (P) відклади представлені всіма відділами – палеоценом, еоценом і олігоценом.

Палеоценові та еоценові відклади об'єднані в карпатську серію, яка поділяється на чотири світи: ямненська, манявська, вигодсько-пасічнянська і бистрицька.

Відклади ямненської світи (P_{1jm}) також не розкриті на Південногвіздецькому родовищі. У "Глибинній" складці Битківського родовища ці відклади представлені сірими і буроватими кварцевими пісковиками. Потужність ямненських відкладів складає від 20 до 80 м.

Манявська світа (P_{2mn}) представлена чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів.

Пісковики і алевроліти сірі зеленувато-сірі та зеленувато-сірі кварцеві, досить щільні. Аргіліти зеленувато-сірі, голубувато-сірі, темно-сірі, невапнякові, окремнілі.

У подошві манявської світи залягають строкаті горизонти потужністю 10-30 м представлений строкатими (вишневими і зеленими) аргілітами і зеленими алевролітами.

Відкрита потужність манявської світи становить 215-300м

Відклади вигодсько-пасічнянської світи (P₂vg-P₂ps) представлені чергуванням пісковиків, вапняків і мергелів. Зустрічаються прошарки алевролітів і аргілітів. Пісковики і алевроліти сірі, зеленувато-сірі, кварцеві, щільні, вапнякові. Аргіліти сірі, буровато-сірі, зеленувато-сірі, щільні. Вапняки і мергелі сірі, світло-сірі, голубовато-сірі щільні.

Відкрита потужність відкладів вигодсько-пасічнянської світи становить 70-130 м.

Відклади бистрицької світи (P₂bs) представлені аргілітами у флішевому перешаруванні з сірими і голубувато-сірими пісковиками та алевролітами. У верхній частині світи переважають аргіліти, у нижній частині – алевроліти. Виявлена потужність бистрицької світи становить 120-160 м.

Олігоцені відклади поділяються на менілітову і поляницьку серію.

Менілітова серія (P₃ml) у свою чергу поділяється на три підсвіти: нижньоменілітову (P₃ml₁), середньоменілітову (P₃ml₂) і верхньоменілітову (P₃ml₃).

У Гвіздецькій складці верхня частина менілітових відкладів розмита і в геологічній будові складки приймає участь тільки нижня частина середньоменілітової підсвіти, а також нижньоменілітова підсвіта.

Нижньоменілітова (P₃ml₁) підсвіта представлена черговою пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пісковики і алевроліти світло-сірі з жовтуватим, буруватим відтінком.

У подошві світи залягають роговикові горизонти потужністю 70-80 м, що складені чорними і темно-коричневими смугастими роговиками, які чергуються з аргілітами, алевролітами та пісковиками. Цей горизонт чітко виділяється на

електрокаратажних діаграмах і являється основним маркуючим горизонтом для геологічних побудов. Потужність нижньоменілітової світи складає 230-280 м.

Середньоменілітова (P_3ml_2) підсвіта представлена товщею, яка чергується пісковиками, алевролітами та аргілітами. Пісковики і алевроліти сірі, темно сірі, кварцеві, різнозернисті, вапнякові. Аргіліти чорні, темно-сірі з коречуватим і буроватим відтінком, слюдисті, вапнякові.

Потужність середньоменілітової світи становить 60-110 м.

Розріз олігоцену закінчується відкладами поляницької серії. У Південногвіздецькій складці відклади поляницької серії відсутні.

Неогенові відклади (N_1) на Південногвіздецькому родовищі представлені відкладами воротищенської (N_{1vr}) та стебницької (N_{1stb}) серії.

Відклади воротищенської серії (N_{1vr}) поділяються на нижньоворотищенську підсвіту (N_{1vr_1}), слободську світу (N_{1sl}) або світу слободських конгломератів та верхньоворотищенську підсвіту (N_{1vr_2}).

Нижньоворотищенська підсвіта (N_{1vr_1}) складена аргілітами і глинами, часто засоленими, з прошарками пісковиків і алевролітів. Пісковики і алевроліти сірі, світло-сірі і темно-сірі, кварцеві, різнозернисті, слюдисті, вапнякові. Аргіліти і глини сірі, світло-сірі, зеленувато- і голубувато-сірі, слюдисті, слабовапнякові і невапнякові.

Разом з глинами і аргілітами в розрізі світи часто зустрічаються соляно-глинисті брекчії.

Відкрита потужність відкладів нижньоворотищенської підсвіти коливається у широких межах від 30 до 1300 м.

Відклади слобідської світи (N_{1sl}) представлені переважно грубо уламковими породами: конгломератами і гравелітами. У склад світи входять пісковики, алевроліти, аргіліти, глини і доломіти. Конгломерати і гравеліти представляють собою породи сірого і темно-сірого кольору, складені напівокатаними уламками порід, які мають темно-сірий і білий колір. Конгломерати складені уламками розміром 0,5-3,0 см, гравеліти 1-5 мм. Потужність слобідської світи коливається в широких межах від 250 до 1900 м.

Відклади верхньоворотищенської (N_{1vr2}) підсвіти на Південногвіздецькому родовищі представлені у двох фаціях: глинисто-солевої і піщано-глинистої-добротовської.

Глинисто-соленосні відклади верхньоворотищенської підсвіти представлені товщею соленосних глин і аргілітів, які містять рідкісні прошарки пісковиків. Пісковики сірі, дрібнозернисті вапняковисті і невапняковисті. Аргіліти сірі, світло сірі, брекчієвидні, у більшості випадків невапняковисті. Товщина глинисто-соленосних відкладів складає 600-1600 м.

Піщано глиниста фація характеризується тонкошаровим чергуванням аргілітів з пісковиками і алевролітами, деколи зустрічаються мергелі. Пісковики і алевроліти сірі, темно-сірі і середньозернисті, кварцеві щільні, слюдисті, вапнякові і слабовапнякові. Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, вапнякові. Товщина відкладів добротовської фації складає від 220 до 1900 м.

Відклади стебницької серії (N_{1stb}) зв'язані поступовим переходом з підстиляючими породами верхньоворотищенської підсвіти. Характерною відмінністю та особливістю їх є рожевий або фіолетовий колір і значна вапняковистість. Відклади стебницької серії представлені рожево-бурими і коричнево-сірими, ділянками сірими карбонатними глинами і аргілітами. Потужність стебницьких відкладів складає 230-800 м.

Четвертинні відклади (Q) представлені глинами і суглинками, сірими, в'язкими, з прошарками піску. Місцями складені з алювіального і делювіального крупного щебеня, залягаючого на корінних породах. Потужність четвертинних відкладів коливається від 5 до 30 м.

2.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Південногвіздецьке родовище розташоване у межах Передкарпатського прогину.

Скибові Карпати насунуті з його заходу на Внутрішню зону Передкарпатського прогину, яка в свою чергу насунута на Зовнішню зону, а остання – на його західне закінчення Східноєвропейської платформи.

У тектонічному відношенні Південногвіздецьке родовище розташоване у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину.

Дані глибокого пошуково-розвідувального буріння і сейсмічних досліджень, проведених у великих межах у цьому районі, свідчать про широкий розвиток поперечних розривних порушень, розбиваючих усю Внутрішню зону на тектонічні блоки, які зміщені один відносно другого на різні відстані, що не дозволяє прослідковувати поздовжні зони, які би мали єдиний тектонічний контакт вздовж всього Передкарпаття.

На даному етапі геологічної вивченості представляється можливість виділити відносно припідняті і відносно опущені ділянки Внутрішньої зони, які суміщені один відносно іншого по системі поперечних розломів зсунутого характеру.

Таких ділянок на території Внутрішньої зони від р. Стрий і до Покутських Карпат можна виділити вісім: Танявський прогин; Долинське підняття; Оболонський прогин; Спас-Струтинське підняття; Майданське підняття; Битківсько-Манявське підняття; Прутський прогин; Микуличинське підняття. Кожна з цих ділянок включає в себе один або декілька більш дрібних тектонічних блоків, у межах яких розташовані окремі лінії антиклінальних складок, які мають, в основному, карпатське простягання. Південногвіздецьке родовище приурочене до Битківсько-Манявського підняття [2-6].

Відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину дислоковані тут в декілька антиклінальних складок насунутих одна на другу: "Газова", "Стара Копальня", "Глибинна", "Пнівська", "Старунська", "Гвіздецька", складена флішевіми відкладами верхньої крейди і палеогену та моласовими відкладами неогену. Таким чином, Південногвіздецька складка є самою північно-східною виявленою в Битківсько-Манявському піднятті.

У будові Південногвіздецької складки приймають участь моласові відклади неогену і флішеві відклади палеогену і верхньої крейди. У зв'язку з тим, що моласові відклади сильно дислоковані і зазнають значних змін в потужності і в фаціальному відношенні, в їх розрізі не представляється можливим виділити маркуючі горизонти і представити ясну картину глибинної тектоніки. Тому, всі

думки про геологічну будову Південногвіздецької складки базуються на флішевих відкладах палеогену, які являються доволі витриманими як по потужності, так і в фаціальному відношенні і в їх розрізі по керновому матеріалу і електрокаротажної характеристики чітко виділяються маркуючі горизонти. Складка розбита двома поперечними розривними порушеннями на два блоки. Складка дещо припіднята і витягнута на північний-захід по відношенню до Південногвіздецького блоку. Вертикальна амплітуда порушення складає 50-100 м, горизонтальна 100-150 м.

Південногвіздецька антикліналь є фронтальною у четвертому ярусі структур. В утвореннях палеогену – це вузька лінійно витягнута асиметрична складка північно-західного простягання, що є, по суті, південно-східним продовженням Гвіздецької (графічні додатки 1-4). Північно-східне крило її круте, з кутами нахилу до 60-90 °, значною мірою зрізане насувом, а південно-західне – відносно похиле, до 30°, і широкіше. У межах родовища поперечними порушеннями складка розбита на 2 блоки: Битківський і Пасічнянський, а останній, у свою чергу, – на 2 ділянки. У північно-східному напрямку Південногвіздецька антикліналь насунена на структуру 5-го ярусу, а на південному заході контактує з Пнівською складкою. Шарнір її занурюється на південний схід. Склепінна частина покрівлею менілітової світи знаходиться в Битківському блоці на абсолютній відмітці –2000 м, у Пасічнянському – –2400 м. Розміри складки 8,5 x 2,5 км, висота 900-1000 м.

2.3 Нафтогазоносність

Основними промислово продуктивними нафтогазоносними горизонтами на Південногвіздецькому родовищі є відклади палеогену Пнівського блоку. Солотвинський і Битківські блоки у наш час ще недостатньо вивчені. На основі геологічних побудов, даних випробовування свердловин, а також висновків за результатами промислово-геофізичних досліджень у палеогенових відкладах Пнівського блоку виділено чотири продуктивних горизонти зі своїми водонафтовими контактами і гідродинамічними системами [2-6].

Перший продуктивний горизонт приурочений до відкладів лопяницької світи і залягає в покрівлі менілітових відкладів. Відклади цього горизонту випробувані в свердловинах: №50, 55, 75, 45, 80, 70. Максимальний дебіт нафти з першого горизонту був одержаний у свердловині №55, де з інтервалу 1840-1750 м при роботі свердловини на 8 мм штуцері дебіт нафти склав 141,9 т/добу, газовий фактор склав 176,6 м³/т. Свердловиною №50 у лопяницьких відкладах було розкрито контакт нафта-вода. З інтервалу 1975-1996 м одержаний приплив нафти і пластової води дебітом 35 м³/добу, нафти – 15-30%. Після ізоляції водоносних горизонтів з інтервалу 1973-1977 м одержаний приплив нафти з дебітом 1 т/добу при періодичній роботі свердловини; газовий фактор склав 202 м³/т. У свердловині №75 при випробуванні вказаного горизонту припливу не одержано. У свердловинах №45, 80, 70 при випробуванні першого горизонту одержані припливи законтурних вод.

У межах Солотвинського блоку відклади лопянецької світи розкриті свердловиною №130. Згідно заключення матеріалів промислово-геофізичних досліджень ці відклади представлені кращими колекторами, які є нафтонасиченими. На дату складання підрахунку запасів свердловина знаходилась у випробуванні. Мінімальні відмітка покрівлі першого продуктивного горизонту в Солотвинському блоці складає –1300 м. Водонафтовий контакт відображений на кривих БКЗ з свердловини №130 на глибині 2185 м чи на абсолютній відмітці –1773 м. Поверх нафтоносності для першого продуктивного горизонту Солотвинського блоку складає 473 м.

Другий продуктивний горизонт залягає у покрівлі нижньоменілітових відкладів і відділений від першого сімдесяти метровою товщею аргілітів, яка добре прослідковується по всій площі. Цей поклад приурочений до пісковиків кливського і нижньороговиківського горизонтів.

Характер насиченості та фільтраційно-ємнісні властивості пластів-колекторів, виділених у розрізах свердловин родовища наведені у таблиці 2.1.

Параметр пористості прийнято за даними геофізичних досліджень, лабораторні визначення мають допоміжний характер через обмеженість кернавого матеріалу і переважаючу кількість некондеційних значень.

Таблиця 2.1 – Дані з товщин, насиченості та неоднорідності колекторів продуктивних відкладів

Номер свердловини	Товщина колекторів, м				Коефіцієнт відкритої пористості, %		Коефіцієнт нафтонасиченості, %	Коефіцієнти	
	загальна	ефективна	нафтонасичена	водонасичена				піщаності	розчленування
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Середньоменілітова підсвіта Битківський блок, III ділянка									
5	4,8	4,8	4,8	-	-	-	-	-	-
IV ділянка									
22	15	15	15	-	-	-	-	0,33	5
23	20,4	20,4	20,4	-	0,111	-	0,84	0,41	8
25	19,6	19,6	19,6	-	-	-	-	0,26	7
29	16,8	15,2	15,2	-	1,108	-	0,81	0,34	6
2	32,6	30,6	30,6	-	0,119	-	0,84	0,53	10
Середнє значення	20,9	20,2	20,2	-	0,113	-	0,83	0,37	7,2
V ділянка									
21	6,8	6,8	6,8	-	0,12	-	0,83	1	2
24	8	8	8	-	0,72	-	0,79	0,38	4
3	22	22	22	-	0,104	-	0,78	0,7	7
7	5,6	5,6	-	5,6	-	0,095	-	0,61	2
Середнє значення	10,6	10,6	9,2	1,4	0,1	0,095	0,8	0,67	3,7

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пасічнянський блок, I ділянка									
16	11,2	11,2	11,2	-	0,158	-	0,67	0,12	4
Середнє значення	11,2	11,2	11,2	-	0,158	-	0,67	0,12	4
Нижньоменілітова підсвіта Битківський блок, II ділянка									
1	26,4	25,2	5,2	20	-	-	-	0,16	13
70	6,4	6,4	-	6,4	-	-	-	0,21	4
Середнє значення	16,4	15,8	2,6	13,2	-	-	-	0,18	8,5
III ділянка									
5	48,4	46,6	17,6	29	0,131	0,149	0,83	0,27	15
IV ділянка									
23	26	22,4	-	22,4	-	-	-	0,35	8
22	34	30,8	10	20,8	0,133	0,111	0,82	0,29	10
Середнє значення	30	26,6	5	21,6	0,133	-	0,82	0,32	9
V ділянка									
24	22,6	22,6	13,4	9,2	-	-	-	0,26	5
3	25,6	25,6	16,4	9,2	0,14	0,1	0,77	0,26	8
7	32,8	32,8	20	12,8	0,101	0,095	0,74	0,35	8
Середнє значення	27	27	16,6	10,4	0,12	0,097	0,76	0,29	7

Кінець таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пасічнянський блок, I ділянка									
4	4	4	4	-	0,09	-	0,72	0,71	2
16	8,4	8,4	8,4	-	0,109	-	0,65	0,15	3
51	10	10	10	-	0,124	-	0,81	0,46	5
9	10,8	10,8	10,8	-	0,121	-	0,82	0,47	5
Середнє значення	8,3	8,3	8,3	-	0,111	-	0,75	0,45	3,8
Вигодська світа Пасічнянський блок, I ділянка									
4	26	26	26	-	0,103	-	0,78	0,57	7
16	17,6	17,6	17,6	-	0,09	-	0,84	0,28	5
9	14,8	14,8	10,4	4,4	0,1	0,85	0,7	0,39	5
Середнє значення	19,5	19,5	18	4,4	0,98	0,85	0,7	0,41	5,6
II ділянка									
10	10,4	10,4	-	10,4	-	-	-	0,17	4
V ділянка									
10	17,7	17,7	-	-	0,07	-	0,78	0,23	7

Так, у середньоменілітових відкладах з 37 значень по 7 свердловинах лише в свердловинах 2, 7, 23 – 13 визначень мають величини 7,4 % – 16,3 % при середньому 10,2 %. По нижньоменілітовим відкладам з 75 визначень по 8 свердловинах 41 взірць (свердловини 1, 4, 5, 7, 10, 23) характеризується пористістю 7,1 % – 15,8 % при середній 10,3 %. У вигодських відкладах з 9 визначень по двох свердловинах п'ять взірців по свердловині 10 мають величини 7 % – 8,5 % при середній 7,6 %. У манявських – з трьох значень по двох свердловинах наявне перше значення по свердловині 9 величиною 11,7 %.

Характеристика нафтонасиченості за кернам матеріалом також не може вважатись представницькою, оскільки з 18 визначень по 5 свердловинам у взірцях середньоменілітової підсвіти тільки в одному випадку вона дорівнює 70 % у свердловині 7. З 18 визначень по 6 свердловинах нижньоменілітової підсвіти 6,7 % – 88 % (3 взірцях по свердловині 10). З 6 визначень по двох свердловинах вигодської світи – 57 % – 82 % (два взірця по свердловині 10), у манявській світи визначення відсутні.

Параметр проникності в середньоменілітових відкладах із загальної кількості визначень 25 по чотирьох свердловинах, в 19 випадках характеризує не колекторські утворення, в 6 взірцях по двох свердловинах він коливається в межах $(0,16 - 66,7) \cdot 10^{-3}$ мкм², становлячи в середньому $29,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². У нижньоменілітових відкладах з 61 визначення по 7 свердловинах у 28 (6 свердловин) параметр коливається в межах $(0,1 - 50,9) \cdot 10^{-3}$ мкм² при середньому $6,06 \cdot 10^{-3}$ мкм², у вигодських відкладах за четвертим визначенням по свердловині 10 – $(0,13-0,22) \cdot 10^{-3}$ мкм², у манявських за I визначенням по свердловині 9 – $6,92 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Характеристика колекторських властивостей продуктивних горизонтів родовища наведена в таблицях 2.2-2.5, неоднорідність по піщанистості та розчленуванню – у таблиці 2.1.

Таблиця 2.2 – Характеристика колекторських властивостей нафтогазо-насиченості по свердловинах середньоменілітової підсвіти

Вид досліджень	Показники	Параметри			
		проникність, 10^{-3} мкм ²	коефіцієнт відкритої пористості, %	коефіцієнт початкової нафтонасиченості, %	коефіцієнт початкової газонасиченості, %
Лабораторні (керна)	Кількість свердловин	2	3	3	-
	Кількість визначень	6	13	9	-
	Середнє значення	29,3	0,102	0,205	-
	Коефіцієнт варіації, %	2,27	0,87	3,23	-
	Інтервал зміни	0,16-66,7	0,74-0,163	0,38-0,7	-
Геофізичні	Кількість свердловин	-	7	7	-
	Кількість визначень	-	41	40	-
	Середнє значення	-	0,11	0,81	-
	Коефіцієнт варіації, %	-	0,99	0,7	-
	Інтервал зміни	-	0,07-0,179	0,54-0,92	-
Гідродинамічні	Кількість свердловин	1 (№2)	-	-	-
	Кількість визначень	8	-	-	-
	Середнє значення	16,1	-	-	-
	Коефіцієнт варіації, %	46,6	-	-	-
	Інтервал зміни	12,4-19,9	-	-	-

Таблиця 2.3 – Характеристика колекторських властивостей нафтогазо-насиченості по свердловинах нижньоменілітової підсвіти

Вид досліджень	Показники	Параметри			
		проникність, 10 ⁻³ мкм ²	коефіцієнт відкритої пористості, %	коефіцієнт початкової нафтонаси- ченості, %	коефіцієнт початкової газонаси- ченості, %
Лабораторні (керна)	Кількість свердловин	6	6	6	-
	Кількість визначень	28	41	18	-
	Середнє значення	6,06	0,103	0,36	-
	Коефіцієнт варіації, %	8,38	0,84	2,3	-
	Інтервал зміни	0,1-50,9	0,071-0,58	0,05-0,88	-
Геофізичні	Кількість свердловин	-	9	8	-
	Кількість визначень	-	57	38	-
	Середнє значення	-	0,12	0,77	-
	Коефіцієнт варіації, %	-	0,93	0,39	-
	Інтервал зміни	-	0,085-0,197	0,57-0,87	-
Гідродинамічні	Кількість свердловин	-	-	-	-
	Кількість визначень	-	-	-	-
	Середнє значення	-	-	-	-
	Коефіцієнт варіації, %	-	-	-	-
	Інтервал зміни	-	-	-	-

Таблиця 2.4 – Характеристика колекторських властивостей нафтогазо-насиченості по свердловинах вигодської світи

Вид досліджень	Показники	Параметри			
		проникність, 10 ⁻³ мкм ²	коефіцієнт відкритої пористості, %	коефіцієнт початкової нафтонаси- ченості, %	коефіцієнт початкової газонаси- ченості, %
Лабораторні (керна)	Кількість свердловин	1	1	1	-
	Кількість визначень	4	5	5	-
	Середнє значення	0,17	0,76	0,36	-
	Коефіцієнт варіації, %	0,53	0,2	2,19	-
	Інтервал зміни	0,13-0,22	0,07-0,085	0,03-0,82	-
Геофізичні	Кількість свердловин	-	7	4	2
	Кількість визначень	-	30	17	7
	Середнє значення	-	0,09	0,78	0,78
	Коефіцієнт варіації, %	-	1	0,32	0,2
	Інтервал зміни	-	0,07-0,160	0,63-0,88	0,73-0,89
Гідродинамічні	Кількість свердловин	-	-	-	-
	Кількість визначень	-	-	-	-
	Середнє значення	-	-	-	-
	Коефіцієнт варіації, %	-	-	-	-
	Інтервал зміни	-	-	-	-

Таблиця 2.5 – Характеристика колекторських властивостей нафтогазо-насиченості по свердловинах манявської світи

Вид досліджень	Показники	Параметри			
		проникність, 10 ⁻³ мкм ²	коефіцієнт відкритої пористості, %	коефіцієнт початкової нафтонаси- ченості, %	коефіцієнт початкової газонаси- ченості, %
Лабораторні (керна)	Кількість свердловин	1	1	-	-
	Кількість визначень	1	1	-	-
	Середнє значення	6,92	0,117	-	-
	Коефіцієнт варіації, %	-	-	-	-
	Інтервал зміни	6,92	0,117	-	-
Геофізичні	Кількість свердловин	-	4	1	1
	Кількість визначень	-	10	2	5
	Середнє значення	-	0,07	0,8	0,77
	Коефіцієнт варіації, %	-	0,09	0,02	0,12
	Інтервал зміни	-	0,07-0,76	0,79-0,81	0,71-0,8
Гідродинамічні	Кількість свердловин	-	-	-	-
	Кількість визначень	-	-	-	-
	Середнє значення	-	-	-	-
	Коефіцієнт варіації, %	-	-	-	-
	Інтервал зміни	-	-	-	-

2.4 Водоносність

Пластові води палеогенових відкладів Південногвіздецького та Пнівського родовищ найбільш повно вивчені в Старунському і Битківському блоках. Дебіти пластових вод із різноманітних горизонтів палеогенових відкладів коливаються у широких межах. Із манявських відкладів свердловини 1-Пнів приток води при переливі склав 1,0 м³/добу (2600-2625 м), із вигодських відкладів у свердловині 2-Пнів приплив води при переливі досягав 51,8 м³/добу.

Згідно класифікації за В.А. Суліним пластові води палеогенових відкладів Південногвіздецького родовища відносяться до хлор-кальцієвого типу, групи хлоридних, підгрупи натрієвих вод. Загальна мінералізація палеогенових пластових вод змінюється в межах від 161,2 до 322 г/л. Густина вод коливається від 1100 до 1201 кг/м³. У пластовій воді міститься бром в кількості 10,6-161,1 мг/л і йод в кількості 3,8-34,6 мг/л [2-6].

У еоценових відкладах Південногвіздецької складки поширені води хлор-кальцієвого типу із загальною мінералізацією від 212,0 до 293,6 г/л, що свідчить про наявність зони застійного режиму вод, тобто сприятливих гідрогеологічних умов для збереження покладів вуглеводнів. Води менілітових шарів практично не відрізняються від вод еоценових.

Дебіти свердловин, що розкрили еоценові водоносні горизонти Південногвіздецької складки, становили від 6 до 21 м³/добу, а еоценові – від 0,98 до 5,8 м³/добу. Ефективні товщини еоценових водовміщуючих порід складають від 2,0 (св. №3) до 7,2 м (св. №9).

Із мікрокомпонентів у водах досліджувались йод, бор, бром. Вміст йоду 0-21 мг/л, бору – 5,3-74,5 мг/л, бромю – 30-300 мг/л. Вміст цих мікрокомпонентів згідно з даними А.А. Карцева не сягає кондинційних значень і тому промислової цінності для видобування не мають. Спеціальних гідрохімічних досліджень на Південногвіздецькому родовищі не проводилося. Гідрогеологічні умови його зумовлені особливостями геологічної будови, а також колекторськими властивостями водовміщуючих порід. Води еоценових відкладів є високонапірними. У них присутні розчинені гази.

Висока мінералізація пластових вод і їх густина, а також високі пластові тиски відповідають умовам гідродинамічної закритості надр і відсутності зв'язку з зовнішніми джерелами енергії.

2.5 Фізико-хімічні властивості та склад пластових рідин і газів

Глибинні проби нафти за весь період експлуатації родовища відібрані у 8-ми свердловинах, із них 5 аналізів якісні (свердловини 2, 5, 8, 16, 24).

Фізико-хімічні властивості нафти середньоменілітового покладу Битківського блоку вивчались на основі глибинної проби, відібраної із свердловини 2 у 1984 році на глибині 3000 м при початковому пластовому тиску 43,3 МПа. Тиск насичення становить 24,67 МПа. Параметри пластової нафти при пластовому тиску становлять: густина пластової нафти – 604 кг/м³, об'ємний коефіцієнт – 1,93, газовміст – 425 м³/т, динамічний коефіцієнт в'язкості – 0,58 мПа·с.

Проба нафти зі свердловини 8 характеризує середньоменілітовий поклад І ділянки Пасічнянського блоку, який нею розробляється. Відібрана вона у 1991 р. на глибині 2800 м при пластовому тиску 63,06 МПа. Тиск насичення пластової нафти – 32,4 МПа. Густина її в пластових умовах становить 713,6 кг/м³, газовміст – 297 м³/т, об'ємний коефіцієнт – 1,51, динамічний коефіцієнт в'язкості – 0,5 мПа·с.

Нафти нижньоменілітового покладу III і V ділянок Битківського блоку охарактеризовані пробамі, відібраними у свердловинах 5 і 24. У першій із них проба відібрана у 1986 р. на глибині 2380 м при пластовому тиску 41,4 МПа. Тиск насичення дорівнює 27 МПа, густина пластової нафти становить 686 кг/м³, газовміст – 201 м³/т, об'ємний коефіцієнт – 1,33.

Із свердловини 24 проба відібрана у 1996 році на глибині 3100 м. Пластовий тиск на дату відбору проби становив 42,2 МПа, тиск насичення – 30 МПа. Густина нафти в пластових умовах становить 690 кг/м³, газовміст – 230 м³/т, об'ємний коефіцієнт – 1,53, динамічний коефіцієнт в'язкості – 0,66 мПа·с.

Параметри пластової нафти вигодських відкладів вивчалися за результатами дослідження проб, які були відібрані із свердловин 4, 9 і 16 відповідно на глибинах 3280 м, 3800 м, 3500 м, у 1988 р. (свердловина 9) і 1993 р. (свердловина 16). Нафта із свердловини 9 є окислена, на що вказують її фізико-хімічні властивості, так як вона відібрана з приконтатної з водою зони. У свердловині 4 проба відібрана після десяти років розробки газоконденсатної частини. За цей період внаслідок гідродинамічних процесів в зону дренування цієї свердловини почала поступати нафта з нафтової облямівки. У зв'язку з цим для розрахунків прийнято фізико-хімічні властивості пластової нафти із свердловини 16 при тиску приведеному до відмітки газонафтового контакту 53,6 МПа: густина – 575 кг/м^3 , газовміст – $400 \text{ м}^3/\text{т}$, динамічний коефіцієнт в'язкості – $0,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і об'ємний коефіцієнт – 2,09.

Для нафтогазоконденсатного манявського і нафтового вигодського покладів II ділянки Пасічнянського блоку проба нафти із свердловини 10 не є представницькою через сумісне випробування горизонтів і значну недонасиченість при наявності газової шапки.

У розрахунках використані параметри по свердловині 16.

Основні параметри пластових нафт Південногіздецького родовища наведені в таблиці 2.6-2.7 і на рисунках. 2.1-2.4.

Фізико-хімічні властивості нафт в поверхневих умовах вивчалися за пробами, відібраними з менілітових і еоценових відкладів свердловинах 1, 2, 3, 5, 7, 8, 10, 16, 22, 23, 24, 25.

У середньоменілітових відкладах Битківського блоку фізико-хімічні властивості нафти вивчалися на основі 15 проб, відібраних зі свердловин що розташовані на IV ділянці цього блоку 2, 23, 24, 25. Середнє значення густини нафти становить $826,4 \text{ кг/м}^3$, значення кінематичного коефіцієнту в'язкості нафти змінюється від 1,9 до $11,2 \text{ мм}^2/\text{с}$ при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ і в середньому становить $5,6 \text{ мм}^2/\text{с}$. Середнє значення відносної молекулярної маси дорівнює 183,5. Температура початку кипіння дорівнює $77,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Таблиця 2.6 – Фізико-хімічні властивості нафти Південногвіздецького родовища в пластових умовах

№ свердловини	Глибина відбору, м Інтервал випробування, м	Дата відбору проб	Пластова температура, °С	Тиск насичення, МПа	Пластовий тиск, МПа	Об'ємний коефіцієнти пластової нафти	Газовміст, м ³ /т	Густина		Динамічний коефіцієнт в'язкості	Коефіцієнт стисливості, 1/МПа	Коефіцієнт температурного розширення, 1/°С	Газовий фактор на дату відбору проби, м ³ /т	Примітка
								пластової нафти, кг/м ³	розчиненого газу, кг/м ³					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
середньоменілітовий поклад (І горизонт)														
2	3000 3020-3098	15.07.84	77	-	43,3	1,93	425	604	1,038	0,58	2,66 * * 10 ⁻³	1,78 * * 10 ⁻⁴	330	-
				24,67		2,03	425	575	1,038	0,575				
				23,54		1,98	410	581	1,051	0,581				
				21,57		1,91	381	584	1,065	0,586				
				19,61		1,83	354	592	1,077	0,593				
				17,65		1,77	323	601	1,095	0,601				
				13,73		1,62	257	622	1,155	0,623				
				9,8		1,48	184	651	1,276	0,655				
				7,84		1,4	148	673	1,336	0,676				
				5,88		1,33	112	694	1,386	0,812				
				3,92		1,25	74	718	1,452	1,06				
				1,96		1,17	38	748	1,504	-				
				0,98		1,13	17	766	1,526	-				
8	2800 2930,7-3071	11.11.91	71	-	63,1	1,51	297	713,6	1,876	0,5	3,3 * * 10 ⁻³	2,7 * * 10 ⁻³	161,2	І горизонт
				32,4		1,68	297	642	1,876	0,48				
				25		1,58	235	653	1,882	0,52				
				20		1,49	194	668	1,891	0,57				

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
8	2800 2930,7-3071	11.11.91	71	15	63,1	1,41	149	691	0,935	0,71	3,3 * * 10 ⁻³	2,7 * * 10 ⁻³	161,2	I горизонт
				10		1,31	102	716	1,035	0,97				
				5		1,2	53	748	1,188	1,43				
				0		1,04	0	808,1	1,498	2,4				
нижньоменілітовий поклад (II горизонт)														
5	2380 2840-2918	20.10.86	70	-	41,1	1,33	201	686	0,85	-	3,65 * * 10 ⁻³	-	-	-
				27		1,4	201	652	0,85	1,1				
				25		1,38	193	654	0,852	1				
				20		1,34	166	662	0,856	0,99				
				15		1,29	134	674	0,868	1,15				
				10		1,22	94	708	0,898	1,35				
				7		1,16	68	738	0,962	1,58				
				5		1,12	47	760	1,099	1,81				
				3		1,08	30	788	1,207	“,15				
				2		1,06	19	804	-	1,45				
1	1,04	8	823	-	2,8									
24	3100 3205-3232	21.02.96	77	-	42,2	1,53	230	690	0,82	0,66	1,77 * * 10 ⁻³	1,36 * * 10 ⁻³	377,8	-
				30		1,56	230	675	0,82	0,65				
				27		1,52	213	676	0,824	0,67				
				24		1,47	194	679	0,831	0,69				
				21		1,43	171	683	0,8	0,71				
				18		1,38	150	690	0,86	0,75				
				15		1,32	127	697	0,885	0,84				

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
24	3100 3205-3232	21.02.96	77	12	63,1	1,27	104	710	0,931	0,95	1,77 * * 10 ⁻³	1,36 * * 10 ⁻³	377,8	-
				9		1,21	85	725	0,986	1,15				
				6		1,16	65	749	1,066	1,49				
				4		1,13	47	772	1,112	1,86				
				2		1,09	27	802	1,17	2,38				
				0		1,06	0	845	1,475	3,2				
вигодська світа (III горизонт)														
4	3280 3372-3427	13.06.96	83	13,86	13,9	1,31	83	696	0,888	1,22	-	1,18 * * 10 ⁻³	-	в пробо- вілбір- нику нафти
				13		1,29	77	701	0,891					
				11		1,26	66	712	0,898					
				9		1,22	53	724,5	0,914					
				7		1,19	46	749,5	0,929					
				5		1,17	32	744	0,987					
				3		1,13	20	771,8	1,087					
				1		1,08	7	790,4	1,195					
				0		1,056	0	801	1,258					
16	3500 3682-3690	28.09.93	88	-	54,7	2,09	400	575	0,825	0,6	-	1,39 * * 10 ⁻³	-	-
				53,6		2,09	400	575	0,825	0,6				
				50		2,03	378	575	0,827	0,61				
				45		1,95	346	580	0,84	0,68				
				40		1,86	315	586	0,86	0,75				
				35		1,78	284	597	0,89	0,84				

Кінець таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
16	3500 3682-3690	28.09.93	88	30	54,7	1,68	254	614	0,928	0,94	-	1,39 * * 10 ⁻⁴	-	-
				26		1,61	226	630	0,976	1,03				
				22		1,52	219	649	1,03	1,14				
				18		1,44	166	670	1,088	1,25				
				14		1,36	135	695	1,146	1,44				
				10		1,26	101	722	1,126	1,65				
				6		1,18	63	748	1,284	1,9				
				3		1,12	33	771	1,334	2,16				

Таблиця 2.7 – Основні параметри пластових нафт

Блок, ділянка	Пластова температура, °С	Приведений пластовий тиск, МПа	Газовміст пластової нафти, м ³ /т	Об'ємний коефіцієнт	Густина пластової нафти, кг/м ³	Густина розчиненого газу, кг/м ³	Динамічний коефіцієнт в'язкості, мПа*с
Середньоменілітовий поклад							
Битківський, III, IV, V	70	43,95	425	1,925	604	1,038	0,58
Пасічнянський, I	73	64,1	297	1,508	714	0,876	0,5
Нижньоменілітовий поклад							
Битківський, II	66	42,25	201	1,329	686	0,88	1,83
Битківський, III	68	41,25	201	1,33	686	0,85	1,8
Битківський, IV	72	43,35	201	1,321	686	0,85	1,87
Битківський, V	82	47,95	230	1,52	690	0,818	0,67
Пасічнянський, I	83	66,85	297	1,493	814	0,876	0,5
Вигодський поклад							
Пасічнянський, I	90	53,6	400	2,09	575	0,825	0,56
Пасічнянський, II	99	61,35	494	2,17	583	0,825	0,57
Манявський поклад							
Пасічнянський, II	104	62,4	494	2,174	585	0,825	0,58

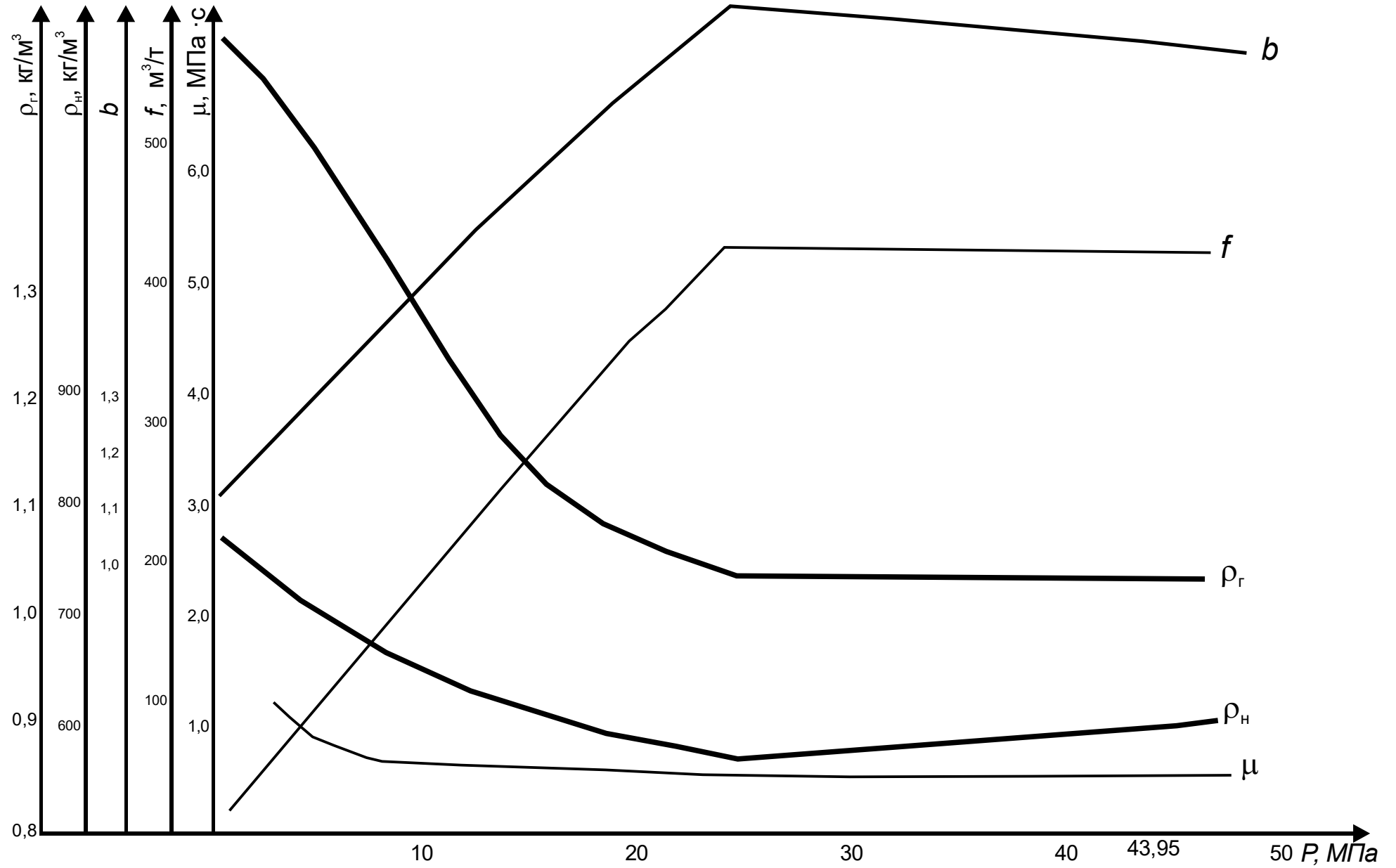


Рисунок 2.1 – Залежність параметрів пластової нафти і розчиненого газу від тиску насичення і пластового тиску (свердловина 2, середньоменілітовий поклад)

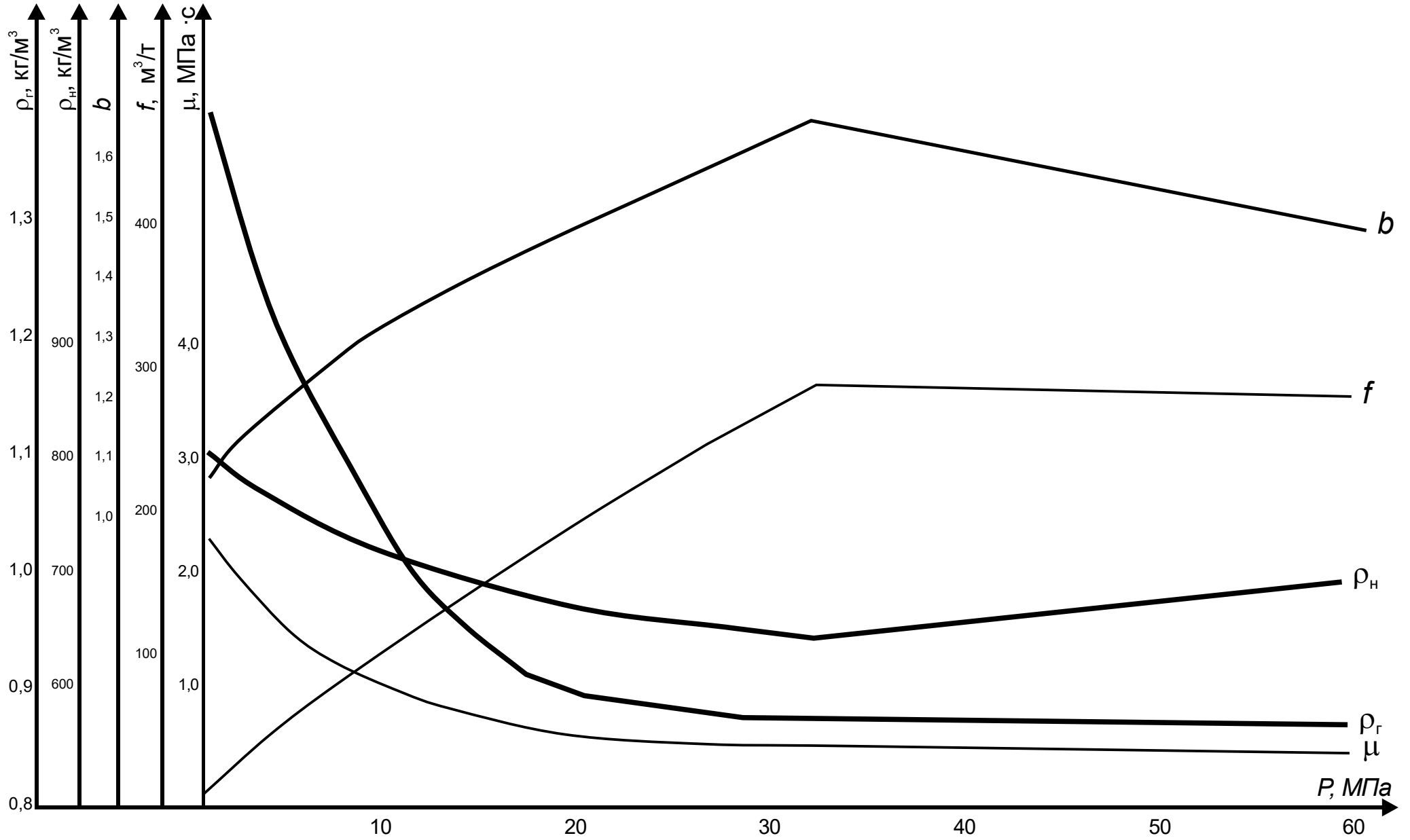


Рисунок 2.2 – Залежність параметрів пластової нафти і розчиненого газу від тиску насичення і пластового тиску (свердловина 8, середньоменілітовий поклад)

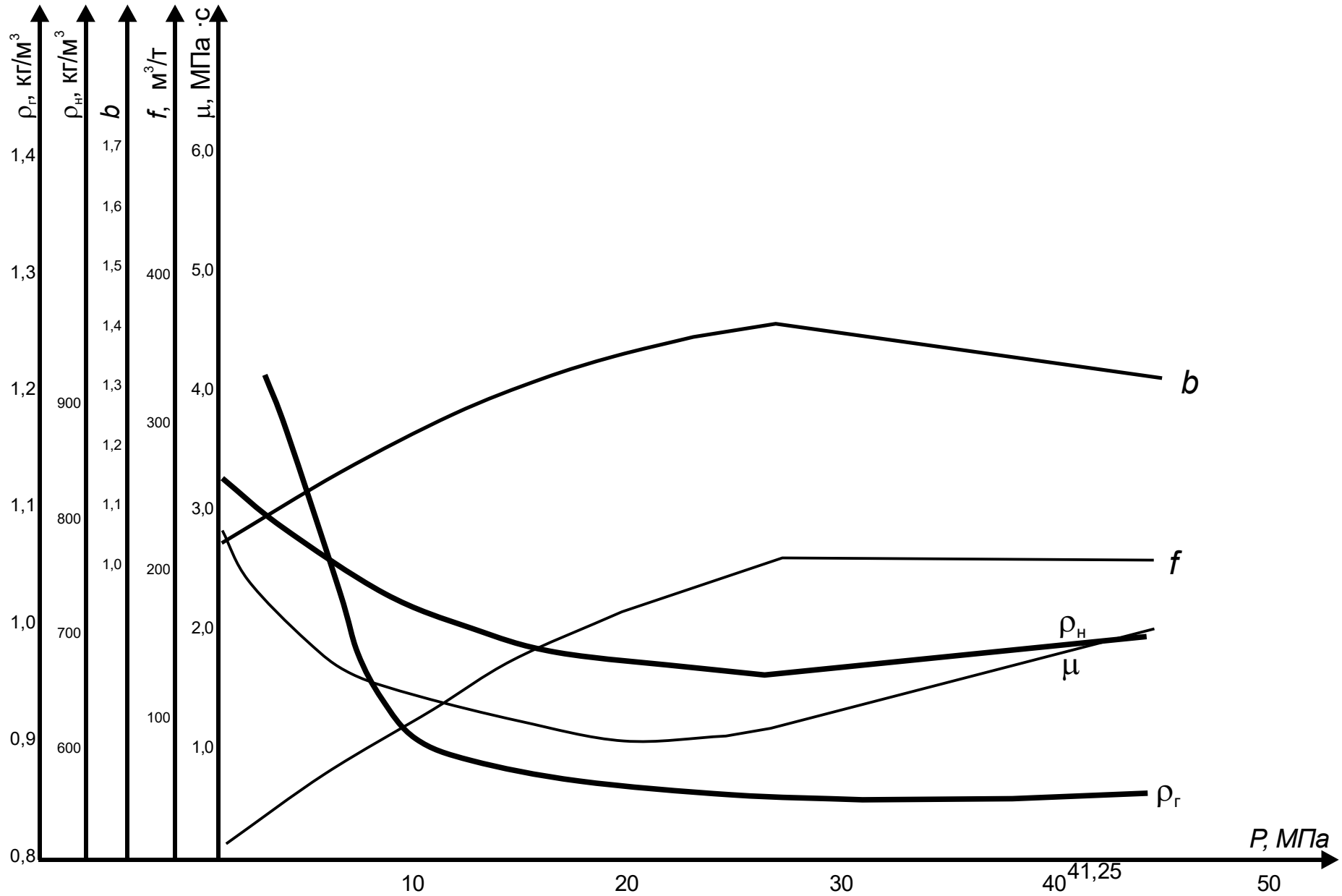


Рисунок 2.3 – Залежність параметрів пластової нафти і розчиненого газу від тиску насичення і пластового тиску (свердловина 5, нижньоменілітовий поклад)

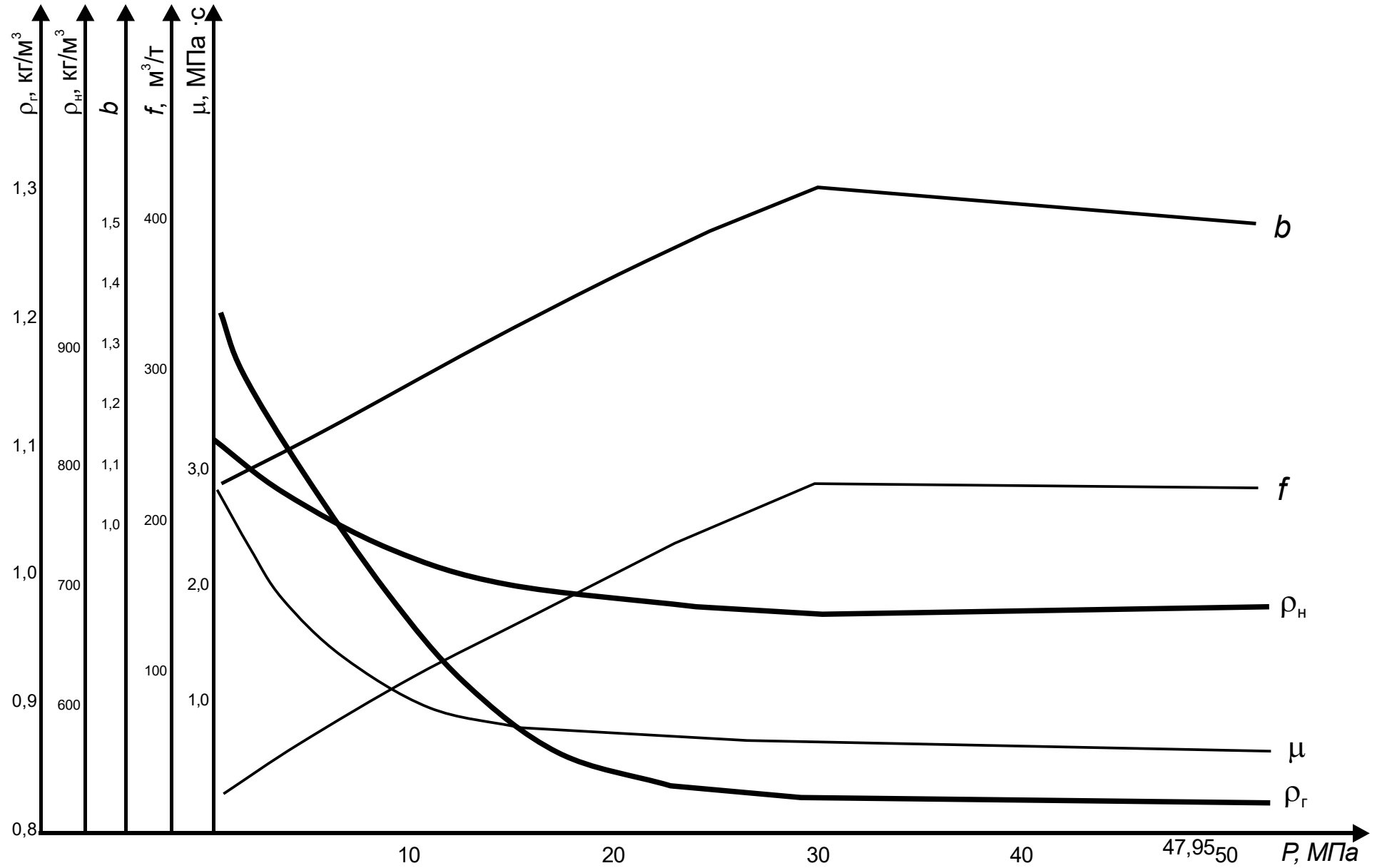


Рисунок 2.4 – Залежність параметрів пластової нафти і розчиненого газу від тиску насичення і пластового тиску (свердловина 24, нижньоменілітовий поклад)

За геологічною класифікацією нафта IV ділянки Битківського блоку відноситься до легкої за густиною і відносною молекулярною масою, середньої за в'язкістю, високопарафіністої, смолистої, малосірчистої.

На I ділянці Пасічнянського блоку за аналізами проб свердловини 8 густина нафти – $842,5 \text{ кг/м}^3$, кінематичний коефіцієнт в'язкості – $5,2 \text{ мм}^2/\text{с}$, відносна молекулярна маса – 218,5. Температура початку кипіння – $58,5 \text{ }^\circ\text{C}$, масова частка силікагелевих смол – 7,5 %, сірки – 0,2 %, парафіну – 10,1 %, асфальтенів – 0,6 %.

За геохімічною класифікацією нафта I ділянки Пасічнянського блоку є аналогом нафт Битківського блоку. Фізико-хімічні властивості нафти нижньоменілітового покладу цієї ділянки прийняті за аналогією з середньоменілітовим покладом. Фізико-хімічні властивості нафти нижньоменілітового покладу в межах Битківського блоку вивчені на основі проб, відібраних в шести свердловинах. За даними цих аналізів нафта має більшу густину ніж нафта середньоменілітового покладу.

Фізико-хімічні властивості нафти для II ділянки Битківського блоку прийняті на основі аналізу проби з свердловини 1.

Нафта цієї частини покладу є середньою за густиною (848 кг/м^3), відносною молекулярною масою (207,8) і кінематичним коефіцієнтом в'язкості ($5,02 \text{ мм}^2/\text{с}$). За вмістом смол – смолиста (масова частка асфальтенів і силікагелевих смол складає 8,44 %), сірчиста (0,31 % сірки) і високо парафініста (14,2 % парафінів).

Нафта III ділянки Битківського блоку охарактеризована 5-ма пробамі відібраними із свердловини 5 і за геохімічною класифікацією аналогічні нафті II ділянки.

На IV ділянці Битківського блоку з нижньоменілітових відкладів відібрана проба із свердловини 22. Згідно з геохімічною класифікацією нафта цієї ділянки є важкою ($872,1 \text{ кг/м}^3$), середньою за відносною молекулярною масою (219) і з кінематичним коефіцієнтом в'язкості ($11,6 \text{ мм}^2/\text{с}$).

Нафта сірчиста, високопарафініста і високосмолиста.

Нафти нижньоменілітового покладу V ділянки Битківського блоку представлені 5 пробамі (свердловина 3, 7, 24). Густина нафти змінюється від 863,9 (свердловина 3) до $878,6 \text{ кг/м}^3$ (свердловина 24), значення кінематичного

коефіцієнту в'язкості – в межах 8,25 (свердловина 7) – 29,36 мм²/с (свердловина 24). Згідно з геохімічною класифікацією нафта відноситься до середньої за густиною (869 кг/м³) і відносною молекулярною масою (233,3), високов'язкої (17,174 мм²/с), високопарафіністої (11,7 %), сірчистої (0,33 %), високосмолистої.

У межах Пасічнянського блоку нафта нижньоменілітового покладу охарактеризована однією пробомою відібраною зі свердловини 16 і є легшою і менш парафіністою у порівнянні з нафтами Битківського блоку.

Фізико-хімічні властивості нафти еоценових відкладів вивчались на основі проб відібраних із свердловин 9, 10, 16.

Нафта вигодського покладу I ділянки Пасічнянського блоку згідно з технологічною класифікацією є легкою за густиною і відносною молекулярною масою (відповідно 840,5 кг/м³ і 197). За в'язкістю (5,54 мм³/с) відноситься до середніх, а за масовою часткою компонентів є сірчистою (0,38 %), високопарафіністою (12,6 %) і смолистою (сумарна масова частка асфальтенів і силікагелевих смол складає 9,63 %).

Нафти II ділянки Пасічнянського блоку вивчені свердловиною 10, яка розкрила всю товщу еоценових відкладів. Нафта манявських відкладів є важкою. Густина її змінюється в межах від 900,8 до 909,5 кг/м³ і в середньому становить 903,7 кг/м³. Кінематичний коефіцієнт в'язкості 21,16 мм²/с, відносна молекулярна маса 269, масова частка асфальтенів 4,4 %, силікагелевих смол 14,8 %, сірки 0,29 % і парафіну 13,2 %.

Конденсат вигодського покладу I ділянки Пасічнянського блоку має середню густину 799,4 кг/м³, відносну молекулярну масу 147,6, вихід фракцій до 300 °С становить 55 %.

Результати аналізів нафти в поверхневих умовах наведені в таблиці 2.8.

Нафтові гази середньоменілітових покладів складаються з 82,37 % метану і 16,19 % його гомологів при густині 0,8551 на Битківському блоці і відповідно 90,15 %, 8,78 %, 0,7674 на Пасічнянському. У нижньоменілітових покладах газ дещо жирніший густиною 0,8864 – 0,9188. Газ нафтової облямівки вигодського покладу I ділянки Пасічнянського блоку (свердловини 9, 16) за покладом наближається до газів середньоменілітового покладу Битківського блоку – при

вмісті метану 83,31 % його густина становить 0,8547. У манявському покладі (свердловина 10) нафтовий газ найбільш сухий з вмістом метану біля 90 % і за складом відповідає природньому.

Сепарований газ газоконденсатної шапки вигодського покладу свердловини 4 при мольній частці метану 89,96 % має 8,6 % гомологів, 0,91 % азоту та 0,53 % оксиду вуглецю. Склад нафтових газів родовища наведено в таблиці 2.9, вільного газу – у таблиці 2.10. Результати диференціальної конденсації пластового газу свердловини 4 наведено на рисунку 2.5.

Припливи пластових вод одержано з менілітових та еоценових відкладів родовища. Всього випробувано 12 водоносних об'єктів – 8 в колоні і 4 у відкритому стовбурі свердловин. За проведеними хімічними аналізами, води обох стратиграфічних комплексів аналогічні за складом і відносяться до хлоркальцієвого типу із загальною мінералізацією від 212 до 293,6 г/л. Дебіти свердловин з менілітових водоносних горизонтів склали від 8 до 21 м³/добу, з еоценових від 0,98 до 5,8 м³/д. Ефективні товщини водонасичених порід становлять відповідно 5,6 м (свердловина 7), 22,4 м (свердловина 23), 2 м (свердловина 3) та 7,2 м (свердловина 9). Промислової цінності води за вмістом мікрокомпонентів не мають. У менілітових водах присутні в мг/л йод в кількості 0-16,9, бром – 2,66-101,2, В₂С₃ – 50-700, в еоценовій: йод – 0-21, бром – 5,3-74,5, В₂С₃ – 30-300. Характеристика розчинених у пластових водах газів наведена у таблиці 2.11.

Висока мінералізація вод свідчить про наявність зон застійного режиму, що відповідає умовам гідродинамічної закритості надр.

Таблиця 2.8 – Фізико-хімічні властивості нафти Південногвіздецького родовища в поверхневих умовах

Дата відбору проб	Густина, кг/м ³	Кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти при 50 °С, мм ² /с	Відносна молекулярна маса	Температура застигання °С	Температура початку кипіння °С	Об'ємна частка фракцій при температурі кипіння, °С, %						Масова частка, %					Температура плавлення парафіну, °С	Вміст солей, мг/л	Кислотне число КОН, мг	Коефіцієнт світлопоглинання
						100	150	200	250	300	350	асфальтенив	силікагелевих	сірки	парафіну	води				
08.04.86	808,2	2,385	168	16	65	-	-	-	-	-	-	-	1,2	-	6,9	-	53,5	-	0,031	-
08.04.86	776,3	-	145	-	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02.11.86	775,1	-	147	5	45	16	38	54	70	78	88	-	0,6	-	2,5	-	55,5	-	1,343	-
08.09.87	761,6	-	-	-	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.08.89	772,3	-	111	-	32,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29.03.90	760	-	110,6	-	27,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23.08.92	807,9	2,3	-	5	52	7	21	44	54	61	-	-	-	-	8,04	4	-	448	-	-
11.06.93	833,4	12,5	-	15	50	14	35	46	57	62	-	-	-	-	8,04	4	-	-	-	-
06.10.93	827,7	2,62	-	17	60	7,5	16	26	39	49	-	-	-	-	7,03	4	-	-	-	-
12.03.96	825	4,25	-	18	68	4	10	22	30	36	-	-	-	-	10,1	2,8	-	-	-	-
13.06.96	846	6,213	203,8	32	64	7	20	29	35	44	57	0,8	8,4	0,2	15,8	-	56,5	382	0,14	244
Середні значення	799,4	5,051	147,6	15,4	48,8	9,3	23	37	48	55	73	0,8	3,4	0,2	8,3	3,7	55,2	415	0,505	244

Місце відбору проб – свердловина 4
Інтервал випробування – 3372-3427 м

Таблиця 2.9 – Склад газу, розчиненого в нафті Південногвіздецького родовища

Свердловина	Дата відбору проб	Умови відбору		Мольна частка, %														Густина, кг/м ³	Відносна густина газу за повітрям	Примітка	
		тиск, МПА	інтервал, м	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	I-С ₄ Н ₁₀	Н-С ₄ Н ₁₀	i-С ₅ Н ₁₂	Н-С ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	СО ₂	Н ₂	Не	Ar	Н ₂	О ₂				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
2	11.04.84	-	3021,1-3165	70,6	14,16	7,23	1,03	2,34	0,7	0,6	-	2,54	0,19	0,003	-	0,001	0,5	0,9814	0,8144	-	
	19.04.84	24,1	3021,1-3165	67	12,62	8,75	1,10	3,29	1,05	0,89	-	1,36	3,13	-	0,002		-	1,0332	0,8575	гл. відбору 3000м	
	20.04.85	1,2	3021,1-3165	72,6	13,43	7,11	0,94	1,99	0,57	0,45	-	2,42	0,16	-	0,0002		-	0,9516	0,7897	гирло	
	25.04.84	25,1	3021,1-3165	67,9	13,1	8,56	1,36	3,2	1,09	0,96	-	1,97	1,01	0,0026	0,003		-	1,2289	1,0199	-	
	17.11.84	23,6	3021,1-3165	65,9	13,6	9,19	1,40	3,04	0,89	0,92	-	2,19	2,25	0,002	-		-	-	1,0412	0,864	гл. відбору 3000м
	18.11.84	26,1	3021,1-3165	64,9	14,48	8,62	1,32	3,02	0,59	0,86	-	2,52	2,95	0,001	0,001		-	-	1,0350	0,8589	-
	13.01.89	-	3021,1-3165	59	16,24	12,99	1,92	4,35	1,18	0,92	0,62	2,77	-	0,0004	0,003		-	-	1,1377	0,9441	-
	12.05.94	1,4	3021,1-3165	91,5	4,02	1,98	0,36	0,68	0,25	0,23	-	0,3	0,71	-	-		-	-	0,7385	0,6129	-
Середнє значення				69,9	12,71	8,05	1,18	2,74	0,79	0,73	-	2,01	1,49	0,0018	0,0018	0,001	-	1,0184	0,8452	-	
3	02.07.85	-	3158-3230	84,8	8,35	3,59	0,46	0,85	0,18	0,12	-	0,88	0,67	0,0036	0,003	-	-	0,8099	0,6731	з буфера	
	26.07.85	9,3	3158-3230	68,6	11,9	8,9	1,68	3,41	1,01	0,64	0,35	0,55	2,95	-	-	-	-	1,0115	0,8394	-	
	26.07.85	6,6	3158-3230	62,6	12,88	10,42	1,87	3,76	1,15	0,76	0,48	2,37	3,79	-	-	-	-	1,081	0,8971	-	
	26.07.85	19,7	3158-3230	74,5	10,71	7	1,28	2,2	1,65	0,35	0,23	0,45	2,64	-	-	-	-	0,9298	0,7716	-	
	26.07.85	12,9	3158-3230	70,4	10,74	7,8	1,38	2,73	0,86	0,5	0,43	0,48	4,69	-	-	-	-	0,9764	0,8102	-	
	02.08.85	20,1	3158-3230	70,4	10,74	7,8	1,38	2,73	0,86	0,5	-	0,48	4,69	-	0,03	-	-	0,9764	0,8102	гл. відбору 3000м	
Середнє значення				71,9	10,89	7,59	1,34	2,61	0,79	0,48	0,37	0,87	3,24	0,0036	0,02	-	-	0,9642	0,8001	-	

Продовження таблиці 2.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
5	29.09.86	-	2840-2918	93	3,5	1	0,12	0,16	0,04	0,02	-	0,43	1,75	0,001	0,0005	-	-	0,7213	0,5986	-
	20.10.86	5	2840-2918	60,8	16,78	13,72	2,21	4,11	1,09	0,65	-	0,33	-	-	0,2	-	-	1,1029	0,9153	-
	20.10.86	10,5	2840-2918	77,7	10	6,04	1,13	1,99	0,61	0,37	-	0,56	1,41	-	0,03	-	-	0,9	0,7469	-
	15.09.94	49,1	2840-2918	83,5	9,37	4,03	0,51	1,05	0,27	0,26	-	0,4	0,59	-	-	-	-	0,8214	0,6817	-
Середнє значення				78,8	9,91	6,2	0,99	1,83	0,5	0,33	-	0,43	1,25	0,001	0,077	-	-	0,8864	0,7356	-
8	20.06.91	-	2930,7-2994	93,8	1,73	1,04	0,34	1,04	0,52	0,35	-	1,21	-	-	-	-	-	0,7521	0,6242	газ з бур. розч.
	08.04.92	3,4	2930,7-2994	86,5	8,26	3,1	0,32	0,55	0,11	0,11	-	0,5	0,21	-	-	-	-	0,7674	0,6369	-
Середнє значення				90,2	5	2,07	0,33	0,8	0,32	0,23	-	0,86	0,21	-	-	-	-	0,7674	0,6369	-
9	03.02.88	-	3889-3898	92,5	2,9	1,85	0,41	1,12	0,48	0,39	0,26	0,05	-	-	-	-	-	0,7655	0,6273	-
	05.03.88	-	3856-3862	81,6	7,39	4,24	0,97	1,9	0,72	0,41	0,3	0,37	2,15	-	-	-	-	0,867	0,7195	-
Середнє значення				87,1	5,15	3,05	0,69	0,51	0,6	0,4	0,28	0,21	2,15	-	-	-	-	0,8163	0,6784	-
10	23.04.90	-	4366-4386	92,9	4,52	1,03	0,12	0,15	0,05	0,02	-	0,1	0,83	0,005	0,001	-	-	0,7192	0,6316	-
	27.09.90	-	4308-4342	89,8	5,4	2	0,33	0,51	0,14	0,07	-	1,1	0,69	-	-	-	-	0,761	0,6316	-
	25.09.90	-	4308-4342	91,6	4,6	1,57	0,22	0,3	0,06	0,03	-	0,95	0,67	-	-	-	-	0,7404	0,6145	-
	25.01.91	0,7	4308-4342	90,7	4,76	1,18	0,29	0,47	0,14	0,08	-	0,93	0,81	-	-	-	-	0,7531	0,625	-
	28.01.91	4,9	4308-4342	91,4	16,16	1,57	-	0,33	0,09	0,05	-	1,2	0,68	-	-	-	-	0,745	0,6183	-
	01.03.91	2,3	4308-4342	90	4,46	2,58	0,46	0,71	0,2	0,1	-	0,66	0,81	-	-	-	-	0,7675	0,6369	-
	08.04.92	-	4308-4342	86,2	8,4	3,22	0,35	0,66	0,15	0,15	-	0,5	0,33	-	-	-	0,5	0,7899	0,6556	-
	17.09.93	-	4064-4085	83,6	10,38	4,03	0,37	0,64	0,13	0,11	-	0,03	0,61	-	-	-	-	0,807	0,6697	-
	10.12.93	3,9	4064-4085	87,2	5,42	4,08	0,57	0,99	0,26	0,23	0,13	0,45	0,46	-	-	-	-	0,8073	0,6699	-
	28.04.94	3,7	4064-4085	85,3	10,1	2,6	0,33	0,73	0,06	0,05	-	0,5	0,34	-	-	-	-	0,7885	0,6544	-
16.05.94	1,8	4064-4085	87,4	7,34	2,9	0,28	0,52	0,11	0,08	0,14	0,31	0,4	-	-	-	-	0,7764	0,6443	-	

Кінець таблиці 2.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
10	29.12.94	14,4	4064-4085	87,6	7,91	3,07	0,25	0,41	0,1	0,12	-	0,3	0,21	-	-	-	-	0,774	0,6424	-
	03.08.95	1,3	4064-4085	85,7	8,73	3,78	0,42	0,69	0,17	0,12	0,1	0,11	0,2	-	-	-	-	0,799	0,6631	-
Середнє значення				88,5	7,55	2,59	0,33	0,55	0,13	0,09	0,12	0,55	0,54	0,005	0,001	-	0,5	0,7714	0,6402	-
16	21.09.93	-	3682-3696	79,4	9,59	5,77	1,01	1,83	0,45	0,45	0,26	-	0,54	0,93	-	-	-	0,8807	0,7309	-
	28.09.93	30,6	3682-3696	79,7	9,01	5,28	0,36	2,37	2,37	0,84	0,72	0,85	0,42	0,45	-	-	-	0,9053	0,7513	-
Середнє значення				79,6	9,3	5,53	0,69	2,1	0,65	0,49	0,85	0,48	0,69	-	-	-	-	0,893	0,7411	-
23	15.09.94	0,8	2898-2962	83,9	9,37	3,94	0,49	0,98	0,17	0,21	-	0,5	0,43	-	-	-	-	0,8153	0,6766	-
24	29.02.96	18	3205-3232	82,1	7,07	3,85	0,94	1,84	0,73	0,63	0,66	0,43	1,76	-	-	-	-	0,8733	0,7248	Гл. відбо- ру 3100м
29	12.03.92	2,5	2814-2892	93,3	2,92	1,39	0,26	0,51	0,16	0,12	-	0,3	1,06	-	-	-	-	0,7317	0,6073	-

Таблиця 2.10 – Характеристика вільного газу вигодського покладу Південногіздецького родовища

Свердловина	Дата відбору проб	Умови відбору		Мольна частка, %														Густина, кг/м ³	Відносна густина газу за повітрям	Примітка
		тиск, МПА	інтервал, м	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He	Ar	H ₂	O ₂			
4	12.04.86	-	3427-3472	90	5,32	2,3	0,3	0,54	0,15	0,13	0,1	0,41	77	0,006	-	сліди	-	0,7611	0,6316	
	12.04.86	-	3427-3472	89,72	5,62	2,1	0,27	0,49	0,14	0,11	0	0,49	1,07	-	-	сліди	-	0,7585	0,6295	
	30.04.87	3,9	3427-3472	90,4	5,34	2,1	0,27	0,45	0,11	0,08	0,1	0,34	0,87	-	-	-	-	0,7536	0,6524	-
	13.09.87	9,5	3427-3472	89,22	5,21	2,5	0,36	0,7	0,24	0,18	0,3	0,65	0,71	-	0,007	-	-	0,7781	0,6457	
	21.08.89	4,9	3427-3472	89,85	5,08	2	0,32	0,58	0,19	0,13	0,3	0,58	0,96	0,002	0,001	сліди	-	0,768	0,6374	-
	29.03.90	5	3427-3472	89,76	4,82	2,2	0,32	0,51	0,15	0,08	0	1,11	1,05	-	-	-	-	0,7634	0,6336	-
	14.03.91	4	3427-3472	89,47	5,05	2,4	0,41	0,69	0,19	0,14	0,1	0,63	0,88	-	-	-	-	0,7717	0,6404	-
	27.04.92	5	3427-3472	90,79	4,4	2,2	0,36	0,56	0,13	0,11	0,6	0,02	0,83	-	-	-	-	0,7552	0,6267	-
	12.06.96	1,5	3427-3472	90,41	4,69	2,1	0,32	0,59	0,2	0,16	0,4	-	1,02	-	-	-	-	0,7522	0,6284	-
Середнє значення		-	3427-3472	89,96	5,06	2,2	0,33	0,57	0,17	0,12	0,21	0,53	0,91	0,004	0,004	-	-	0,7624	0,6362	-
3	31.05.85	-	3427-3472	87,72	5,27	2,6	0,62	0,92	0,26	0,26	-	0,5	1,31	0,005	0,006	-	-	0,8044	0,6676	гирло

Таблиця 2.11 – Склад газу, розчиненого у пластових водах

Свердловина	Інтервал випробування, м	Світа	Глибина відбору, м	Дата відбору	Мольна частка, %							Густина, кг/м ³
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	
1	2764-2799	Рm ₁	2763	01.30.84	89,2	4,16	2,56	0,78	0,18	0,48	1,89	0,6425
3	3450-3470	Рvg	3450	05.04.85	88,03	4,73	1,78	0,59	0,17	0,28	2,94	0,641
9	3889-3896	Рvg	3418	02.03.88	92,54	2,9	1,85	1,12	0,39	0,05	0	0,6373

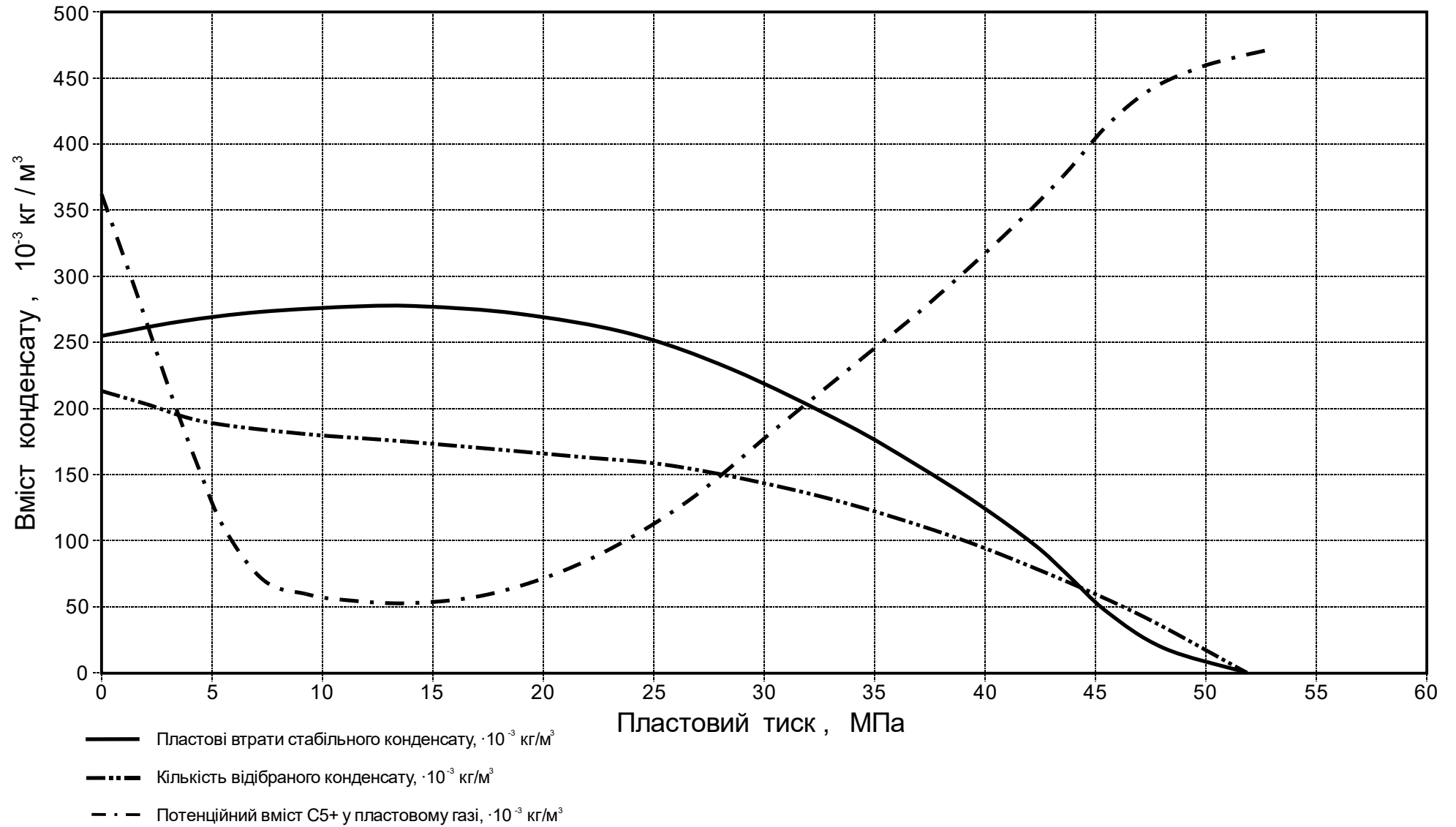


Рисунок 2.5 – Результати диференціальної конденсації пластового газу свердловини 4

2.6 Фізико-гідродинамічні характеристики продуктивних пластів

Моделювання процесу витіснення нафти водою проводилось для геолого-фізичних умов Південногвіздецького родовища у 1984 р. Визначення коефіцієнту витіснення виконано з використанням чотирьох моделей пласта. Пласт відтворювався взірцями пісковиків з інтервалів продуктивних менілітових відкладів свердловини 1. Досліди проводились на рекомбінованій пробі нафти з тиском насичення 28 МПа, об'ємним коефіцієнтом 1,85 та газовмістом 284 м³/т (нафта та газ свердловини 2, пластова вода з мінералізацією 61 г/л). Нафта витіснялась прісною водою із швидкістю прокачки 0,0017 см³/с. Результати дослідів наведені у таблиці 2.12. Середній коефіцієнт витіснення 0,519 знаходиться в межах експериментальних величин, характеристик для родовищ Передкарпаття (0,50-0,52).

2.7 Запаси нафти, газу і конденсату

Підрахунок запасів нафти, розчиненого і вільного газу, конденсату виконано ЦНДЛ ВАТ „Укрнафта” у 1998 р. і затверджено ДКЗ України протоколом № 485 від 18.12.1998 р. Об'єкти підрахунку виділені в середньоменілітовому, нижньоменілітовому, вигодському і манявському продуктивних горизонтах палеогену Південногвіздецької складки у межах Битківського та Пасічнянського тектонічних блоків. Згідно з протоколом, запаси розподілені за ступенем вивченості на категорії: С₁, і С₂. Окремо частина запасів категорії С₁ віднесена до умовно балансових запасів [7, 8].

Об'єкти підрахунку за тектонічною ознакою відповідають окремим тектоділянкам Битківського та Пасічнянського блоків і виділеним на родовищі експлуатаційним об'єктам. Ділянки IV і V Битківського блоку в середньоменілітовому продуктивному горизонті об'єднані в один об'єкт підрахунку.

По середньоменілітовому продуктивному горизонті запаси нафти і розчиненого газу затверджені в кількості 1906/391 тис.т та 757/272 млн м³ категорії С₁ та 431/76 тис.т і 142/81 млн м³ категорії С₂. До категорії С₁ віднесені запаси IV, V ділянок Битківського блоку та частина запасів I ділянки

Пасічнянського блоку, до категорії C_2 – запаси III ділянки Битківського та частина запасів I ділянки Пасічнянського блоку.

По нижньоменілітовому продуктивному горизонті затверджені запаси нафти та нафтового газу в кількості 691/23 тис.т та 145/14 млн m^3 категорії C_1 , 2114/225 тис.т та 521/286 млн m^3 категорії C_2 та умовно балансові категорії C_1 в кількості 1623 тис.т 373 млн m^3 . До категорії C_1 віднесені запаси III та частина запасів V ділянки Битківського блоку та I ділянки Пасічнянського блоку, до категорії C_2 – запаси II, IV ділянок Битківського та частина запасів I ділянки Пасічнянського блоку. До умовно балансових категорії C_1 віднесена частина запасів V ділянки Битківського блоку.

По вигодському продуктивному горизонті затверджені запаси в кількості 1236/82 тис.т нафти, 517/230 млн m^3 нафтового та 1004 млн m^3 вільного газу і 458/206 тис.т конденсату категорії C_1 , а також 380/38 тис.т нафти, 188/63 млн m^3 нафтового газу категорії C_2 . До категорії C_1 віднесені запаси I та частини II ділянок Пасічнянського блоку, до категорії C_2 – запаси частини II ділянки Пасічнянського блоку.

По манявському продуктивному горизонті затверджені запаси в кількості 106/6 тис.т нафти, 53/9 млн m^3 нафтового та 182 млн m^3 вільного газу і 83/38 тис.т конденсату. категорії C_1 , 300/30 тис.т нафти 148/50 млн m^3 нафтового газу категорії C_2 . Продуктивний горизонт складений II ділянкою Пасічнянського блоку і вміщує в собі запаси категорій C_1 та C_2 .

Підрахункові параметри та запаси нафти і розчиненого газу Південногвіздецького родовища, затверджені ДКЗ, наведені в таблиці 2.13, вільного газу та конденсату – у таблиці 2.14.

Таблиця 2.12 – Характеристика витіснення нафти водою з нафтової зони пласта менілітових відкладів Південногвіздецького родовища

Зони пласта	Пласт	Проникність, мкм ² * 10 ⁻³	Вміст зв'язаної води	Початкова нафтонасиченість	Залишкова нафтонасиченість при витісненні робочим агентом (вода)	Коефіцієнт витіснення
Нафтова, менілітові відклади	1	37,8	0,379	0,621	0,299	0,519
	2	25,6	0,352	0,648	0,313	0,516
	3	38,2	0,393	0,607	0,289	0,523
	4	26,6	0,356	0,644	0,31	0,518
Середнє значення	-					0,519

Таблиця 2.13 – Зведені підрахункові параметри та запаси нафти і розчиненого газу Південногіздецького родовища за протоколом ДКЗ України №485 від 18.12.1998 р.

Блок, ділянка	Зона	Категорія запасів	Площа нафтоносні, тис м ²	Середньозважена нафтонасичена товщина, м	Об'єм нафтонасичених порід, тис.м ³	Коефіцієнти			Густина нафти, кг/м ³	Коефіцієнт нафтовилучення	Початкові запаси нафти, тис. т		Газовміст пластової нафти, м ³ /т	Коефіцієнт газовилучення	Початкові запаси розчиненого газу в нафті, млн м ³	
						відкритої пористості	нафтонасиченості	перерахунковий			балансові	видобувні			балансові	видобувні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Середньоменлітовий продуктивний горизонт																
Битківський блок, III ділянка	нафтова	C2	354	7,7	2725,8	0,11	0,83	0,519	826,4	0,217	107	23	425	0,277	45	12
	водонафтова	C2	27	5,1	137,7	0,11	0,83	0,519	826,4	0,217	5	1	425	0,277	2	1
	усього	C2	381	7,5	2863,5	0,11	0,83	0,519	826,4	0,217	112	24	425	0,277	47	13
Битківський блок, IV ділянка	нафтова	C1	1274	16,9	21572,4	0,11	0,83	0,519	826,4	0,217	844	183	425	0,289	359	104
	водонафтова	C1+C2	114	11,3	1288,2	0,11	0,83	0,519	826,4	0,217	50	11	425	0,289	21	6
	усього	C1	1388	16,5	22860,6	0,11	0,83	0,519	826,4	0,217	894	194	425	0,289	380	110
Битківський блок, V ділянка	нафтова	C1	1177	14,2	16726,5	0,1	0,79	0,519	826,4	0,217	566	123	425	0,287	241	69
	водонафтова	C1	89	7,6	676,4	0,1	0,79	0,519	826,4	0,217	23	5	425	0,287	10	3
	усього	C1	1266	13,7	17402,9	0,1	0,79	0,519	826,4	0,217	589	128	-	0,287	251	72
Усього по IV і V ділянках Битківського блоку		C1	2654	15,2	40263,5	0,106	0,81	0,519	826,4	0,217	1483	322	425	0,288	631	182

Продовження таблиці 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Усього по Битківському блоку		C1	2654	15,2	40263,5	0,106	0,81	0,519	826,4	0,217	1483	322	425	0,288	631	182
		C2	381	7,5	2863,5	0,106	0,83	0,519	826,4	0,217	112	24	425	0,277	47	13
		C1+C2	3035	14,2	43127	0,106	0,811	0,519	826,4	0,217	1595	346	425	0,288	678	195
Пасіч- нянсь- кий блок, I ділянка	нафтова	C1	905	7,8	7059	0,160	0,67	0,663	842,5	0,164	423	69	297	0,715	126	90
	нафтова	C2	553	7,4	4092,2	0,160	0,67	0,663	842,5	0,16	245	40	297	0,715	73	52
	водо- нафтова	C2	251	4,9	1229,9	0,160	0,67	0,663	842,5	0,16	74	12	297	0,715	22	16
	усього	C2	804	6,6	5322,1	0,160	0,67	0,663	842,5	0,16	319	52	297	0,715	95	68
		C1+C2	1709	7,2	12381,1	0,160	0,67	0,663	842,5	0,16	742	121	297	0,715	221	158
Усього по серед- ньоменілітовому продуктивному горизонту		C1	3559	13,3	47322	0,113	0,779	0,551	830	0,2	1906	391	397	0,357	757	272
		C2	1185	6,9	8185,6	0,147	0,683	0,626	838	0,2	431	76	329	0,57	142	81
		C1+C2	4744	11,7	55507,6	0,119	0,753	0,565	832	0,2	2337	467	385	0,393	899	353
Нижньоменілітовий продуктивний горизонт																
Битків- ський блок, II ділянка	нафтова	C2	373	14,8	5520,4	0,13	0,832	0,752	848	0,112	381	47	201	0,685	77	53
	водо- нафтова	C2	118	8,9	1050,2	0,13	0,832	0,752	848	0,112	72	8	201	0,685	15	10
	усього	C2	491	13,4	6570,6	0,13	0,832	0,752	848	0,112	453	51	201	0,685	92	63
Битків- ський блок, III ділянка	нафтова	C1	343	23,1	7923,3	0,13	0,832	0,752	838,3	0,027	540	15	201	0,06	109	6,5
	водо- нафтова	C1	60	10,2	612	0,13	0,832	0,752	838,3	0,027	42	1	201	0,06	8	0,5
	усього	C1	403	21,2	8535,3	0,13	0,832	0,752	838,3	0,027	582	16	201	0,06	117	7
Битків- ський блок, IV ділянка	нафтова	C2	184	11,8	4600	0,13	0,825	0,757	872,1	0,089	326	29	201	0,152	65	10
	водо- нафтова	C2	400	16	4720	0,13	0,825	0,757	872,1	0,089	334	30	201	0,152	67	10
	усього	C2	584	14	9320	0,13	0,825	0,757	872,1	0,089	660	59	201	0,152	132	20

Продовження таблиці 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Битківський блок, V ділянка	нафтова	C1	96	14	1344	0,12	0,77	0,658	878	0,089	72	6	230	0,118	17	2
	нафтова	C1 ум. бал.	1412	20,2	28522,4	0,12	0,756	0,658	869	-	1480	-	230	-	340	-
	водо-нафтова	C1 ум. бал.	237	11,6	2749,2	0,12	0,756	0,658	869	-	143	-	230	-	33	-
	усього по V ділянці	C1	96	14	1344	0,12	0,77	0,658	878	0,089	72	6	230	0,118	17	2
C1 ум. бал.		1649	19	31271,6	0,12	0,756	0,658	869	-	1623	-	230	-	373	-	
Усього по Битківському блоку		C1	499	19,8	9879,3	0,13	0,824	0,739	843,7	0,034	654	22	205	0,067	134	9
		C1 ум. бал.	1649	19	31271,6	0,12	0,756	0,658	869	-	1623	-	230	-	373	-
		C2	1075	14,8	15890,6	0,13	0,832	0,752	848	0,099	1113	110	201	0,371	224	83
		C1+C2	1574	16,4	25769,9	0,13	0,829	0,752	846	0,075	1767	132	203	0,257	358	92
Пасічнянський блок, I ділянка	нафтова	C1	108	8,4	907,2	0,11	0,65	0,67	842,5	0,03	37	1	297	0,455	11	5
	нафтова	C2	3389	5,3	17961,7	0,12	0,77	0,67	842,	0,115	937	108	297	0,683	278	190
	водо-нафтова	C2	194	6,3	1222,2	0,12	0,77	0,67	842,	0,115	64	7	297	0,684	19	13
	усього	C2	3583	5,4	19183,9	0,12	0,77	0,67	842,	0,115	1001	115	297	0,684	297	203
		C1+C2	3691	5,4	20091,1	0,12	0,77	0,67	842,	0,111	1038	116	297	0,675	308	208
Усього по нижньо-менлітовому продуктивному горизонту		C1	607	17,9	10786,5	0,13	0,81	0,733	843,7	0,033	691	23	210	0,097	145	14
		C1 ум. бал.	1649	19	31271,6	0,12	0,756	0,678	869	-	1623	-	230	-	373	-
		C2	4658	7,5	35074,5	0,12	0,814	0,705	844,9	0,106	2114	225	246	0,549	521	286
		C1+C2	5265	8,7	45861	0,12	0,813	0,73	844,6	0,088	2805	248	237	0,45	666	300

Продовження таблиці 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Вигодський продуктивний горизонт																
Пасіч- нянсь- кий блок, I ділянка	нафтова	C1	1527	18,5	28249,5	0,09	0,779	0,478	840,5	0,068	796	54	400	0,506	318	161
	газо- нафтова	C1	397	13,1	5200,7	0,09	0,779	0,478	840,5	0,068	146	10	400	0,506	59	30
	водо- нафтова	C1	298	6,7	1996,6	0,09	0,779	0,478	840,5	0,068	56	4	400	0,506	22	11
	усього	C1	2222	16	35446,8	0,09	0,78	0,478	840,5	0,068	998	68	400	0,506	399	202
Пасіч- нянсь- кий блок, II ділянка	нафтова	C1	769	11,4	8766,6	0,09	0,78	0,46	840,5	0,057	238	14	494	0,237	118	28
	нафтова	C2	1209	10,8	13057,2	0,09	0,78	0,46	840,5	0,1	354	35	494	0,335	175	59
	водо- нафтова	C2	131	7,3	956,3	0,09	0,78	0,46	840,5	0,1	26	3	494	0,335	13	4
	усього	C2	1340	10,5	14013,5	0,09	0,78	0,46	840,5	0,1	380	38	494	0,335	188	63
		C1+C2	2109	10,8	22780,1	0,09	0,78	0,46	840,5	0,084	618	52	494	0,297	306	91
Усього по вигодському продуктивному горизонту	C1	2991	14,8	44213,5	0,09	0,779	0,473	840,5	0,066	1236	82	418	0,445	517	230	
	C2	1340	10,5	14013,5	0,09	0,78	0,46	840,5	0,1	380	38	494	0,335	188	63	
	C1+C2	4331	10,8	58226,9	0,09	0,779	0,47	840,5	0,074	1616	120	436	0,416	705	293	
Манявський продуктивний горизонт																
Пасіч- нянсь- кий блок, II ділянка	нафтова	C1	134	16	2144	0,07	0,8	0,46	903,7	0,057	50	3	494	0,17	25	4
	нафто- газова	C1	256	9,4	2406,4	0,07	0,8	0,46	903,7	0,057	56	3	494	0,17	28	5
	усього	C1	390	11,7	4550,4	0,07	0,8	0,46	903,7	0,057	106	6	494	0,17	53	9
	нафтова	C2	639	15,7	10032,3	0,07	0,8	0,46	903,7	0,1	234	23	494	0,338	115	39
	водо- нафтова	C2	330	8,6	2838	0,07	0,8	0,46	903,7	0,1	66	7	494	0,338	33	11
	усього	C2	969	13,3	12870,3	0,07	0,8	0,46	903,7	0,1	300	30	494	0,338	148	50

Кінець таблиці 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Усього по манявському продуктивному горизонту	C1	390	11,7	4550,4	0,07	0,8	0,46	903,7	0,057	106	6	494	0,17	53	9	
	C2	969	13,3	12870,3	0,07	0,8	0,46	903,7	0,1	300	30	494	0,338	148	50	
	C1+C2	1359	12,8	17420,7	0,07	0,8	0,46	903,7	0,089	406	36	494	0,294	201	59	
Усього по родовищу	C1	6878,7	14,5	99741,2	0,11	0,785	0,556	837,8	0,1274	3939	502	374	0,357	1472	525	
	C1 ум. бал.	1649	19	31271,6	0,12	0,756	0,658	869	-	1623	-	300	-	373	-	
	C2	7815	8,3	64944	0,115	0,791	0,643	849	0,1144	3225	369	310	0,48	999	480	
	C1+C2	13956	11,7	163291	0,111	0,788	0,595	843	0,122	7164	871	345	0,407	2471	1005	

Таблиця 2.14 – Зведені підрахункові параметри та запаси вільного газу і конденсату вигодського та манявського продуктивних горизонтів Південновіздецького родовища за протоколом ДКЗ України №458 від 18.12.1998 р.

Блок, ділянка	Зона	Категорія запасів	Площа газоносності, тис м ²	Середня газонасичена товщина, м	Об'єм газонасичених порід, тис.м ³	Коефіцієнти		Пластовий тиск, МПа		Поправки		Початкові запаси нафти, тис. т		Початковий вміст конденсату, г/м ³	Початкові загальні запаси конденсату, тис. т	Коефіцієнт конденсації	Початкові видобувні запаси конденсату, тис. т
						відкритої пористості	газонасиченості	початковий	кінцевий	на температуру	на відхил від закону Бойля-Маріотта	газу, млн м ³	“сухого” газу, млн м ³				
Вигодський горизонт																	
Пасічнянський блок, I ділянка	газова	C1	1468	24,2	35526	0,1	0,78	53	0,1	0,825	0,789	954	886	456	404	0,45	182
	нафтогазова	C1	397	11,9	4724,3	0,1	0,78	53	0,1	0,825	0,789	127	118	456	54	0,45	24
	усього	C1	1865	21,6	40250	0,1	0,78	53	0,1	0,825	0,789	1081	1004	456	458	0,45	206
Манявський горизонт																	
Пасічнянський блок, II ділянка	газова	C1	497	16,8	8349,6	0,1	0,77	62,1	0,1	0,781	0,718	156	145	456	66	0,45	30
	нафтогазова	C1	256	8,3	2124,8	0,1	0,77	62,1	0,1	0,781	0,718	40	37	456	17	0,45	8
	усього	C1	753	13,9	10474	0,1	0,77	62,1	0,1	0,781	0,718	196	182	456	83	0,45	38
Усього по родовищу		C1	-	35,5	-	-	-	-	-	-	-	1277	1186	-	541	-	244

3. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА

3.1. Характеристика фонду свердловин

Станом на 25-й рік розробки у межах Південногвіздецької площі пробурено 21 свердловину (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 15, 16, 21, 22, 23, 24, 25, 29, 70, 51), з яких вісім свердловин ліквідовано – шість (1, 7, 11, 21, 51, 70) за геологічними та дві (3, 15) за технічними причинами. Свердловини 11, 15 пробурені за межами контуру родовища. В експлуатаційному фонді знаходяться десять нафтових свердловин (2, 4, 5, 8, 10, 16, 22, 23, 24, 25), у контрольному – три (6, 9, 29). Нижче наведена коротка характеристика стану фонду свердловин кожного експлуатаційного об'єкту [2-6] .

I експлуатаційний об'єкт – середньоменілітовий продуктивний горизонт (IV, V ділянки Битківського блоку і I ділянка Пасічнянського блоку).

На об'єкт пробурено одинадцять свердловин (1, 2, 8, 11, 21, 22, 23, 25, 29, 51, 70), у видобувному фонді перебуває п'ять свердловин: 2, 8, 22, 23 – експлуатуються фонтанним способом, та 25 – за допомогою глибинно-насосного способу. Свердловина 29 знаходиться у контрольному фонді. Свердловини 1, 11, 21, 51, 70 ліквідовані з геологічних причин.

II експлуатаційний об'єкт – нижньоменілітовий продуктивний горизонт (III, V ділянки Битківського блоку і I ділянка Пасічнянського блоку).

На об'єкт пробурено п'ять свердловин (3, 5, 7, 16, 24), у видобувному фонді перебувають три свердловини: 5, 16 (експлуатуються за допомогою глибинно-насосного способу), а 24 – фонтанна. Свердловини 3 та 7 ліквідовані з технічних та геологічних причин відповідно.

III експлуатаційний об'єкт – вигодський продуктивний горизонт (I, II ділянки Пасічнянського блоку).

На об'єкт пробурено три свердловини (4, 6, 9), у видобувному фонді перебуває дві свердловини 4, 10, які експлуатуються фонтанним способом. Свердловина 10 була долучена до розробки Вигодського продуктивного горизонту у 1993 р. і дренує сумісно Вигодський і Манявський горизонти. Свердловини 6 та 9 знаходяться у контрольному фонді.

У січні 2008 р. введена в експлуатацію розвідувальна свердловина 14.

IV експлуатаційний об'єкт – манявський продуктивний горизонт (II ділянка Пасічнянського блоку).

На об'єкт пробурено дві свердловини 10, 15. Свердловина 10 знаходиться у видобувному фонді і експлуатується фонтанним способом, а свердловина 15 ліквідована з технічних причин.

Стан фонду свердловин Південногвіздецького родовища наведений у таблиці 3.1.

3.2 Характеристика відборів нафти, газу, конденсату і води

Розробка Південногвіздецького родовища розпочата введенням у пробну експлуатацію середньоменілітового покладу Битківського блоку свердловиною 2 у червні 1984 р. Продовження розвідувального буріння паралельно з випереджувально-експлуатаційним на протязі 1986-1995 рр. в дозволило виявити і залучити в розробку нафтові поклади в середньоменілітових відкладах I ділянки Пасічнянського блоку (свердловина 8 у 1991 р.), нижньоменілітових відкладах III, V ділянок Битківського (свердловина 5 у 1986 р. і 24 у 1994 р.) та I ділянки Пасічнянського (свердловина 16 у 1994 р.) блоків, вигодських відкладах II ділянки Пасічнянського блоку (свердловина 10 у 1993 р.). Газоконденсатні поклади з нафтовими облямітками відкриті у вигодських відкладах I ділянки та манявських II ділянки Пасічнянського блоку (свердловини 4 у 1986 р. та 10 у 1991 р.). Станом на 25-й рік розробки по родовищу у цілому відібрано 326,563 тис.т нафти, 211,561 млн м³ нафтового та 527,241 млн м³ вільного газу, 102,565 тис.т конденсату, що складає від видобувних запасів відповідно 65,05 %, 40,3 %, 44,45 %, 42,03 % [2-6].

Основні показники розробки Південногвіздецького родовища (графічні додатки 5-6) зведені в таблицях 3.2, 3.3 і на рисунках 3.1, 3.2, а порівняння проектних і фактичних показників розробки за період 20-24-й роки розробки родовища наведені у таблиці 3.4. Нижче наведена характеристика відборів вуглеводнів (графічні додатки 7-8) по кожному із експлуатаційних об'єктів.

Таблиця 3.1 – Стан фонду свердловин Південногіздецького родовища станом на 25-й рік розробки

Найменування	Категорія	Об'єкт				Всього
		I	II	III	IV	
Фонд видобувних нафтових свердловин	Пробурено	11	5	3	2	21
	Повернено з інших горизонтів/долучено до розробки	-	-	-/I	-	-/I
	Всього	11	5	4	2	21
	в т.ч. діючі	5	3	2	1	10
	з них: фонтанні	4	1	2	1	7
	ШГН	1	2	-	-	3
	газліфт	-	-	-	-	-
	Бездіючі	-	-	-	-	-
	В освоєнні після буріння	-	-	-	-	-
	В консервації	-	-	-	-	-
	Переведені в контрольні	1	-	2	-	3
	Переведені на інші горизонти	-	-	-	-	-
	Ліквідовані	5	2	-	1	8

Таблиця 3.2 – Основні технологічні показники розробки нафтових покладів Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1-й	24,010	24,010	4,783	4,783	4,783	0,006	24,624	24,624	2,5	9,272	9,272	386	1	183,80	130,63	133,97
2-й	53,679	77,689	10,693	11,230	15,476	0,020	56,354	80,978	4,7	16,722	25,994	312	1	357,90	149,98	157,46
3-й	35,429	113,118	7,058	8,350	22,533	0,029	36,905	117,883	4,0	11,605	37,599	328	2	396,60	89,33	93,05
4-й	18,781	131,899	3,741	4,829	26,275	0,033	19,239	137,122	2,4	7,254	44,853	386	2	729,30	25,75	26,38
5-й	17,272	149,626	3,531	4,790	29,806	0,038	18,659	155,781	5,0	9,972	54,825	563	4	993,20	17,85	18,79
6-й	17,842	167,468	3,554	5,063	33,360	0,043	18,426	174,207	3,2	14,299	69,124	801	5	1396,60	12,78	13,19
7-й	12,867	180,335	2,563	3,846	35,923	0,046	13,820	188,027	6,9	15,360	84,484	1194	5	1755,30	7,33	7,87
8-й	12,945	193,280	2,579	4,024	38,502	0,049	13,331	201,358	2,9	8,549	93,033	660	7	1547,50	8,37	8,61
9-й	15,319	208,599	3,052	4,962	41,554	0,053	15,565	216,923	1,6	9,494	102,527	620	6	1812,80	8,45	8,59
10-й	9,983	218,582	1,989	3,403	43,542	0,055	10,170	227,093	1,8	5,533	108,060	554	7	1975,09	5,32	5,42
11-й	10,610	229,192	2,114	3,744	54,646	0,058	10,771	237,864	1,5	6,490	114,550	612	10	2585,20	4,10	4,17
12-й	8,923	238,115	1,777	3,271	47,433	0,060	9,131	246,995	2,3	7,062	121,612	791	11	3458,20	2,58	2,64
13-й	9,061	247,176	1,805	3,434	49,238	0,063	9,285	256,280	2,4	7,619	129,230	841	11	3542,50	2,56	2,62
14-й	9,359	256,535	1,864	3,673	51,103	0,065	9,622	265,902	2,7	10,272	139,503	1098	12	3724,50	2,51	2,58
15-й	9,308	265,843	1,854	3,792	52,957	0,067	9,759	275,661	4,6	9,486	148,988	1019	11	3625,75	2,57	2,69
16-й	8,523	274,366	1,698	3,609	54,655	0,070	8,989	284,650	5,2	8,158	157,146	957	11	3599,30	2,37	2,50
17-й	7,734	282,100	1,541	3,398	56,195	0,072	8,015	292,665	3,5	8,215	165,361	1062	11	3500,30	2,21	2,29
18-й	7,461	296,452	1,486	3,393	57,681	0,074	7,814	300,479	4,5	7,353	172,714	986	11	3564,30	2,09	2,19

Кінець таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
19-й	6,891	296,452	1,373	3,244	59,054	0,075	7,240	307,719	4,8	7,626	180,340	1107	11	2984,06	2,31	2,43
20-й	6,363	303,088	1,322	3,228	60,376	0,077	7,016	314,735	5,4	6,051	186,392	912	10	3257,50	2,04	2,15
21-й	6,653	309,741	1,325	3,245	61,701	0,079	6,869	321,604	3,1	5,882	192,273	884	10	3226,64	2,06	2,13
22-й	6,272	316,013	1,249	3,262	52,951	0,080	6,333	327,937	1,0	5,630	197,903	898	10	3203,86	1,96	1,98
23-й	5,758	321,771	1,147	3,096	64,098	0,082	5,863	333,800	1,8	6,176	204,079	1073	10	3553,26	1,62	1,65
24-й	4,792	326,563	0,955	2,659	65,052	0,083	5,233	339,033	8,4	7,481	211,561	1561	10	3189,00	1,50	1,64

Таблиця 3.3 – Основні технологічні показники розробки з відбору вільного газу і конденсату
Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток вільного газу, тис. млн м ³		Коефіцієнт газовилучення	Видобуток конденсату, тис. т		Коефіцієнт конденсатовилучення	Відбір видобувних запасів конденсату, %	Видобуток води, тис. т		Конденсатний фактор, г/м ³	Вміст води в продукції на 1000 м ³ , л	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт	
	річний	накопичений		річний	накопичений			річний	накопичений					газу, м ³ /д	конденсату, т/д
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3-й	36,191	36,191	0,031	20,748	20,748	0,038	8,503	0,00	0,00	573,29	0,00	1	221	163,76	93,88
4-й	82,503	118,694	0,100	27,545	48,293	0,089	19,792	0,00	0,00	333,87	0,00	1	363,2	227,16	75,84
5-й	103,604	222,298	0,187	23,097	71,390	0,132	29,258	0,00	0,00	222,94	0,00	1	363	285,41	63,63
6-й	89,289	311,578	0,263	12,796	84,186	0,156	34,502	0,00	0,00	143,31	0,00	1	361,8	246,79	35,37
7-й	73,154	384,741	0,324	7,627	91,813	0,170	37,628	0,00	0,00	104,26	0,00	1	365	200,42	20,90
8-й	52,513	437,254	0,369	3,653	95,466	0,176	39,125	0,02	0,02	69,56	0,36	1	365	143,87	10,01
9-й	28,409	465,663	0,393	1,634	97,100	0,170	39,795	0,06	0,08	57,52	2,15	1	257	79,58	4,58
10-й	9,784	475,447	0,401	0,811	97,911	0,181	40,127	0,03	0,11	82,89	2,56	1	365	26,81	2,22
11-й	6,998	482,445	0,407	0,616	98,527	0,182	40,380	0,01	0,12	88,03	1,57	1	365	19,17	1,69
12-й	7,847	490,292	0,413	0,438	98,965	0,183	40,559	0,03	0,15	55,82	4,33	1	365	21,50	1,20
13-й	8,984	499,276	0,421	0,360	99,325	0,184	40,707	0,02	0,17	40,07	2,11	1	366	24,55	0,98
14-й	2,231	501,507	0,423	0,145	99,470	0,184	40,766	0,01	0,18	64,99	2,69	1	365	5,11	0,40
15-й	2,970	504,477	0,425	0,284	99,754	0,184	40,883	0,01	0,18	95,62	2,36	2	511,5	5,81	0,56
16-й	2,147	506,624	0,427	0,444	100,198	0,185	41,065	0,02	0,20	206,80	8,38	3	1015,7	2,11	0,44
17-й	3,037	509,661	0,430	0,400	100,598	0,186	41,229	0,01	0,21	131,71	4,28	3	1064,5	2,85	0,38
18-й	2,648	512,309	0,432	0,340	100,938	0,187	41,368	0,07	0,28	128,40	25,68	3	1050	2,52	0,32
19-й	2,628	514,937	0,434	0,361	100,299	0,187	41,516	0,07	0,35	137,37	25,49	3	1066	2,47	0,34

Кінець таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
20-й	3,124	518,061	0,437	0,366	101,665	0,188	41,666	0,08	0,43	117,16	25,93	3	874,3	3,57	0,42
21-й	3,357	521,418	0,440	0,385	102,050	0,189	41,824	0,07	0,50	114,69	22,04	2	721,6	4,65	0,53
22-й	3,400	524,818	0,443	0,346	102,396	0,189	41,966	0,03	0,53	101,76	8,82	2	723,8	4,70	0,48
23-й	2,423	527,241	0,445	0,169	102,565	0,190	42,035	0,02	0,55	69,75	7,02	2	615,9	3,93	0,27
24-й	0,00	527,241	0,445	0,000	102,565	0,190	42,035	0,00	0,55	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00

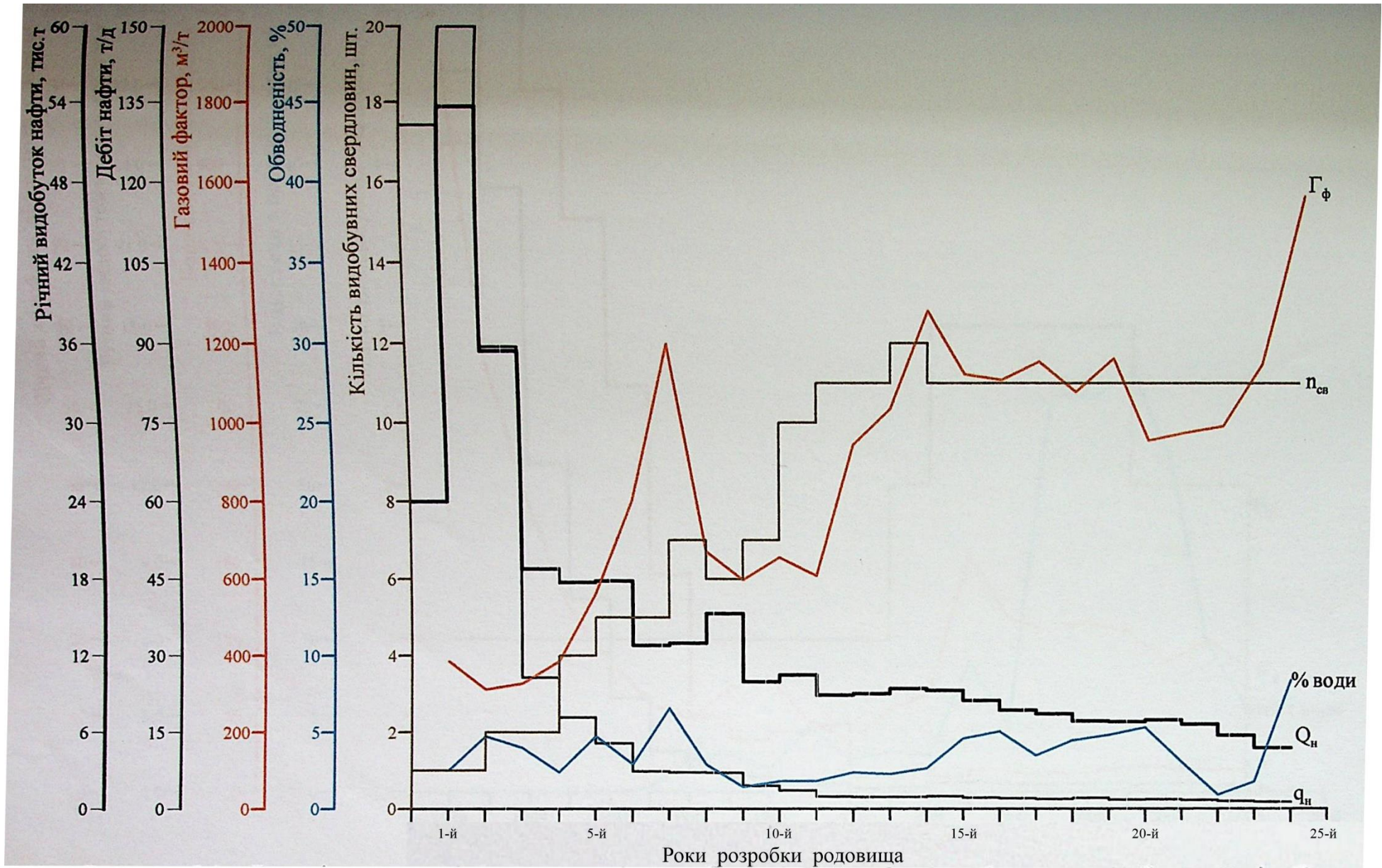


Рисунок 3.1 – Динаміка технологічних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу Південногвіздецького родовища

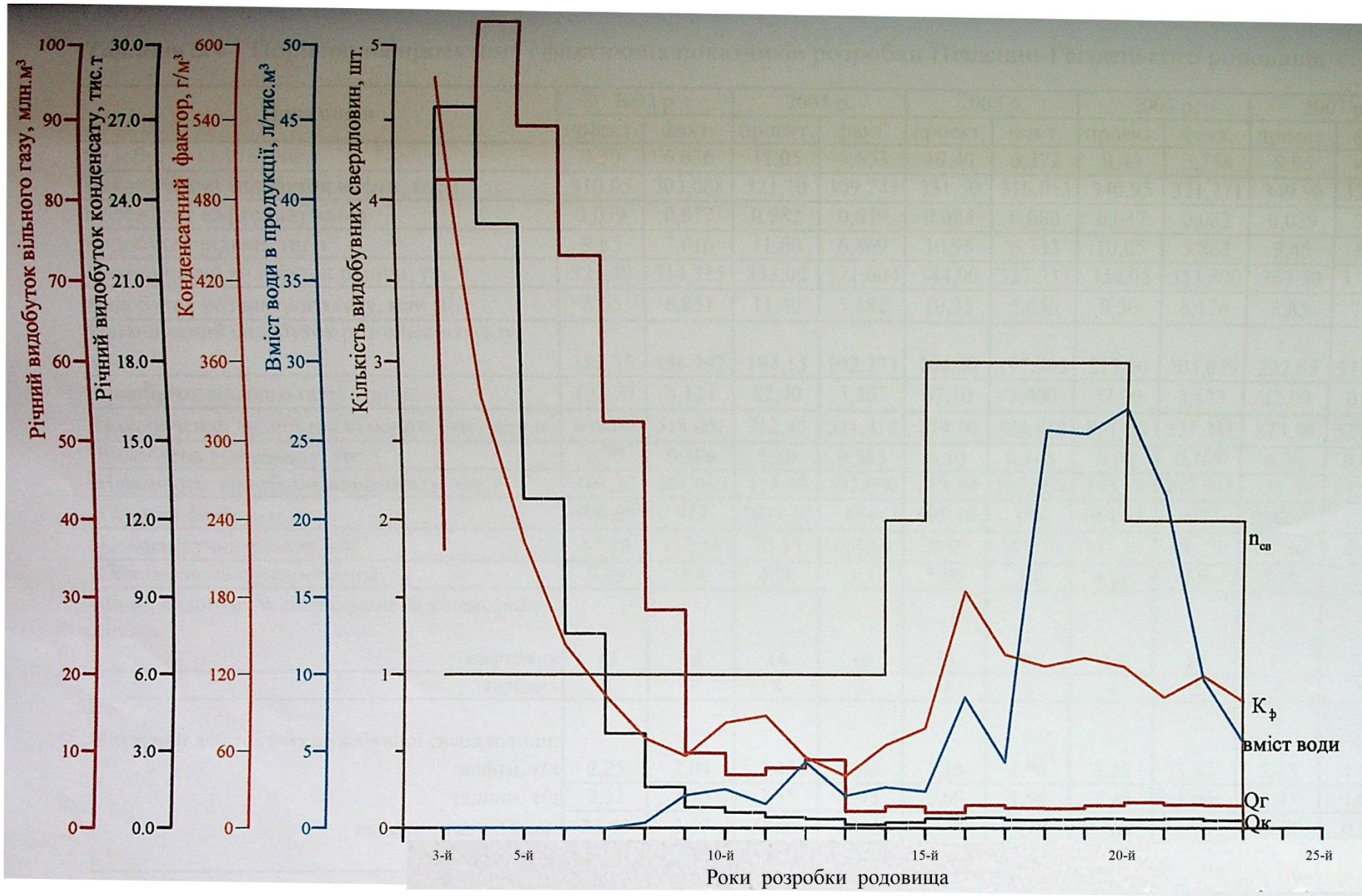


Рисунок 3.2 – Динаміка технологічних показників розробки з відбору вільного газу і конденсату Південногвіздецького родовища

Таблиця 3.4 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки Південногвіздецького родовища

Показники	22-й рік розробки		21-й рік розробки		22-й рік розробки		23-й рік розробки		24-й рік розробки	
	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.
Видобуток нафти, тис. т	9,50	6,363	11,05	6,653	10,40	6,272	9,45	5,758	8,95	4,792
Накопичений видобуток нафти, тис. т	310,05	303,088	321,10	309,741	331,50	316,013	340,95	321,771	349,90	326,563
Коефіцієнт нафтовилучення	0,079	0,077	0,082	0,079	0,084	0,080	0,087	0,082	0,089	0,083
Видобуток рідини, тис. т	9,85	7,016	11,60	6,869	10,95	6,333	10,05	5,863	9,45	5,233
Накопичений видобуток рідини, тис. т	321,40	314,735	333,00	321,604	344,00	327,937	354,05	333,800	363,50	339,033
Видобуток розчиненого газу, млн м ³	8,55	6,051	11,40	5,882	10,35	5,630	9,30	6,176	8,85	7,481
Накопичений видобуток розчиненого газу, млн. м ³	182,75	186,392	194,15	192,273	204,50	197,903	213,80	204,079	222,65	211,561
Видобуток вільного газу, млн м ³	102,70	3,124	82,40	3,357	67,10	3,400	52,00	2,423	42,00	0,000
Накопичений видобуток вільного газу, млн. м ³	630,00	518,061	712,40	521,418	779,50	524,818	831,50	527,241	873,50	527,241
Видобуток конденсату, тис. т	6,70	0,366	5,80	0,385	5,10	0,346	6,00	0,169	6,20	0,000
Накопичений видобуток конденсату, тис. т	108,20	101,665	114,00	102,050	119,10	102,396	125,10	102,565	131,30	102,565
Газовий фактор, м ³ /т	900,00	912	1031,67	884	995,19	898	984,13	1073	988,83	1561
Конденсатний фактор, г/м ³	65,24	117,16	70,39	114,69	76,01	101,76	115,38	69,75	147,62	0,00
Обводненість середньорічні, %	3,20	5,4	3,1	3,1	5,00	1,0	6,00	1,8	5,30	8,4
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт. нафтових	13	10	14	14	13	10	13	10	12	10
газових	4	3	4	2	4	2	4	2	4	0
Середній дебіт видобувної свердловини:										
нафти, т/д	2,25	2,04	2,04	2,06	2,50	1,96	2,25	1,62	2,35	1,0
рідини, т/д	2,32	2,15	2,15	2,13	2,60	1,98	2,40	1,65	2,45	1,64
вільного газу, тис. м ³	73,40	3,57	3,57	4,65	47,90	4,70	37,10	3,93	30,00	0,00
конденсату, т/д	0,00	0,42	0,42	0,53	0,00	0,48	0,00	0,27	0,00	0,00

I експлуатаційний об'єкт – середньоменілітовий продуктивний горизонт.

Розробка горизонту розпочата введенням у пробну експлуатацію свердловини 2 у червні 1984 р. Початковий дебіт становив 100 т/д і збільшувався до 177 т/д. За період максимальних відборів (1984-1985 рр.) пластовий тиск зменшився від 48,05 до 22 МПа. Подальша експлуатація відбувалася при поступовому зменшенні дебіту нафти до 4,21 т/д у 2007 р. Обводненість продукції змінювалась від 1 % до 14 % і за останні 2 роки не перевищує 2,1 %. Падіння пластового тиску викликало зростання газового фактору від 312 до 512 м³/т. На 25-й рік розробки свердловина продовжує експлуатуватись фонтанним способом на

8 мм. штуцері з середньорічним дебітом 4,21 т/д нафти, 4,30 т/д рідини при буферному тиску 3,43 МПа, затрубному – 4,9 МПа, обводненості 2,1 %, газовому факторі 501 м³/т і коефіцієнтом продуктивності 0,72 т/д·МПа. Свердловиною видобуто 230,517 тис.т нафти, 241,294 тис.т рідини і 74,316 млн м³ нафтового газу.

Свердловина 22 введена в експлуатацію в грудні 1988 р. з початковим дебітом нафти 13,6 т/д, який за період роботи свердловини зменшився до 1,3 т/д. Свердловина характеризувалась високими значеннями газового фактору, що змінювався від 3387 до 878 м³/т. Свердловина працює як фонтанна на 9 мм штуцері з дебітом нафти 1,3 т/д та 1,33 т/д рідини при буферному тиску 4,41 МПа, затрубному – 6,08 МПа, обводненості 2,0 %, газовому факторі 1344 м³/т; і коефіцієнтом продуктивності 0,2 т/д·МПа. Свердловиною видобуто 21,916 тис.т нафти, 21,975 тис.т рідини і 48,244 млн м³ нафтового газу.

Свердловина 29 експлуатувалась з листопада 1989 р. з дебітом 0,2 – 0,3 т/д і газовим фактором 2665 – 2197 м³/т. Через 2 роки експлуатації свердловина була переведена в контрольні і в березні 1994 р. після облаштування під глибинно-насосну експлуатацію, повернута до видобувного фонду. Протягом року дебіт нафти зменшився від 1,24 до 0,1 т/д з одночасним зростанням газового фактору від 364 до 960 м³/т. Пластова вода впродовж всієї експлуатації відсутня. Після зниження дебіту до 0,1 т/д у 1997 р. свердловина виведена у контрольний фонд при накопиченому видобутку 0,854 тис.т нафти і 0,813 млн м³ нафтового газу.

У вересні 1991 р. в експлуатацію фонтанним способом введена свердловина 23 з початковим дебітом нафти 10,27 т/д при газовому факторі 1336 м³/т. Протягом 1992 – 1993 рр. дебіт нафти зменшився від 12,6 до 4,28 т/д після чого свердловина переведена на механізований видобуток. Із січня 1997 р. свердловина експлуатується як фонтанна на 6 мм штуцері з дебітом нафти 0,2 т/д та 0,2 т/д рідини при буферному тиску 2,55 МПа, затрубному – 4,02 МПа, обводненості 3,1 %, газовому факторі 476 м³/т; і коефіцієнтом продуктивності 0,003 т/д·МПа. Свердловиною видобуто 9,326 тис.т нафти, 9,332 тис.т рідини і 7,767 млн м³ нафтового газу.

Свердловина 25 експлуатується з квітня 1995 р. з початковим дебітом нафти 4,31 т/д газовим фактором 551 м³/т. В період з 1995 р. по 2006 р. дебіт нафти зменшився до 1,9 т/д. У червні 2007 р. свердловину переведено на глибинно-насосний спосіб експлуатації. На даний час свердловина працює з дебітом нафти 0,76 т/д, рідини 0,79 т/д, обводненість 2,8 %, газовий фактор 783 м³/т і має коефіцієнт продуктивності 0,23 т/д·МПа. Свердловиною видобуто 14,104 тис.т нафти, 14,150 тис.т рідини і 8,923 млн м³ нафтового газу.

Таким чином, з середньоменілітового покладу Битківського блоку видобувним фондом у складі 5 свердловин видобуто 276,717 тис.т нафти, 287,604 тис.т рідини і 140,063 млн м³ нафтового газу. Основні технологічні показники розробки об'єкту наведені в таблиці 3.5 та на рисунку 3.3, а співставлення проектних та фактичних показників – у таблиці 3.6.

Середньоменілітовий поклад I ділянки Пасічнянського блоку введений в експлуатацію свердловиною 8 в листопаді 1991 р. з дебітом 7,19 т/д (середньорічний – 4,2 т/д). В процесі фонтанної експлуатації свердловини дебіт нафти зменшився до 0,75 т/д, при буферному тиску 3,72 МПа і затрубному 3,92 МПа, газовий фактор збільшився до 1438 м³/т, обводненість не перевищує 10 %. Накопичений видобуток складає 13,649 тис.т нафти, 14,050 тис.т рідини і 12,734 млн м³ нафтового газу. Основні технологічні показники розробки об'єкту наведені у таблиці 3.7 та на рисунку 3.4, а співставлення проектних та фактичних показників – у таблиці 3.8.

Таблиця 3.5 – Основні технологічні показники розробки IV-V ділянок Битківського блоку середньоменілітового покладу (свердловини 2, 22, 23, 25, 29)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1-й	24,010	24,010	7,457	7,457	7,457	0,016	24,624	24,624	2,5	9,272	9,272	386	1 (2)	183,80	130,63	133,97
2-й	53,679	77,689	16,670	18,014	24,127	0,052	56,254	80,978	4,7	16,722	25,994	312	1	357,90	149,98	157,46
3-й	35,159	112,848	10,919	14,391	35,046	0,076	36,635	117,613	4,0	11,516	37,510	328	1	357,10	98,46	102,59
4-й	17,246	130,094	5,356	8,246	40,402	0,088	17,704	135,317	2,6	6,192	43,702	359	1	364,30	47,34	48,60
5-й	15,915	146,009	4,943	8,293	45,344	0,098	16,791	152,108	5,2	7,324	51,026	460	2 (+22)	367,00	43,37	45,75
6-й	17,371	163,380	5,395	9,870	50,739	0,110	17,893	170,001	2,9	13,914	64,940	801	3 (+29)	784,80	22,13	22,80
7-й	12,599	174,979	3,913	7,943	54,652	0,119	13,465	183,466	6,4	15,045	79,985	1194	3	1090,00	11,56	12,35
8-й	11,802	187,781	3,665	8,082	58,317	0,127	12,151	195,617	2,9	8,058	88,043	683	4 (+23)	1124,50	10,50	10,81
9-й	13,406	201,187	4,163	9,988	62,480	0,136	13,519	209,136	0,8	8,116	96,159	605	3 (-29)	1098,00	12,21	12,31
10-й	7,862	209,049	2,442	6,508	64,922	0,141	7,968	217,104	1,3	4,097	100,256	521	3	1072,20	7,33	7,43
11-й	6,812	215,861	2,116	6,031	67,038	0,146	6,932	224,036	1,7	3,538	103,794	519	4 (+29)	1361,30	5,00	5,09
12-й	6,375	222,236	1,980	6,006	69,017	0,150	6,531	230,567	2,4	3,802	107,596	596	5 (+25)	1693,00	3,77	3,86
13-й	6,733	228,969	2,091	6,749	71,108	0,154	6,933	237,500	2,9	3,523	111,119	523	5	1798,00	3,74	3,86
14-й	6,301	235,072	1,895	6,560	73,004	0,159	6,320	243,820	3,4	3,800	114,919	623	5	1547,80	3,94	4,08
15-й	5,854	240,926	1,818	6,734	74,822	0,162	6,252	250,072	6,4	3,503	118,423	598	4 (-29)	1457,00	4,02	4,29
16-й	5,213	246,139	1,619	6,430	76,441	0,166	6,626	255,698	7,3	2,776	121,199	532	4	1447,00	3,60	3,89
17-й	4,424	250,563	1,374	5,832	77,815	0,169	4,638	260,336	4,6	3,232	124,430	730	4	1453,80	3,04	3,19

Кінець таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
18-й	4,232	254,795	1,314	5,924	79,129	0,172	4,540	264,876	6,8	2,595	127,025	613	4	1397,80	3,03	3,25
19-й	3,911	258,706	1,215	5,820	80,343	0,174	4,215	269,091	7,2	3,035	130,060	776	4	1215,70	3,22	3,47
20-й	4,034	262,740	1,253	6,373	81,596	0,177	4,320	273,411	6,6	2,481	132,540	615	4	1445,50	2,79	2,99
21-й	4,327	267,067	1,344	7,302	82,940	0,180	4,343	277,845	2,4	2,061	134,602	476	4	1464,00	2,96	3,03
22-й	3,939	271,006	1,223	7,171	84,163	0,183	3,957	281,802	0,5	2,061	136,662	523	4	1452,00	2,71	2,73
23-й	3,456	274,462	1,073	6,777	85,237	0,185	3,498	285,300	1,2	1,812	138,474	524	4	1448,00	2,39	2,42
24-й	2,255	276,717	0,700	4,743	85,937	0,187	2,304	287,604	2,2	1,589	140,063	705	4	1152,80	1,96	2,00

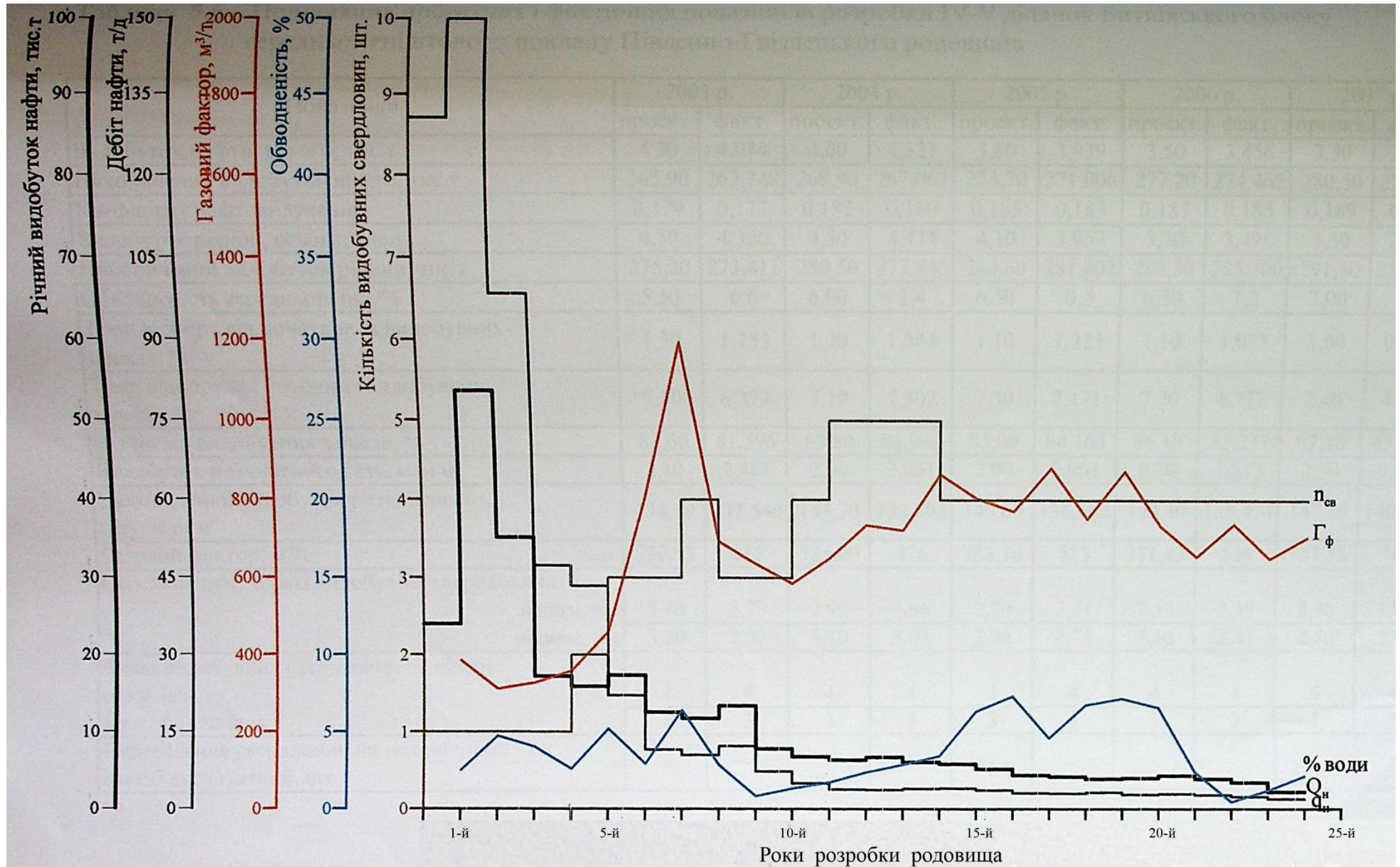


Рисунок 3.3 – Динаміка технологічних показників розробки IV-V ділянок Битківського блоку середньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Таблиця 3.7 – Основні технологічні показники розробки I ділянки Пасічнянського блоку середньоменілітового покладу (свердловини 8)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
8-й	0,417	0,417	0,604	0,604	0,604	0,001	0,446	0,446	6,5	0,047	0,047	112	1 (8)	58,0	7,190	7,690
9-й	1,393	1,810	2,109	2,031	2,623	0,004	1,501	1,947	7,2	0,419	0,466	301	1	348,8	3,994	4,303
10-й	1,358	3,168	1,968	2,021	4,591	0,007	1,431	3,378	5,1	0,510	0,976	376	1	365,0	3,721	3,921
11-й	1,558	4,726	2,258	2,367	6,849	0,011	1,574	4,952	1,0	0,931	1,907	598	1	365,0	4,268	4,312
12-й	0,894	5,620	1,296	1,391	8,145	0,013	0,929	5,881	3,8	0,897	2,804	1003	1	354,0	2,525	2,624
13-й	0,773	6,393	1,120	1,220	9,265	0,015	0,780	6,661	0,9	1,348	4,152	1744	1	366,0	2,112	2,131
14-й	1,144	7,537	1,658	1,827	10,923	0,018	1,162	7,823	1,5	1,484	5,636	1297	1	365,0	3,134	3,184
15-й	1,036	8,573	1,501	1,686	12,425	0,020	1,051	8,874	1,4	1,250	6,886	1207	1	365,0	2,838	2,879
16-й	0,773	9,346	1,120	1,279	13,545	0,022	0,780	9,654	0,9	1,202	8,088	1555	1	365,0	2,118	2,137
17-й	0,750	10,096	1,087	1,257	14,632	0,024	0,764	10,418	1,8	0,720	8,808	960	1	366,0	2,049	2,087
18-й	0,844	10,904	1,223	1,433	15,855	0,026	0,851	11,269	0,8	0,593	9,401	703	1	365,0	2,312	2,332
19-й	0,688	11,628	0,997	1,185	16,852	0,027	0,695	11,964	1,0	0,385	9,786	560	1	338,3	2,034	2,054
20-й	0,685	12,313	0,993	1,194	17,845	0,029	0,688	12,652	0,4	0,483	10,270	705	1	353,0	1,946	1,955
21-й	0,365	12,678	0,529	0,644	18,374	0,030	0,375	13,027	2,7	0,780	11,050	2138	1	366,0	0,997	1,025
22-й	0,347	13,025	0,503	0,616	18,877	0,031	0,360	13,387	3,6	0,853	11,903	2457	1	341,0	1,016	1,054
23-й	0,352	13,377	0,510	0,629	19,387	0,032	0,360	13,747	2,2	0,440	12,343	1251	1	365,0	0,964	0,986
24-й	0,272	13,649	0,394	0,498	19,781	0,032	0,302	14,049	9,9	0,391	12,734	1438	1	365,0	0,745	0,827

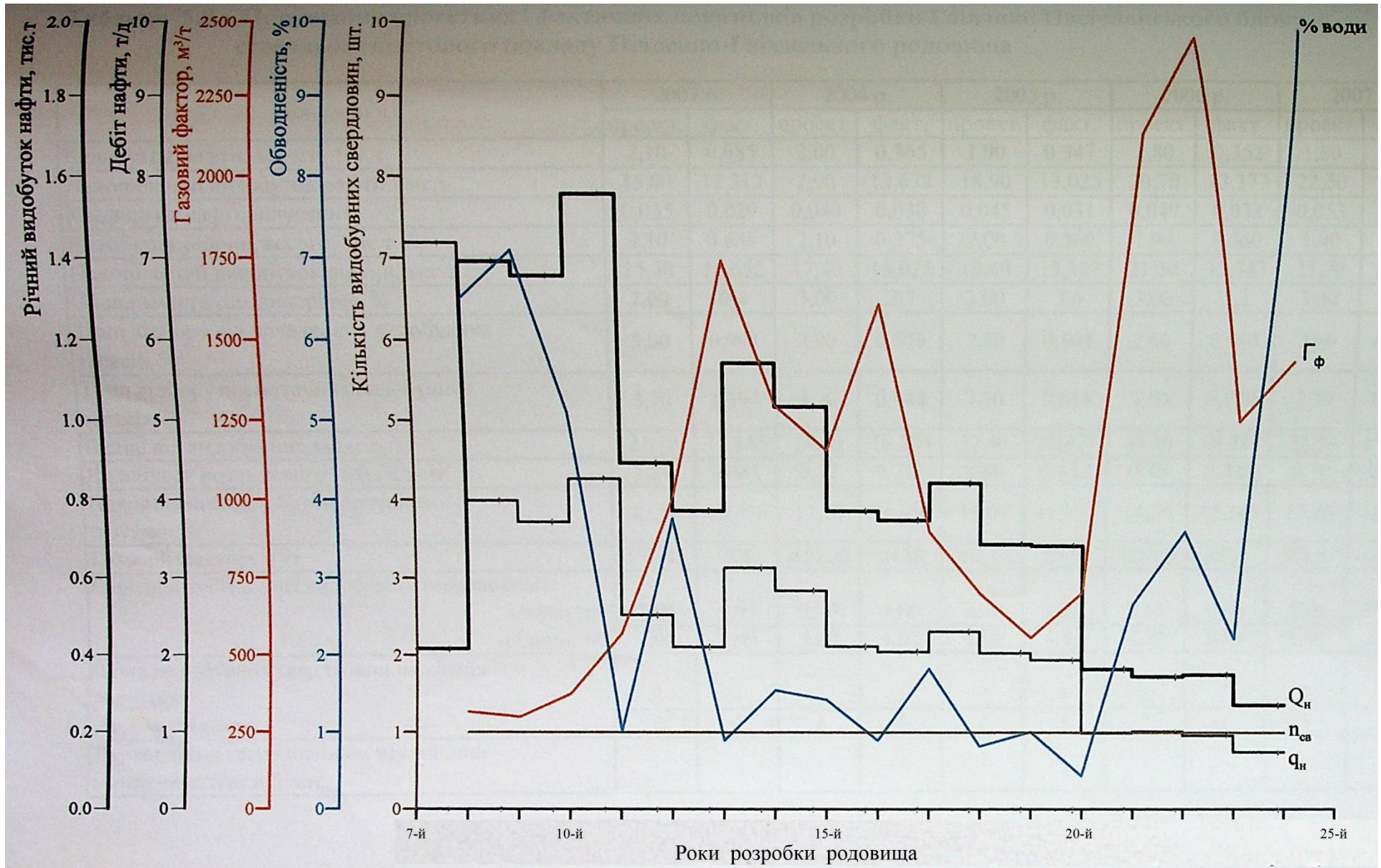


Рисунок 3.4 – Динаміка технологічних показників розробки I ділянки Пасічнянського блоку середньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Таблиця 3.8 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки I ділянки Пасічнянського блоку середньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Показники	22-й рік розробки		21-й рік розробки		22-й рік розробки		23-й рік розробки		24-й рік розробки	
	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.
Видобуток нафти, всього, тис. т	2,10	0,685	2,00	0,365	1,90	0,347	1,80	0,352	1,80	0,272
Накопичений видобуток нафти, тис. т	15,00	12,313	2,90	12,678	18,90	13,025	20,70	13,377	22,50	13,649
Коефіцієнт нафтовилучення	0,035	0,029	0,040	0,030	0,045	0,031	0,049	0,032	0,053	0,032
Видобуток рідини, всього, тис. т	2,10	0,688	2,10	0,375	2,00	0,360	1,90	0,360	1,90	0,302
Накопичений видобуток рідини, тис. т	15,30	12,652	17,40	13,027	19,40	13,387	21,30	13,747	23,20	14,049
Обводненість середньорічна, %	2,00	0,4	3,00	2,7	3,00	3,6	3,00	2,2	3,00	9,9
Темп відбору від початкових видобувних запасів, %	3,00	0,993	2,90	0,529	2,80	0,503	2,60	0,510	2,60	0,394
Темп відбору від поточних видобувних запасів, %	3,70	1,194	3,70	0,644	3,70	0,616	3,60	0,629	3,70	0,489
Відбір від видобувних запасів, %	21,70	17,845	24,60	18,374	27,40	18,877	30,00	19,387	22,50	19,781
Видобуток розчиненого газу, млн м ³	1,20	0,483	0,90	0,780	0,80	0,853	0,70	0,440	0,70	0,391
Накопичений видобуток розчиненого газу, млн м ³	12,30	10,270	13,20	11,050	14,00	11,903	14,70	12,343	15,40	12,734
Газовий фактор, м ³ /т	571,43	705	450,00	2138	421,05	2457	388,89	1251	388,89	1438
Середній дебіт однієї видобувної свердловини: нафти, т/д	3,00	1,95	2,80	1,00	2,70	1,02	0,96	2,50	5,00	0,75
рідини, т/д	3,00	1,95	3,00	1,02	2,80	1,05	0,99	2,70	5,40	0,83
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт. нафтових	2	1	2	1	2	1	2	1	1	1
в т. ч. фонтанних	2	1	2	1	2	1	2	1	1	1

Усього з покладів середньоменілітового горизонту видобуто 290,366 тис.т нафти, 301,654 тис.т рідини і 152,797 млн м³ нафтового газу, що становить 74,26 % від видобувних запасів, коефіцієнт нафтовилучення 0,152.

Динаміка основних показників експлуатації свердловин середньоменілітового горизонту наведена у таблицях 3.9-3.13.

II експлуатаційний об'єкт – нижньоменілітовий продуктивний горизонт.

III ділянка Битківського блоку була розкрита свердловиною 5, введеною в експлуатацію у листопаді 1986 р. з початковим дебітом 6,84 т/д і газовим фактором 330 м³/т. У березні 1995 р. свердловина була переведена на глибинно-насосний спосіб експлуатації і працює з дебітом 0,59 т/д нафти, газовий фактор становить 678 м³/т, обводненість 1,5 %, коефіцієнт продуктивності 0,06 т/д·МПа. З початку експлуатації з свердловини видобуто 6,770 тис.т нафти, 6,812 тис.т рідини і 4,080 млн м³ нафтового газу.

Поклад V ділянки розробляється свердловиною 24, введеною в експлуатацію в квітні 1994 р. із дебітом нафти 1,02 т/д і газовим фактором 496 м³/т. Свердловина працює як фонтанна на 5 мм штуцері з дебітом нафти 0,95 т/д та 0,97 т/д рідини при буферному тиску 5,29 МПа, затрубному – 7,06 МПа, обводненості 2,2 %, газовому факторі 1156 %; і коефіцієнтом продуктивності 0,18 т/д·МПа. Свердловиною видобуто 5,212 тис.т нафти, 5,270 тис.т рідини і 3,410 млн м³ нафтового газу.

I ділянка Пасічнянського блоку розробляється з вересня 1994 р. свердловиною 16. Початковий дебіт 1,07 т/д знизився за рік експлуатації до 0,31 т/д з одночасним збільшенням газового фактору з 1552 до 4090 м³/т. З вересня 1996 р. свердловина переведена на глибинно-насосний спосіб експлуатації, а з 2003 по 2006 рр. свердловина перебувала у контрольному фонді. На даний час свердловина експлуатується з дебітом нафти 0,35 т/д при газовому факторі 590 м³/т і обводненості 9,3 %. Свердловиною видобуто 1,235 тис.т нафти, 1,268 тис.т рідини і 2,782 млн м³ нафтового газу.

Усього з покладів нижньоменілітового горизонту видобуто 13,216 тис.т нафти, 13,350 тис.т рідини і 10,272 млн м³ нафтового газу, що становить 57,46 % від видобувних запасів, коефіцієнт нафтовилучення 0,019.

Таблиця 3.9 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 2

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-й	24,010	24,010	24,624	24,624	2,5	9,272	9,272	386	183,8	130,63	133,97
2-й	53,679	77,689	56,354	80,978	4,7	16,722	25,994	312	357,9	149,98	157,46
3-й	35,159	112,848	36,635	117,613	4,0	11,516	37,510	328	357,1	98,46	102,59
4-й	17,246	130,094	17,704	135,317	2,6	6,192	43,702	359	364,3	47,34	48,60
5-й	15,897	145,991	16,773	152,090	5,2	7,224	50,926	454	366,0	43,43	45,83
6-й	13,242	159,233	13,764	165,854	3,8	4,991	55,917	377	361,8	36,60	38,04
7-й	10,009	169,242	10,875	176,729	8,0	5,125	61,042	512	365,0	27,42	29,79
8-й	9,223	178,475	9,582	186,311	3,6	1,689	62,731	183	362,0	25,51	26,47
9-й	7,385	185,860	7,498	193,809	1,5	0,759	63,490	103	366,0	20,18	20,49
10-й	5,170	191,030	5,276	199,085	2,0	0,544	64,034	105	365,0	14,16	14,45
11-й	4,831	195,861	4,951	204,036	2,4	0,528	64,561	109	365,0	13,24	13,56
12-й	3,925	199,786	4,075	208,111	3,7	0,539	65,100	137	365,0	10,75	11,16
13-й	3,840	203,626	4,040	212,151	5,0	0,741	65,841	193	366,0	10,49	11,-4
14-й	3,409	207,035	3,626	215,777	6,0	0,726	66,567	213	365,0	9,34	9,93
15-й	3,087	210,122	3,485	219,262	11,4	0,744	67,311	241	365,0	8,46	9,55
16-й	2,656	212,778	3,069	222,331	13,5	0,692	68,002	260	365,0	7,28	8,41
17-й	2,413	215,191	2,627	224,958	8,1	0,830	68,832	344	366,0	6,59	7,18
18-й	2,239	217,430	2,516	227,474	11,0	0,752	69,584	336	365,0	6,13	6,89
19-й	2,236	219,666	2,540	230,014	12,0	1,046	70,630	468	365,0	6,13	6,96

Кінець таблиці 3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20-й	2,247	221,913	2,526	232,540	11,0	0,762	71,392	339	365,0	6,16	6,92
21-й	2,536	224,449	2,614	235,154	3,0	0,669	72,062	264	366,0	6,93	7,14
22-й	2,409	226,858	2,426	237,580	0,7	0,717	72,779	298	365,0	6,60	6,65
23-й	2,121	228,979	2,143	239,723	1,0	0,766	73,545	361	365,0	5,81	5,87
24-й	1,538	230,517	1,571	241,294	2,1	0,771	74,316	501	364,7	4,22	4,31

Таблиця 3.10 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 22

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
5-й	0,018	0,018	0,018	0,018	0,0	0,100	0,100	5556	1,0	18,00	18,00
6-й	4,003	4,021	4,003	4,021	0,0	8,838	8,938	2208	362,0	11,06	11,06
7-й	2,476	6,497	2,476	6,497	0,0	9,616	18,554	3884	365,0	6,78	6,78
8-й	1,404	7,901	1,404	7,901	0,0	4,755	23,309	3387	361,0	3,89	3,89
9-й	1,404	9,305	1,404	9,305	0,0	3,736	27,045	2661	366,0	3,84	3,84
10-й	1,228	10,533	1,228	10,533	0,0	2,400	29,445	1954	365,0	3,36	3,36
11-й	1,191	11,724	1,191	11,724	0,0	2,556	32,001	2146	365,0	3,26	3,26
12-й	0,928	12,652	0,928	12,652	0,0	2,305	34,306	2484	365,0	2,54	2,54
13-й	847	13,499	0,847	13,499	0,0	1,729	36,035	2041	366,0	2,31	2,31
14-й	827	14,326	0,827	14,326	0,0	2,107	38,142	2548	365,0	2,27	2,27
15-й	875	15,201	0,875	15,201	0,0	1,813	39,955	2072	365,0	2,40	2,40
16-й	827	16,028	0,827	16,028	0,0	1,218	41,174	1473	365,0	2,27	2,27
17-й	771	16,799	0,771	16,799	0,0	1,432	42,606	1858	366,0	2,11	2,11
18-й	953	17,752	0,982	17,781	3,0	1,094	43,700	1148	365,0	2,61	2,61
19-й	883	18,635	0,883	18,664	0,0	1,174	44,874	1329	365,0	2,42	2,42
20-й	824	19,459	0,829	19,493	0,6	0,928	45,802	1126	365,0	2,26	2,27
21-й	794	20,296	0,803	20,296	1,1	0,697	46,499	878	366,0	2,17	2,19
22-й	638	20,934	0,638	20,934	0,0	0,639	47,138	1001	365,0	1,75	1,75
23-й	552	21,492	0,558	21,492	1,1	0,470	47,608	852	365,0	1,51	1,53
24-й	473	21,975	0,483	21,875	2,0	0,636	48,244	1344	362,8	1,30	1,33

Таблиця 3.11 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 29

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
6-й	0,126	0,126	0,126	0,126	0,0	0,085	0,085	675	61,0	2,07	2,07
7-й	0,114	0,240	0,114	0,240	0,0	0,304	0,389	2665	360,0	0,32	0,32
8-й	0,066	0,306	0,066	0,306	0,0	0,145	0,534	2197	294,5	0,22	0,22
9-й	Контрольна										
10-й											
11-й	0,349	0,655	0,349	0,655	0,0	0,127	0,661	364	280,8	1,24	1,24
12-й	0,145	0,800	0,145	0,800	0,0	0,102	0,763	704	356,6	0,41	0,41
13-й	0,047	0,847	0,047	0,847	0,0	0,045	0,808	960	356,5	0,13	0,13
14-й	0,007	0,854	0,007	0,854	0,0	0,005	0,813	700	90,8	0,08	0,08
15-й	Контрольна										
16-й											
17-й											
18-й											
19-й											
20-й											
21-й											
22-й											
23-й											
24-й											

Таблиця 3.12 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 23

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
8-й	1,099	1,099	1,099	1,099	0,0	1,469	1,469	1336	107,0	10,27	10,27
9-й	4,617	5,716	4,617	5,716	0,0	3,622	5,090	784	366,0	12,61	12,61
10-й	1,464	7,180	1,464	7,180	0,0	1,153	6,244	788	342,2	4,28	4,28
11-й	0,441	7,621	0,441	7,621	0,0	0,327	6,571	742	350,5	1,26	1,26
12-й	0,250	7,871	0,250	7,871	0,0	0,228	6,799	910	344,9	0,72	0,72
13-й	0,161	8,032	0,161	8,032	0,0	0,120	6,919	748	343,5	0,47	0,47
14-й	0,152	8,184	0,152	8,184	0,0	0,112	7,031	738	362,0	0,42	0,42
15-й	0,160	8,344	0,160	8,344	0,0	0,106	7,137	664	362,0	0,44	0,44
16-й	0,168	8,512	0,168	8,512	0,0	0,096	7,233	571	352,0	0,48	0,48
17-й	0,172	8,684	0,172	8,684	0,0	0,151	7,384	875	355,8	0,48	0,48
18-й	0,150	8,834	0,150	8,834	0,0	0,090	7,474	599	302,8	0,50	0,50
19-й	0,058	8,892	0,058	8,892	0,0	0,048	7,521	822	120,7	0,48	0,48
20-й	0,112	9,004	0,112	9,004	0,0	0,078	7,599	696	350,5	0,32	0,32
21-й	0,104	9,108	0,104	9,108	0,0	0,057	7,657	551	366,0	0,28	0,28
22-й	0,078	9,816	0,078	9,816	0,0	0,055	7,711	699	357,0	0,22	0,22
23-й	0,112	9,298	0,117	9,303	4,3	0,043	7,754	381	365,0	0,31	0,32
24-й	0,028	9,326	0,029	9,332	3,1	0,013	7,767	476	144,0	0,20	0,20

Таблиця 3.13 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 25

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
12-й	1,127	1,127	1,133	1,133	0,5	0,628	0,628	558	261,5	4,31	4,31
13-й	1,838	2,965	1,838	2,971	0,0	0,887	1,516	483	366,0	5,02	5,02
14-й	1,708	4,673	1,708	4,679	0,0	0,850	2,366	498	365,0	4,68	4,68
15-й	1,732	6,405	1,732	6,411	0,0	0,841	3,207	485	365,0	4,75	4,75
16-й	1,562	7,967	1,562	7,973	0,0	0,770	3,977	493	365,0	4,28	4,28
17-й	1,068	9,035	1,068	9,041	0,0	0,819	4,796	767	366,0	2,92	2,92
18-й	0,890	9,925	0,892	9,933	0,2	0,658	5,454	739	365,0	2,44	2,44
19-й	0,734	10,659	0,734	10,667	0,0	0,768	6,221	1046	365,0	2,01	2,01
20-й	0,851	11,510	0,853	11,520	0,2	0,713	6,934	838	365,0	2,33	2,34
21-й	0,893	12,403	0,913	12,433	2,2	0,637	7,572	714	366,0	2,44	2,49
22-й	0,814	13,217	0,815	13,248	0,1	0,650	8,222	799	365,0	2,23	2,23
23-й	0,671	13,888	0,680	13,928	1,3	0,533	8,755	794	353,0	1,90	1,93
24-й	0,216	14,104	0,222	14,150	2,8	0,168	8,923	781	281,3	0,77	0,79

Основні технологічні показники розробки об'єктів нижньоменілітового продуктивного горизонту наведені у таблицях 3.14, 3.16, 3.18 та на рисунках 3.5-3.7, а співставлення проектних та фактичних показників – у таблицях 35.15, 3.17 та 3.19.

III експлуатаційний об'єкт – вигодський продуктивний горизонт.

У травні 1986 р. на I ділянці Пасічнянського блоку у вигодських відкладах еоцену введена в експлуатацію свердловина 4, яка відкрила газоконденсатний поклад з нафтовою облямівкою в його газовій частині. Початковий дебіт свердловини становив 160 тис.м³/д газу та 64 т/д конденсату на 6 мм штуцері. Протягом 1986 – 1988 рр. рівні відборів постійно підвищувались і були доведені до 285 тис.м³/д. Початковий пластовий тиск з 53,14 МПа зменшився за цей період до 30 МПа, після чого поклад перейшов у режим падаючого видобутку з поступовим зниженням дебітів газу та газоконденсату до 6,6 тис.м³/д та 0,46 т/д у 2006 р. З 2007 року свердловина експлуатує тільки нафтову облямівку покладу, експлуатація якої була розпочата з початковим дебітом нафти 1,24 т/д, та газовим фактором 5498 м³/т. На даний час свердловина працює як фонтанна на 5 мм штуцері з дебітом нафти 2,63 т/д та 3,33 т/д рідини при буферному тиску 4,6 МПа, затрубному – 7,45 МПа, обводненості 21 %, газовому факторі 4619 м³/т; і коефіцієнтом продуктивності 0,2 т/д·МПа. Свердловиною видобуто 524,437 млн м³ вільного газу, 101,461 тис.т конденсату, 9,361 тис.т нафти, 9,982 тис.т рідини і 29,899 млн м³ нафтового газу.

Нафтова облямівка покладу відкрита розвідувальною свердловиною 9 і розроблялась нею з березня 1988 р. На протязі року дебіт свердловини зменшився від 9,5 т/д до 1 т/д, проведені у 1989 р. соляно-кислотна обробка та гідророзрив пласта ефекту не мали – до кінця 1990 р. дебіт впав до 0,1 т/д. При накопиченому видобутку 0,996 тис.т нафти та 2,437 млн м³ нафтового газу свердловина у 1991 р. переведена в контрольні.

У травні 1998 р. введена в експлуатацію свердловина 6. Початковий дебіт свердловини становив 1,4 тис.м³/д вільного газу та 0,29 т/д конденсату. При подальшій експлуатації дебіт свердловини падав і у 2003 р. становив 0,7 тис.м³/д вільного газу та 0,19 т/д конденсату, тому з травня 2003 р. свердловина

Таблиця 3.14 – Основні технологічні показники розробки III ділянки Битківського блоку нижньоменілітового покладу (свердловина 5)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
3-й	0,270	0,270	1,688	1,688	1,688	0,0005	0,270	0,270	0,0	0,089	0,089	330	1 (5)	39,5	6,84	6,84
4-й	1,535	1,805	9,594	9,758	11,281	0,0031	1,535	1,805	0,0	1,062	1,151	692	1	365,0	4,21	4,21
5-й	1,200	3,005	7,500	8,454	18,781	0,0052	1,206	3,011	0,5	0,664	1,815	553	1	359,0	3,34	3,36
6-й	0,238	3,243	1,488	1,831	20,269	0,0056	0,240	3,251	0,8	0,124	1,939	521	1	313,5	0,76	0,77
7-й	0,072	3,315	0,450	0,564	20,719	0,0057	0,085	3,336	15,3	0,124	2,063	1717	1	350,3	0,21	0,24
8-й	0,087	3,402	0,544	0,686	21,263	0,0058	0,087	3,423	0,0	0,086	2,149	987	1	365,0	0,24	0,24
9-й	0,094	3,496	0,588	0,746	21,850	0,0060	0,094	3,517	0,0	0,053	2,201	562	1	366,0	0,26	0,26
10-й	0,084	3,580	0,525	0,672	22,375	0,0062	0,084	3,601	0,0	0,039	2,240	465	1	349,0	0,24	0,24
11-й	0,039	3,619	0,244	0,314	22,619	0,0062	0,039	3,640	0,0	0,020	2,260	500	1	155,3	0,25	0,25
12-й	0,265	3,884	1,656	2,140	24,275	0,0067	0,265	3,905	0,0	0,140	2,400	527	1	354,2	0,75	0,75
13-й	0,292	4,176	1,825	2,410	26,100	0,0072	0,292	4,197	0,0	0,123	2,523	422	1	328,0	0,89	0,89
14-й	0,311	4,487	1,944	2,630	28,044	0,0077	0,311	4,508	0,0	0,146	2,669	470	1	358,0	0,87	0,87
15-й	0,184	4,671	1,150	1,598	29,194	0,0080	0,184	4,692	0,0	0,110	2,779	595	1	360,0	0,51	0,51
16-й	0,173	4,844	1,081	1,527	30,275	0,0083	0,173	4,865	0,0	0,079	2,857	454	1	331,3	0,52	0,52
17-й	0,173	5,017	1,081	1,551	31,356	0,0086	0,173	5,038	0,0	0,133	2,990	768	1	366,0	0,47	0,47
18-й	0,177	5,194	1,106	1,612	32,463	0,0089	0,177	5,215	0,0	0,112	3,102	634	1	359,0	0,49	0,49
19-й	0,178	5,372	1,113	1,647	33,575	0,0092	0,178	5,393	0,0	0,153	3,255	860	1	356,5	0,50	0,50

Кінець таблиці 3.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
20-й	0,184	5,556	1,150	1,731	34,725	0,0095	0,184	5,577	0,0	0,114	3,369	621	1	365,0	0,50	0,50
21-й	0,261	5,817	1,631	2,499	36,356	0,0100	0,266	5,843	1,9	0,141	3,510	539	1	307,5	0,85	0,87
22-й	0,384	6,201	2,400	2,400	38,756	0,0107	0,391	6,234	1,8	0,237	3,747	618	1	324,8	1,18	1,20
23-й	0,381	6,582	2,381	2,381	41,138	0,0113	0,388	6,622	1,8	0,205	3,953	539	1	358,0	1,06	1,08
24-й	0,188	6,770	1,172	1,443	42,310	0,0116	0,190	6,812	1,5	0,127	4,080	678	1	317,7	0,59	0,60

Таблиця 3.16 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки V ділянки Битківського блоку нижньоменлітового покладу (свердловина 24)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
11-й	0,252	0,252	4,200	4,200	4,200	0,0035	0,252	0,252	0,0	0,125	0,125	496	1 (24)	246,0	1,02	1,02
12-й	0,301	0,553	5,017	5,237	9,217	0,0077	0,301	0,553	0,0	0,193	0,318	641	1	355,0	0,85	0,85
13-й	0,252	0,805	4,200	4,626	13,417	0,0112	0,252	0,805	0,0	0,122	0,439	482	1	350,0	0,72	0,72
14-й	0,315	1,120	2,520	6,064	18,667	0,0156	0,315	1,120	0,0	0,172	0,612	547	1	365,0	0,86	0,86
15-й	0,379	1,499	6,317	7,766	24,983	0,0208	0,379	1,499	0,0	0,181	0,792	477	1	365,0	1,04	1,04
16-й	0,355	1,854	5,917	7,887	30,900	0,0258	0,355	1,854	0,0	0,119	0,912	336	1	365,0	0,97	0,97
17-й	0,371	2,225	6,183	8,948	37,083	0,0309	0,371	2,225	0,0	0,192	1,103	517	1	366,0	1,01	1,01
18-й	0,378	2,603	6,300	10,013	43,383	0,0362	0,378	2,603	0,0	0,219	1,323	580	1	365,0	1,04	1,04
19-й	0,412	3,015	6,867	12,128	50,250	0,0419	0,412	3,015	0,0	0,320	1,643	777	1	338,0	1,22	1,22
20-й	0,501	3,516	8,350	16,784	58,600	0,0488	0,501	3,516	0,0	0,357	2,000	713	1	365,0	1,37	1,37
21-й	0,526	4,042	8,767	21,176	67,367	0,0561	0,571	4,087	7,9	0,385	2,385	732	1	366,0	1,44	1,56
22-й	0,507	4,549	8,450	25,894	75,817	0,0632	0,507	4,549	0,0	0,376	2,762	742	1	365,0	1,39	1,39
23-й	0,318	4,867	5,300	21,916	81,117	0,0676	0,323	4,917	1,5	0,250	3,012	786	1	359,5	0,88	0,90
24-й	0,345	5,212	5,747	30,432	86,863	0,0724	0,353	5,270	2,2	0,399	3,410	1156	1	362,8	0,95	0,97

Таблиця 3.17 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки V ділянки Битківського блоку
нижньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Показники	20-й рік розробки		21-й рік розробки		22-й рік розробки		23-й рік розробки		24-й рік розробки	
	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.
Видобуток нафти, всього, тис. т	0,25	0,501	0,25	0,526	0,25	0,507	0,20	0,318	0,20	0,345
Накопичений видобуток нафти, тис. т	2,85	3,516	3,10	4,042	3,35	4,549	3,55	4,867	3,75	5,212
Коефіцієнт нафтовилучення	0,040	0,0488	0,043	0,0561	0,047	0,0632	0,049	0,0676	0,052	0,0724
Видобуток рідини, всього, тис. т	0,25	0,501	0,25	0,571	0,25	0,507	0,25	0,323	0,20	0,353
Накопичений видобуток рідини, тис. т	2,90	3,516	3,15	4,087	3,40	4,594	3,65	4,917	3,85	5,270
Обводненість середньорічна, %	3,00	0,0	3,00	7,9	4,00	0,0	4,00	1,5	5,00	2,2
Темп відбору від початкових видобувних запасів, %	4,20	8,350	4,20	8,767	4,20	8,450	3,30	5,300	3,30	5,747
Темп відбору від поточних видобувних запасів, %	7,40	16,784	7,90	21,176	8,60	25,894	7,50	21,196	8,20	30,432
Відбір від видобувних запасів, %	48,00	58,600	52,00	67,367	56,00	75,817	59,00	81,117	62,00	86,863
Видобуток розчиненого газу, млн м ³	0,05	0,357	0,05	0,385	0,05	0,376	0,05	0,250	0,05	0,399
Накопичений видобуток розчиненого газу, млн м ³	1,15	2,000	1,20	2,385	1,25	2,762	1,30	3,012	1,35	3,410
Газовий фактор, м ³ /т	200	713	200	732	200	742	250	786	250	1156
Середній дебіт однієї видобувної свердловини: нафти, т/д	0,70	1,37	0,70	1,44	0,65	1,39	0,65	0,88	0,60	0,95
рідини, т/д	0,75	1,37	0,70	1,56	0,70	1,39	0,65	0,90	0,65	0,97
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт. нафтових	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
в т. ч. фонтанних	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1
Переведення свердловин на механічний спосіб експлуатації, шт.	-	-	1	-	1	-	1	-	1	-

Таблиця 3.18 – Основні технологічні показники розробки I ділянки Пасічнянського блоку нижньоменілітового покладу (свердловина 16)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
11-й	0,100	0,100	10,000	10,000	10,000	0,0027	0,105	0,105	4,8	0,155	0,155	1552	1 (16)	93,5	1,07	1,12
12-й	0,104	0,204	10,400	11,556	20,400	0,0055	0,104	0,209	0,0	0,425	0,581	4090	1	337,0	0,31	0,31
13-й	0,137	0,341	13,700	17,211	34,100	0,0092	0,138	0,347	0,7	0,540	1,121	3942	1	342,9	0,40	0,40
14-й	0,138	0,479	13,800	20,941	47,900	0,0129	0,138	0,485	0,0	0,411	1,532	2977	1	358,7	0,38	0,38
15-й	0,179	0,658	17,900	34,357	65,800	0,0178	0,184	0,669	2,7	0,386	1,917	2154	1	357,5	0,50	0,51
16-й	0,165	0,823	16,500	48,246	82,300	0,0222	0,165	0,834	0,0	0,393	2,310	2379	1	361,0	0,46	0,46
17-й	0,082	0,905	8,200	46,328	90,500	0,0245	0,082	0,916	0,0	0,148	2,458	1809	1	227,5	0,36	0,36
18-й	0,101	1,006	10,100	106,316	100,600	0,0272	0,101	1,017	0,0	0,140	2,598	1388	1	365,0	0,28	0,28
19-й	0,007	1,013	0,700	-	-	0,0274	0,007	1,024	0,0	0,005	2,603	743	1	31,0	0,23	0,23
20-й	контрольна															
21-й																
22-й																
23-й	0,131	1,144	13,100	-	-	0,0309	0,143	1,167	8,4	0,125	2,728	952	1	302,2	0,43	0,47
24-й	0,091	1,235	9,100	-	-	0,0334	0,101	1,268	9,3	0,054	2,782	590	1	260,7	0,35	0,38

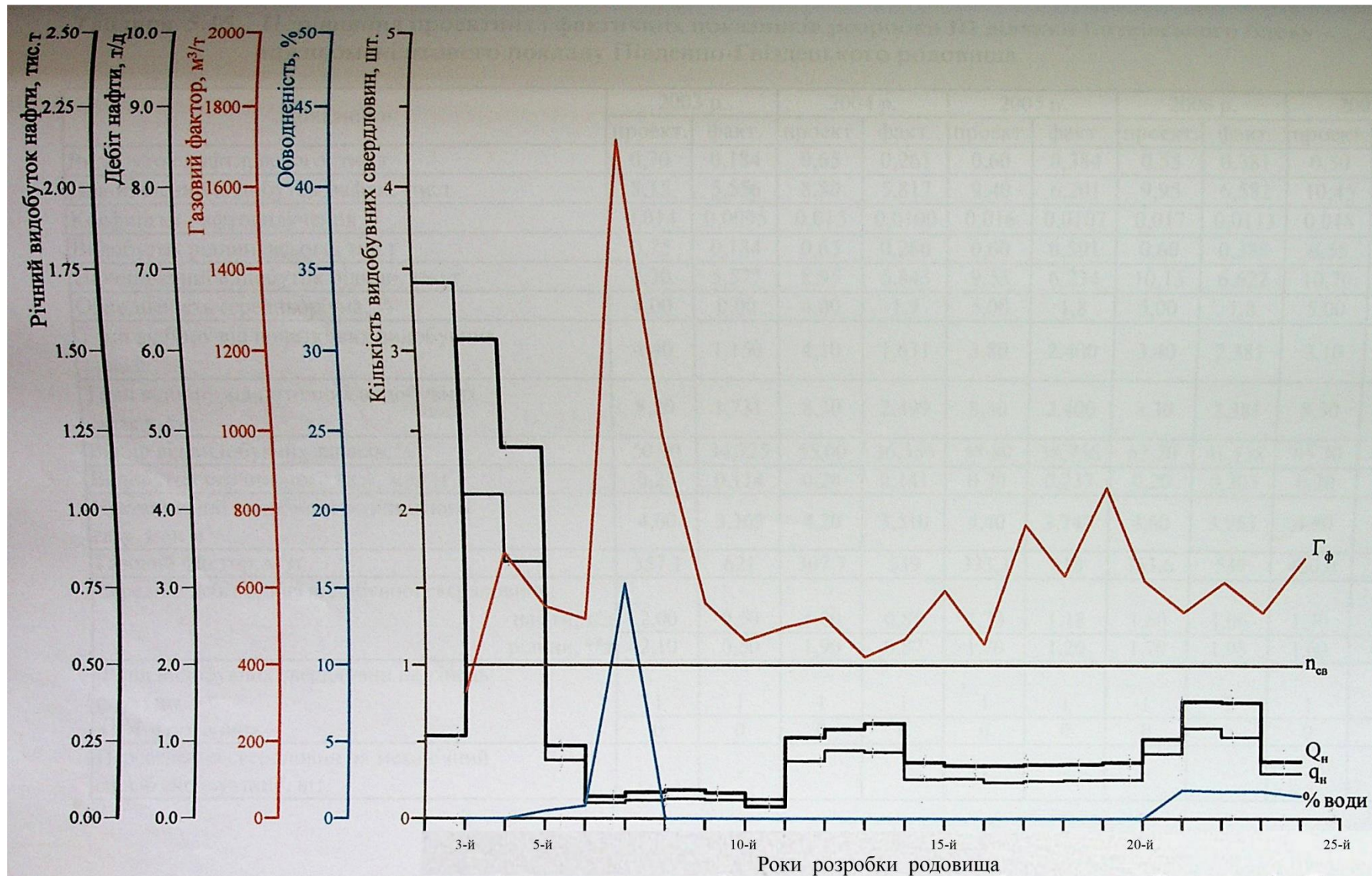


Рисунок 3.5 – Динаміка технологічних показників розробки III ділянки Битківського блоку нижньоменілітового покладу Південнозвіздецького родовища

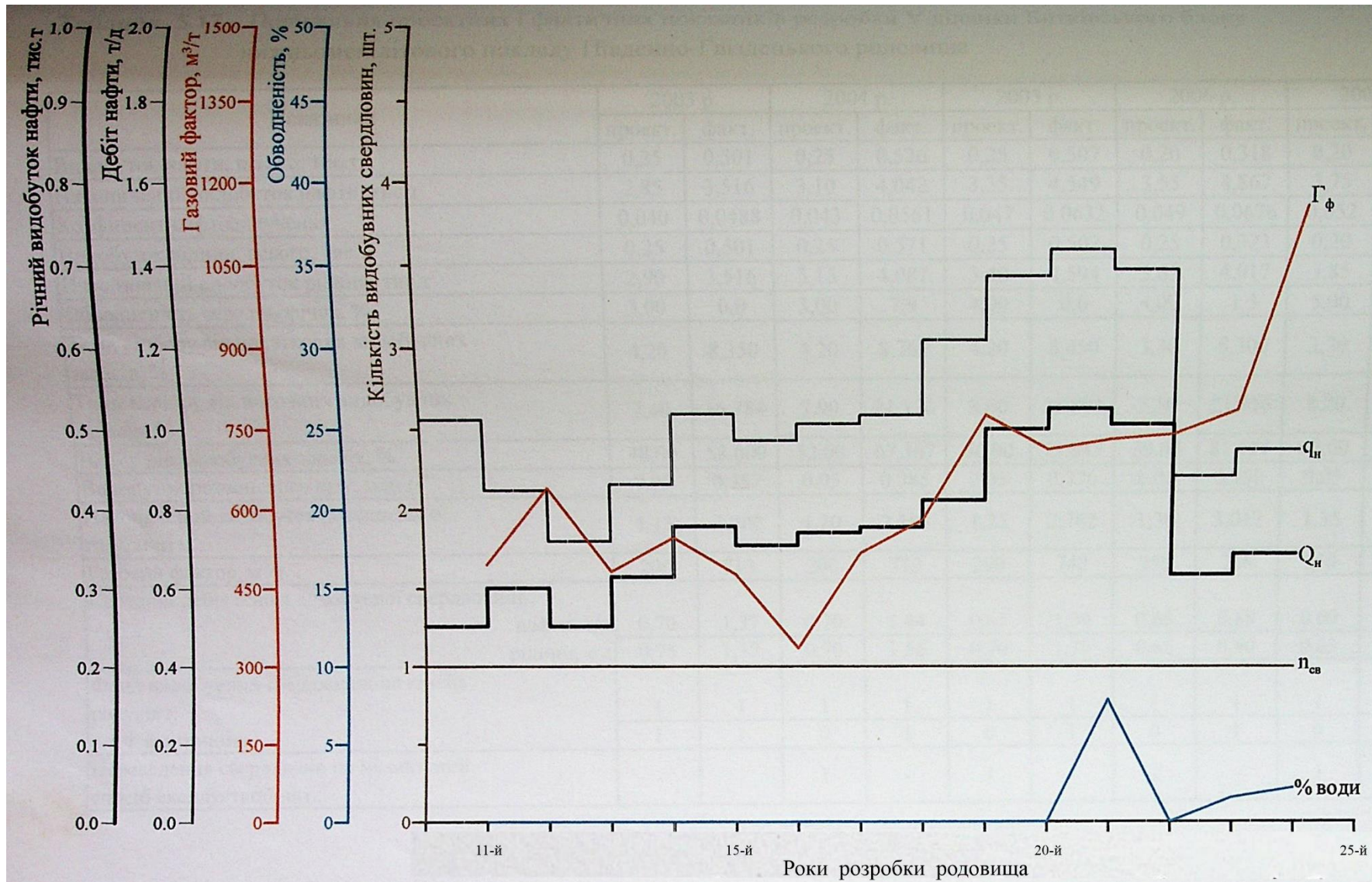


Рисунок 3.6 – Динаміка технологічних показників розробки V ділянки Битківського блоку нижньоменілітового покладу Південногіздецького родовища

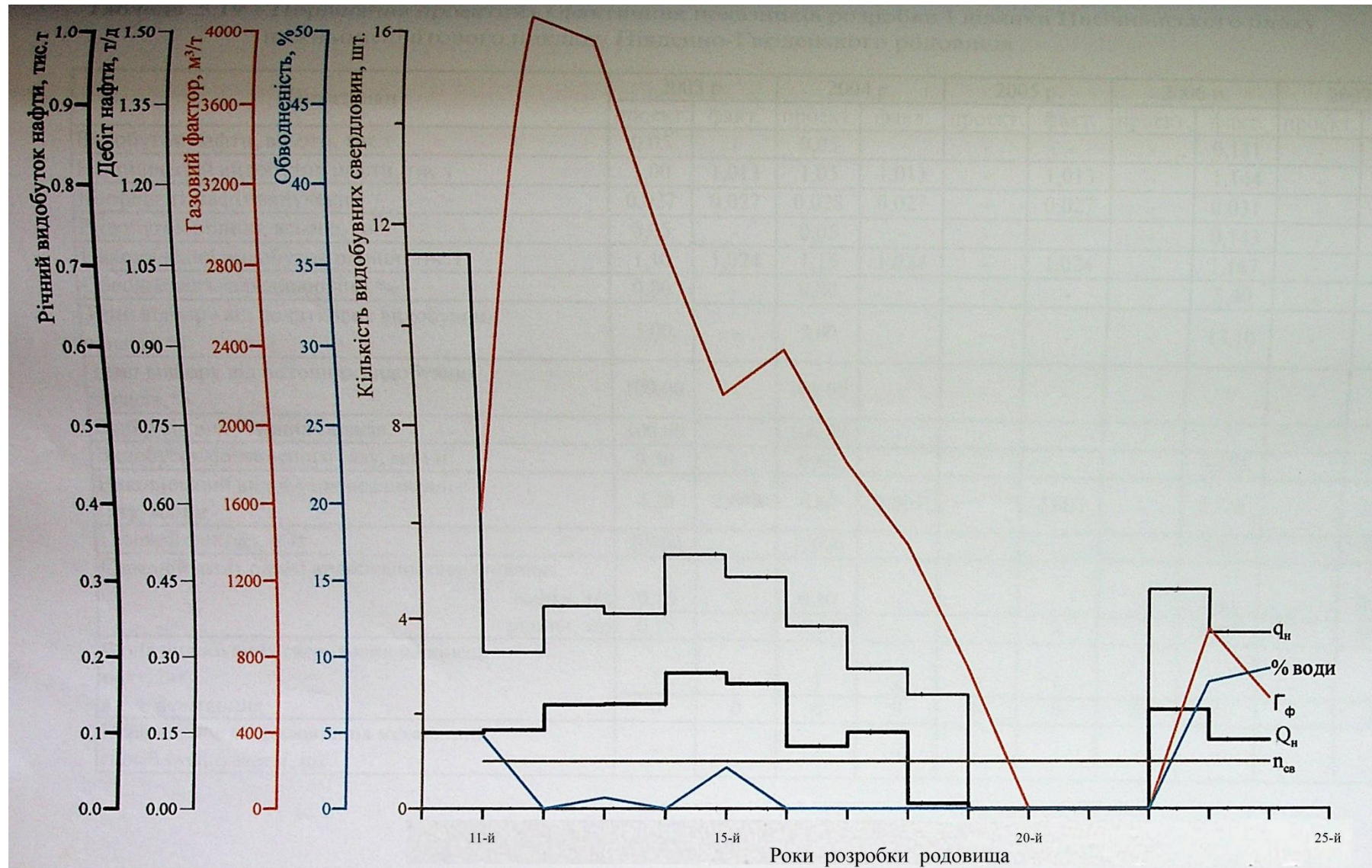


Рисунок 3.7 – Динаміка технологічних показників розробки I ділянки Пасічнянського блоку нижньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

переведена у контрольний фонд при накопиченому видобутку 0,897 млн м³ вільного газу та 0,233 тис.т конденсату.

Таким чином, з I ділянки Пасічнянського блоку видобуто 10,357 тис.т нафти, 11,162 тис.т рідини, 32,336 млн м³ нафтового та 525,334 млн м³ вільного газу, 101,694 тис.т конденсату.

Нафтовий поклад вигодських відкладів еоцену II ділянки Пасічнянського блоку залучено в розробку в жовтні 1993 р. свердловиною 10, яка до цього дренивала поклад манявських відкладів. Після дострілу вигодських відкладів свердловина працювала як фонтанна на 5 мм штуцері з дебітом нафти 2,6 т/д при газовому факторі 494 м³/т. На кінець 2007 р. продуктивність зменшилась до 1,2 т/д при газовому факторі 716 м³/т, буферному та затрубному тисках 4,7 МПа та 4,9 МПа відповідно. Накопичений видобуток нафти становить 7,599 тис.т, рідини – 7,748 тис.т та нафтового газу – 7,831 млн м³.

Основні технологічні показники розробки об'єкту наведені в таблицях 3.20, 3.21, 3.23 та на рисунках 3.8-3.10, а співставлення проектних та фактичних показників – у таблицях 3.22, 3.24.

Всього з покладів вигодських відкладів родовища видобуто 17,956 тис.т нафти, 18,909 тис.т рідини, 40,166 млн м³ нафтового та 525,334 млн м³ вільного газу, 101,694 тис.т конденсату. Поточні коефіцієнти нафто- та конденсатовилучення становлять 0,015 та 0,222 відповідно.

Динаміка основних показників експлуатації свердловин вигодського горизонту наведена у таблицях 3.25-3.29.

IV експлуатаційний об'єкт – манявський продуктивний горизонт.

Газоконденсатний поклад з нафтовою облямівкою манявських відкладів II ділянки Пасічнянського блоку з жовтня 1990 р. експлуатує свердловина 10. Початковий дебіт нафти склав 2,4 т/д і за три роки експлуатації зменшився до 1,2 т/д, після чого 10.1993 р. були достріляні вигодські відклади і розробка обох покладів продовжується сумісно. Свердловина працює на 5 мм штуцері з дебітом нафти 0,7 т/д при газовому факторі 715 м³/т, буферному та затрубному тисках 4,7 МПа та 4,9 МПа відповідно.

Таблиця 3.20 – Основні технологічні показники розробки III ділянки Битківського блоку нижньоменілітового покладу (свердловина 5)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
5-й	0,612	0,612	0,900	0,900	0,900	0,0006	0,662	0,662	7,6	1,984	1,984	3242	1 (9)	267,2	2,3	2,5
6-й	0,233	0,845	0,343	0,346	1,243	0,0008	0,293	0,955	20,5	0,261	2,245	1120	1	298,3	0,8	1,0
7-й	0,151	0,996	0,222	0,225	1,465	0,0010	0,225	1,180	32,9	0,192	2,437	1272	1	315,0	0,5	0,7
8-й	0,000	0,996	0,000	0,000	1,465	0,0010	0,000	1,180	0,0	0,000	2,437	0	0 (9-к)	0,0	0,0	0,0
9-й	0,000	0,996	0,000	0,000	1,465	0,0010	0,000	1,180	0,0	0,000	2,437	0	0	0,0	0,0	0,0
10-й	0,000	0,996	0,000	0,000	1,465	0,0010	0,000	1,180	0,0	0,000	2,437	0	0	0,0	0,0	0,0
11-й	0,000	0,996	0,000	0,000	1,465	0,0010	0,000	1,180	0,0	0,000	2,437	0	0	0,0	0,0	0,0
12-й	0,000	0,996	0,000	0,000	1,465	0,0010	0,000	1,180	0,0	0,000	2,437	0	0	0,0	0,0	0,0
13-й	0,000	0,996	0,000	0,000	1,465	0,0010	0,000	1,180	0,0	0,000	2,437	0	0	0,0	0,0	0,0
14-й	0,452	1,448	0,665	0,675	2,129	0,0015	0,466	1,646	3,0	2,485	4,922	5498	1	365	1,2	1,3
15-й	0,720	2,168	1,059	1,082	3,188	0,0022	0,739	2,385	2,6	2,258	7,180	3136	1 (4)	365	2,0	2,0
16-й	0,977	3,145	1,437	1,484	4,625	0,0032	1,011	3,396	3,4	2,641	9,821	2703	1	365	2,7	2,8
17-й	1,089	4,234	1,601	1,679	6,226	0,0042	1,131	4,527	3,7	2,946	12,767	2705	1	365	3,1	3,2
18-й	1,155	5,389	1,699	1,811	7,925	0,0054	1,189	5,716	2,9	3,121	15,887	2702	1	347,5	3,3	3,4
19-й	1,193	6,582	1,754	1,905	9,679	0,0066	1,231	6,947	3,1	3,226	19,113	2704	1	349	3,4	3,5
20-й	0,813	7,395	1,196	1,324	10,875	0,0074	0,904	7,851	10,1	2,198	21,310	2703	1	365	2,2	2,5
21-й	0,785	8,180	1,154	1,295	12,029	0,0082	0,834	8,685	5,9	2,125	23,435	2707	1	366	2,1	2,3

Кінець таблиці 3.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
22-й	0,591	8,771	0,869	0,988	12,899	0,0088	0,614	9,299	3,7	1,601	25,036	2708	1	365	1,6	1,7
23-й	0,626	9,397	0,921	1,057	13,819	0,0094	0,648	9,947	3,4	2,867	27,903	4579	1	365	1,7	1,8
24-й	0,960	10,357	1,412	1,638	15,231	0,0104	1,215	11,162	21,0	4,433	32,336	4619	1	365	2,6	3,3

Кінець таблиці 3.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
20-й	2,804	517,018	0,515	0,258	101,070	0,221	49,063	0,079	0,825	92,01	28,17	2	514,3	5,45	0,50
21-й	3,070	520,088	0,518	0,240	101,310	0,221	49,180	0,067	0,892	78,18	21,82	1 (6-к)	366	8,39	0,66
22-й	2,823	522,911	0,521	0,215	101,525	0,222	49,284	0,025	0,917	76,16	8,86	1	365	7,73	0,59
23-й	2,423	525,334	0,523	0,169	101,694	0,222	49,366	0,010	0,927	69,75	4,13	1	365	6,64	0,46
24-й	0,00	525,334	0,523	0,000	101,694	0,222	49,366	0,000	0,927	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00

Таблиця 3.22 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки I ділянки Пасічнянського блоку Вигодського покладу Південногвіздецького родовища

Показники	20-й рік розробки		21-й рік розробки		22-й рік розробки		23-й рік розробки		24-й рік розробки	
	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.
Видобуток нафти, тис. т	1,60	0,813	3,60	0,785	3,35	0,591	3,00	0,626	2,75	0,960
Накопичений видобуток нафти, тис. т	7,20	7,395	10,80	8,180	14,15	8,771	17,15	9,397	19,90	10,357
Коефіцієнт нафтовилучення	0,007	0,007	0,011	0,008	0,014	0,009	0,017	0,009	0,020	0,010
Видобуток рідини, тис. т	1,70	0,904	3,74	0,834	3,50	0,614	3,20	0,648	2,90	1,215
Накопичений видобуток рідини, тис. т	7,50	7,851	11,25	8,685	14,75	9,299	17,95	9,947	20,85	11,162
Видобуток розчиненого газу, млн м ³	3,00	2,198	6,30	2,125	5,90	1,601	5,20	2,867	4,80	4,433
Накопичений видобуток розчиненого газу, млн. м ³	20,20	21,310	26,40	23,435	32,40	25,036	37,60	27,903	42,40	32,336
Видобуток вільного газу, млн м ³	101,70	2,804	81,40	3,070	66,10	2,823	50,90	2,423	40,70	0,000
Накопичений видобуток вільного газу, млн. м ³	617,50	517,018	698,90	520,088	765,00	522,911	815,90	525,334	856,60	525,334
Видобуток конденсату, тис. т	6,60	0,258	5,70	0,240	5,00	0,215	5,90	0,169	6,10	0,000
Накопичений видобуток конденсату, тис. т	107,00	101,070	112,70	101,310	117,70	101,525	123,60	101,694	129,70	101,694
Газовий фактор, м ³ /т	1875,00	2703	1750,00	2707	1761,19	2708	1733,33	4579	1745,45	4619
Конденсатний фактор, г/м ³	64,90	92,01	70,02	78,18	75,64	76,16	115,91	69,75	149,88	0,00
Обводненість середньорічні, %	4,00	10,1	4,00	5,9	4,00	3,7	5,00	3,4	6,00	21,0
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт.										
нафтових	3	1	4	1	4	1	4	1	4	1
газових	3	2	3	1	3	1	3	1	3	0
Середній дебіт видобувної свердловини:										
нафти, т/д	2,3	2,2	3,4	2,1	3,2	1,6	2,9	1,7	2,6	2,6
рідини, т/д	2,4	2,5	3,6	2,3	3,3	1,7	3,0	1,8	2,8	3,3
вільного газу, тис. м ³	97,00	5,45	77,50	8,39	63,00	7,73	48,50	6,64	39,00	0,00
конденсату, т/д	6,30	0,50	5,40	0,66	4,80	0,59	5,60	0,46	5,80	0,00

Таблиця 3.23 – Основні технологічні показники розробки II ділянки Пасічянського блоку Вигодського покладу (свердловина 10)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
10-й	0,278	0,278	1,986	1,986	1,986	0,0012	0,281	0,281	1,1	0,205	0,205	500	1 (10)	88,9	3,1	3,2
11-й	1,350	1,628	9,643	9,838	11,629	0,0068	1,365	1,646	1,1	0,966	1,171	511	1	364,9	3,7	3,7
12-й	0,718	2,346	5,129	5,803	16,757	0,0099	0,730	2,376	1,6	1,043	2,214	535	1	365,0	2,0	2,0
13-й	0,638	2,984	4,557	5,475	21,314	0,0125	0,650	3,026	1,8	0,929	3,143	559	1	357,9	1,8	1,8
14-й	0,654	3,638	4,671	5,937	25,986	0,0153	0,665	3,691	1,7	0,715	3,858	576	1	365,0	1,8	1,8
15-й	0,573	4,211	4,093	5,530	30,079	0,0177	0,584	4,275	1,9	0,719	4,577	632	1	356,3	1,6	1,6
16-й	0,550	4,761	3,929	5,619	34,007	0,0200	0,560	4,835	1,8	0,554	5,131	1000	1	365,0	1,5	1,5
17-й	0,544	5,305	3,886	5,888	37,893	0,0223	0,554	5,389	1,8	0,543	5,674	982	1	365,0	1,5	1,5
18-й	0,370	5,675	2,643	4,255	40,536	0,0238	0,370	5,759	0,0	0,368	6,042	1000	1	365,0	1,0	1,0
19-й	0,322	5,997	2,300	3,868	42,836	0,0252	0,322	6,081	0,0	0,323	6,364	1000	1	355,6	0,9	0,9
20-й	0,268	6,265	1,914	3,349	44,750	0,0263	0,268	6,349	0,0	0,268	6,633	1000	1	365,0	0,7	0,7
21-й	0,250	6,515	1,786	3,232	46,536	0,0274	0,250	6,599	0,0	0,250	6,882	1000	1	357,1	0,7	0,7
22-й	0,323	6,838	2,307	4,315	48,843	0,0287	0,323	6,922	0,0	0,323	7,205	1000	1	355,6	0,9	0,9
23-й	0,318	7,156	2,271	4,440	51,114	0,0301	0,327	7,249	2,8	0,308	7,513	969	1	355,6	0,9	0,9
24-й	0,443	7,599	3,165	6,474	54,279	0,0319	0,499	7,748	11,2	0,317	7,831	727	1	365,0	1,2	1,4

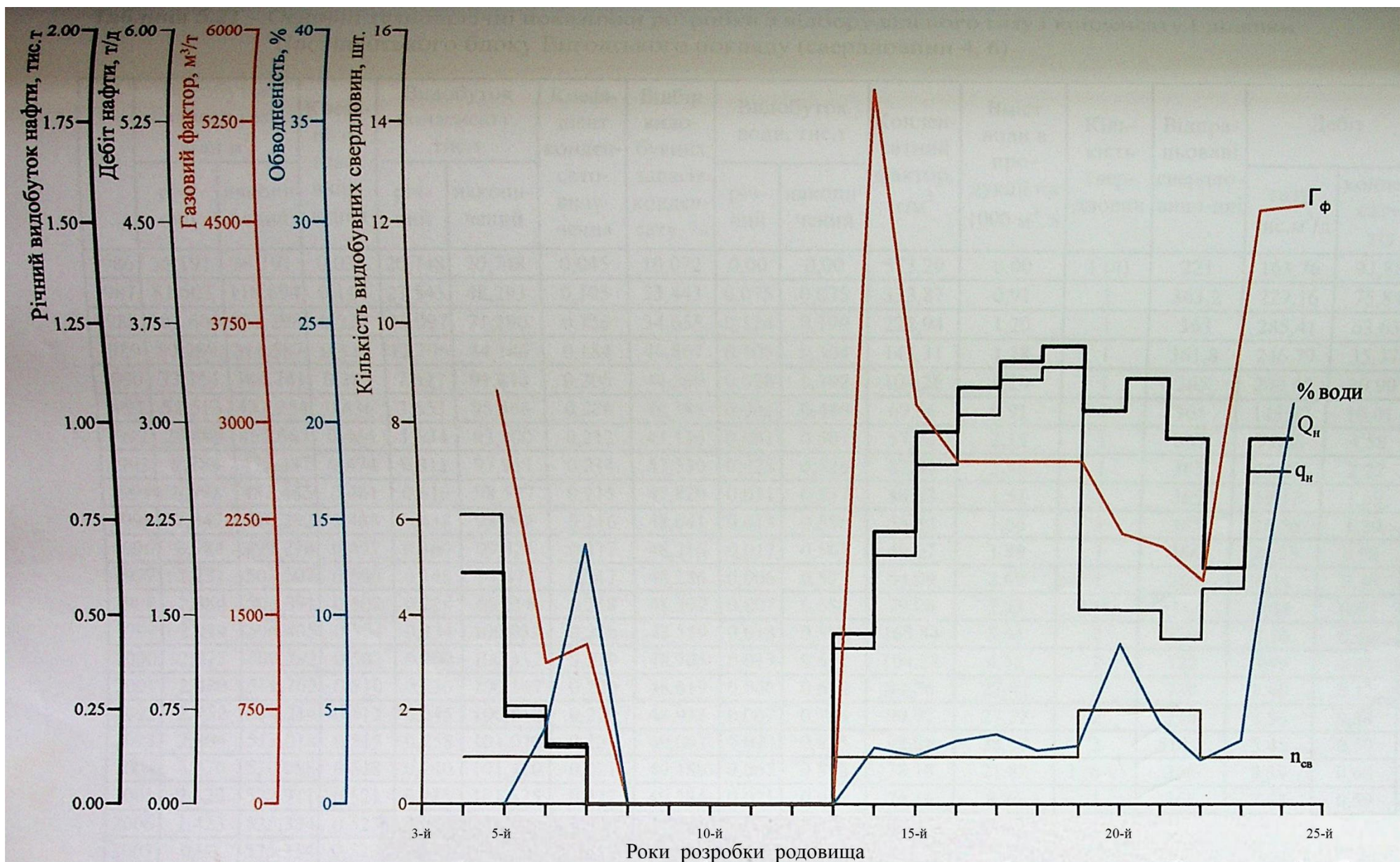


Рисунок 3.8 – Динаміка технологічних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу I ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу Південногвіздецького родовища

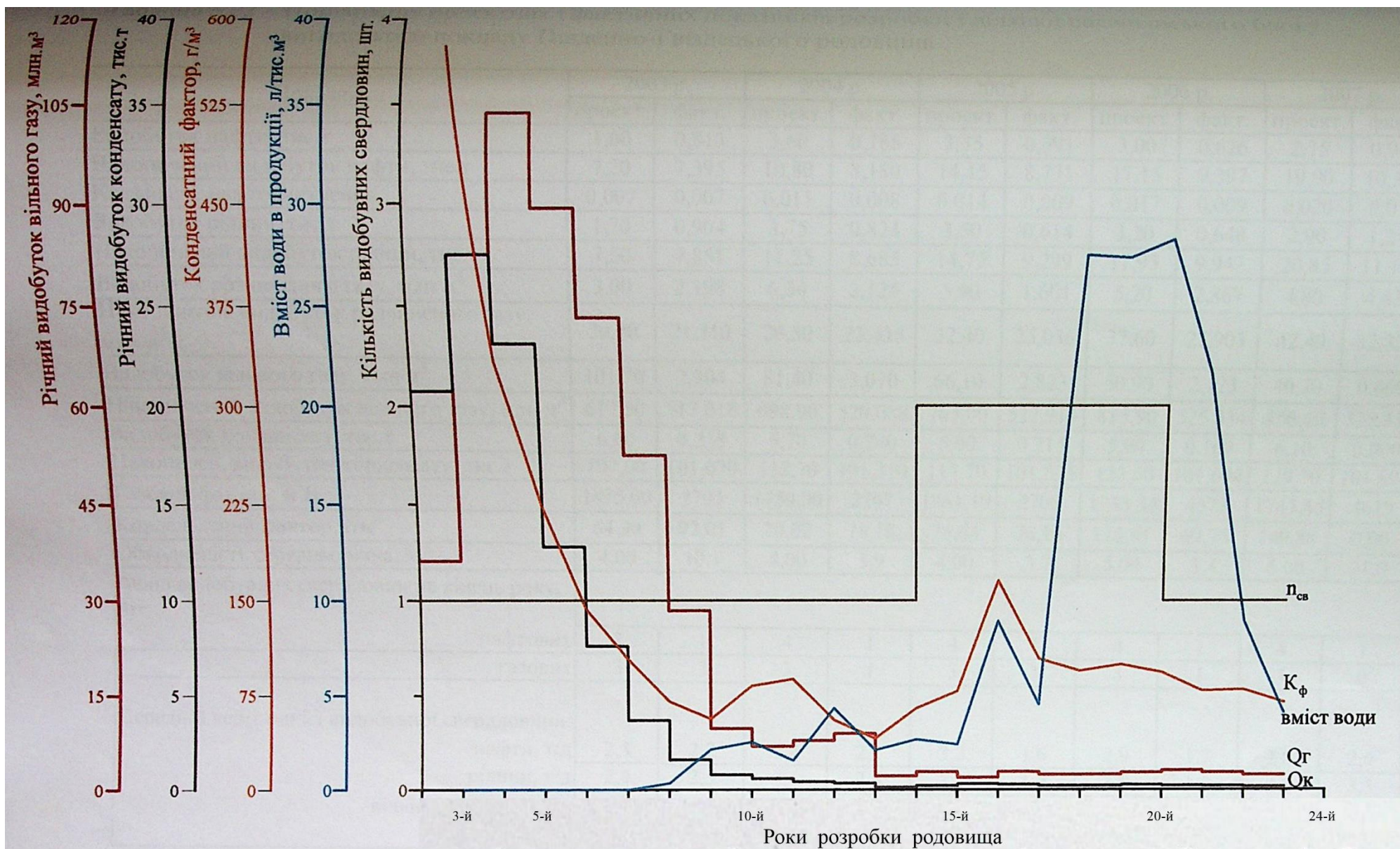


Рисунок 3.9 – Динаміка технологічних показників розробки з відбору вільного газу і конденсату I ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу Південногіздецького родовища

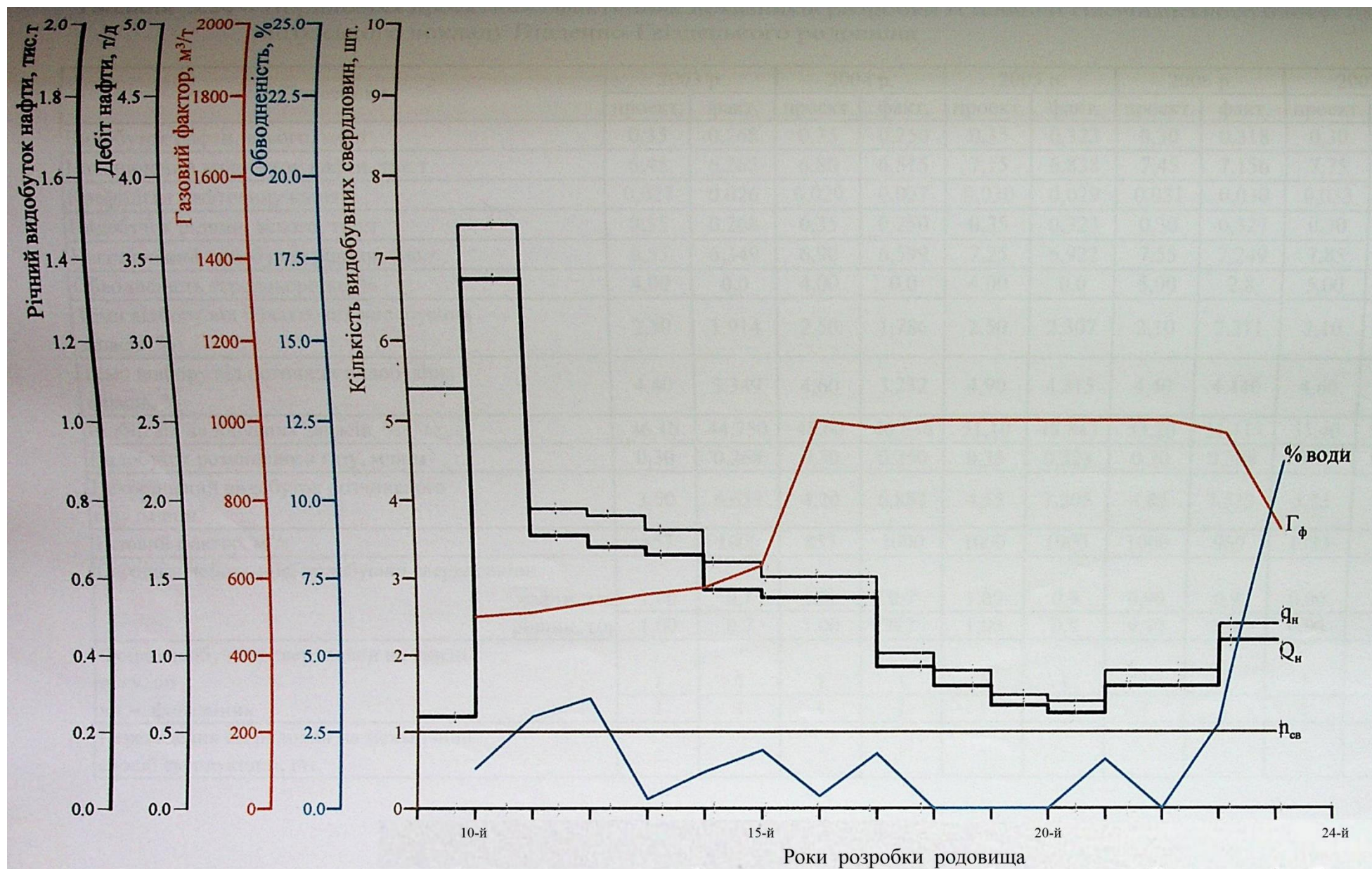


Рисунок 3.10 – Динаміка технологічних показників розробки з відбору нафти II ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу Південногіздецького родовища

Таблиця 3.25 – Динаміка основних показників експлуатації газоконденсатної свердловини 4

Роки розробки родовища	Видобуток вільного газу, млн м ³		Видобуток конденсату, тис. т		Конденсатний фактор, г/м ³	Видобуток води, тис. т		Вміст продукції на 1000 м ³ , л	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			газу, м ³ /д	конденсату, т/д
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3-й	36,191	36,191	20,748	20,748	573,29	0,00	0,000	0,0	221,0	163,8	93,88
4-й	82,503	118,694	27,545	48,293	333,87	0,08	0,075	0,9	363,2	227,2	75,84
5-й	103,604	222,298	23,097	71,390	222,94	0,12	0,199	1,2	363,0	285,4	63,63
6-й	89,289	311,578	12,796	84,186	143,31	0,11	0,304	1,2	361,8	246,8	35,37
7-й	73,154	384,741	7,627	91,813	104,26	0,09	0,392	1,2	365,0	200,4	20,90
8-й	52,513	437,254	3,653	95,466	69,56	0,05	0,440	0,9	365,0	143,9	10,01
9-й	28,409	465,663	1,634	97,100	57,52	0,06	0,501	2,1	357,0	79,6	4,58
10-й	9,784	475,447	0,811	97,911	82,89	0,03	0,526	2,6	365,0	26,8	2,22
11-й	6,998	482,445	0,616	98,527	88,03	0,01	0,537	1,6	365,0	19,2	1,69
12-й	7,847	490,292	0,438	98,965	55,82	0,01	0,550	1,7	365,0	21,5	1,20
13-й	8,984	499,276	0,360	99,325	40,07	0,02	0,567	1,9	366,0	24,5	0,98
14-й	2,231	501,507	0,145	99,470	64,99	0,01	0,573	2,7	365,0	6,1	0,40
15-й	2,682	504,507	0,185	99,655	68,98	0,01	0,580	2,6	365,0	7,3	0,51
16-й	1,969	506,158	0,287	99,942	145,76	0,02	0,597	8,6	365,0	5,4	0,79
17-й	2,370	508,528	0,269	100,211	113,50	0,01	0,610	5,5	366,0	6,5	0,73
18-й	2,462	510,990	0,197	100,408	80,02	0,07	0,678	27,6	365,0	6,7	0,54
19-й	2,429	513,419	0,199	100,607	81,93	0,07	0,745	27,6	365,0	6,7	0,55
20-й	2,702	516,121	0,230	100,837	85,12	0,07	0,818	27,0	365,0	7,4	0,63
21-й	3,070	519,191	0,240	101,077	78,18	0,07	0,885	21,8	366,0	8,4	0,66

Кінець таблиці 3.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22-й	2,823	522,014	0,215	101,292	76,16	0,03	0,910	8,9	365,0	7,7	0,59
23-й	2,423	524,437	0,169	101,461	69,75	0,01	0,920	4,1	365,0	6,6	0,46
24-й	0,000	524,437	0,000	101,461	0,00	0,00	0,920	0,0	0,0	0,0	0,00

Таблиця 3.26 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 9

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
5-й	0,612	0,612	0,662	0,662	7,6	1,984	1,984	3242	267,2	2,29	2,48
6-й	0,233	0,845	0,293	0,955	20,5	0,261	2,245	1120	298,3	0,78	0,98
7-й	0,151	0,996	0,225	1,180	32,9	0,192	2,437	1272	315,0	0,48	0,71
8-й	контрольна										
9-й											
10-й											
11-й											
12-й											
13-й											
14-й											
15-й											
16-й											
17-й											
18-й											
19-й											
20-й											
21-й											
22-й											
23-й											
24-й											

Таблиця 3.27 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 10 (вигодський поклад)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
10-й	0,278	0,278	0,281	0,281	1,1	0,205	0,205	432	88,9	3,1	3,2
11-й	1,350	1,628	1,365	1,646	1,1	0,966	1,171	716	364,9	3,7	3,7
12-й	0,718	2,346	0,730	2,376	1,6	1,043	2,214	1452	365,0	2,0	2,0
13-й	0,638	2,984	0,650	3,026	1,8	0,929	3,143	1456	357,9	1,8	1,8
14-й	0,654	3,638	0,665	3,691	1,7	0,715	3,858	1094	365,0	1,8	1,8
15-й	0,573	4,211	0,584	4,275	1,9	0,719	4,577	1255	356,3	1,6	1,6
16-й	0,550	4,761	0,560	4,835	1,8	0,554	5,131	1007	365,0	1,5	1,5
17-й	0,544	5,305	0,554	5,389	1,8	0,543	5,674	997	365,0	1,5	1,5
18-й	0,370	5,675	0,370	5,759	0,0	0,368	6,042	995	365,0	1,0	1,0
19-й	0,322	5,997	0,322	6,081	0,0	0,323	6,364	1002	355,6	0,9	0,9
20-й	0,268	6,265	0,268	6,349	0,0	0,268	6,633	1001	365,0	0,7	0,7
21-й	0,250	6,515	0,250	6,599	0,0	0,250	6,882	999	357,1	0,7	0,7
22-й	0,323	6,838	0,323	6,922	0,0	0,323	7,205	999	355,6	0,9	0,9
23-й	0,318	7,156	0,327	7,249	2,8	0,308	7,513	969	355,6	0,9	0,9
24-й	0,443	7,599	0,499	7,748	11,2	0,317	7,831	716	365,0	1,2	1,4

Таблиця 3.28 – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 4 (нафтова облямівка)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
14-й	0,452	0,452	0,466	0,466	3,0	2,485	2,485	5498	365,0	1,24	1,28
15-й	0,710	1,172	0,739	1,205	2,6	2,258	4,743	3136	365,0	1,97	2,02
16-й	0,977	2,149	1,011	2,216	3,4	2,642	7,385	2705	365,0	2,68	2,77
17-й	1,089	3,238	1,131	3,347	3,7	2,944	10,330	2703	356,0	3,06	3,18
18-й	1,155	4,393	1,189	4,536	2,9	3,121	13,450	2702	347,5	3,32	3,42
19-й	1,193	5,586	1,231	5,767	3,1	3,226	16,767	2704	349,0	3,42	3,53
20-й	0,813	6,399	0,904	6,671	10,1	2,198	18,873	2703	365,0	2,23	2,48
21-й	0,785	7,184	0,834	7,505	5,9	2,125	20,998	2707	366,0	2,14	2,28
22-й	0,591	7,775	0,614	8,119	3,7	1,601	22,599	2708	365,0	1,62	1,68
23-й	0,626	8,401	0,648	8,767	3,4	2,867	25,466	4579	365,0	1,72	1,78
24-й	0,960	9,361	1,215	9,982	21,0	4,433	29,899	4619	365,0	2,63	3,33

Таблиця 3.29 – Динаміка основних показників експлуатації газоконденсатної свердловини 6

Роки розробки родовища	Видобуток вільного газу, млн м ³		Видобуток конденсату, тис. т		Конденсатний фактор, г/м ³	Видобуток води, тис. т		Вміст продукції на 1000 м ³ , л	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	річний	накопичений		річний	накопичений			газу, м ³ /д	конденсату, т/д
15-й	0,202	0,202	0,043	0,043	212,9	0,000	0,000	0,0	146,5	1,4	0,29
16-й	0,045	0,247	0,047	0,090	1044,4	0,001	0,001	22,2	364,0	0,1	0,13
17-й	0,507	0,754	0,031	0,121	61,1	0,000	0,001	0,0	366,0	1,4	0,08
18-й	0,018	0,772	0,038	0,159	2111,1	0,000	0,001	0,0	365,0	0,0	0,10
19-й	0,023	0,795	0,046	0,205	2000,0	0,000	0,001	0,0	365,0	0,1	0,13
20-й	0,102	0,897	0,028	0,233	274,5	0,006	0,007	58,8	149,3	0,7	0,19
21-й	контрольна										
22-й											
23-й											
24-й											

Усього з покладу манявських відкладів родовища видобуто 5,025 тис.т нафти, 8,325 млн м³ нафтового та 1,907 млн м³ вільного газу, 0,871 тис.т конденсату. Поточні коефіцієнти нафто- та конденсатовилучення становлять 0,047 та 0,01 відповідно.

Основні технологічні показники розробки об'єкту наведені в таблицях 3.30, 3.31 та на рисунках 3.11, 3.12, а співставлення проектних та фактичних показників – у таблиці 3.32.

3.3 Характеристика енергетичного стану покладів родовища

На Південногвіздецькому родовищі здійснюється промислова розробка чотирьох експлуатаційних об'єктів, які виділені за тектонічними ознаками і пов'язані із середньоменілітовими, нижньоменілітовими, вигодськими та манявськими відкладами, на природних режимах виснаження. У таблиці 3.33 наведені початкові пластові тиски по покладах експлуатаційних об'єктів. Нижче ж наводиться характеристика їхнього енергетичного стану. Динаміка пластових тисків по свердловинах подана у таблиці 3.34.

I експлуатаційний об'єкт – середньоменілітовий продуктивний горизонт (IV, V ділянки Битківського блоку і I ділянка Пасічнянського блоку).

Основні промислові запаси об'єкту пов'язані із нафтовим покладом IV-V ділянки Битківського блоку. Початковий пластовий тиск заміряний в свердловині 2 становив 48,05 МПа та за період максимальних відборів (1984-1985 рр.) зменшився до 22 МПа при тиску насичення 24,7 МПа. Таке стрімке зниження пластового тиску вплинуло на активізацію режиму розчиненого газу. За останніми замірами по свердловині 2 від 27.10.2007 р. він становить 15,4 МПа.

Свердловини 22, 23, 25, 29 введені в експлуатацію при пластових тисках, що відповідали поточним в покладі, що зумовило підвищення значення газового фактору.

Початковий пластовий тиск заміряний у свердловині 8, яка розкрила нафтовий поклад I ділянки Пасічнянського блоку, становив 64,7 МПа. У подальшому з відбором продукції пластовий тиск знижувався й становив на 08.02.2003 р. 56,74 МПа. На даний час поклад працює на режимі розчиненого газу.

Таблиця 3.30 – Основні технологічні показники розробки II ділянки Пасічнянського блоку Манявського покладу (свердловина 10, нафтова облямівка)

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений				нафти	рідини
7-й	0,045	0,045	0,750	0,750	0,750	0,0004	0,045	0,045	0,0	0,000	0,000	1	1 (10)	5,7	7,9	7,9
8-й	0,639	0,684	10,650	10,730	11,400	0,0065	0,647	0,692	1,2	0,358	0,358	500	1	283,9	2,3	2,3
9-й	0,426	1,110	7,100	8,014	18,500	0,0105	0,451	1,143	5,5	0,906	1,264	372	1	366,0	1,2	1,2
10-й	0,401	1,511	6,683	8,200	25,183	0,0143	0,406	1,549	1,2	0,682	1,946	500	1	342,8	1,2	1,2
11-й	0,499	2,010	8,317	11,116	33,500	0,0190	0,504	2,053	1,0	0,755	2,701	585	1	365,0	1,4	1,4
12-й	0,266	2,276	4,433	6,667	37,933	0,0215	0,271	2,342	1,8	0,562	3,262	5179	1	362,0	0,7	0,7
13-й	0,236	2,512	3,933	6,337	41,867	0,0237	0,240	2,564	1,7	1,034	4,296	8316	1	359,5	0,7	0,7
14-й	0,242	2,754	4,033	6,938	45,900	0,0260	0,245	2,809	1,2	1,059	5,355	4375	1	365,0	0,7	0,7
15-й	0,383	3,137	6,383	11,799	52,283	0,0296	0,386	3,195	0,8	1,079	6,434	2316	1	214,0	1,8	1,8
16-й	0,317	3,454	5,283	11,072	57,567	0,0326	0,319	3,514	0,6	0,395	6,829	1250	1	365,0	0,9	0,9
17-й	0,301	3,755	5,017	11,822	62,583	0,0354	0,302	3,816	0,3	0,302	7,132	1333	1	366,0	0,8	0,8
18-й	0,204	3,959	3,400	9,087	65,983	0,0373	0,208	4,024	1,9	0,205	7,337	1500	1	365,0	0,6	0,6
19-й	0,180	4,139	3,000	8,819	68,983	0,0390	0,180	4,204	0,0	0,180	7,516	1000	1	365,0	0,5	0,5
20-й	0,151	4,290	2,517	8,114	71,500	0,0405	0,151	4,355	0,0	0,150	7,666	1000	1	365,0	0,4	0,4
21-й	0,139	4,429	2,317	8,129	73,817	0,0418	0,139	4,494	0,0	0,139	7,805	1000	1	366,0	0,4	0,4
22-й	0,181	4,610	3,017	11,521	76,833	435	0,181	4,675	0,0	0,180	7,985	1000	1	365,0	0,5	0,5
23-й	0,176	4,786	2,933	12,662	79,767	452	0,176	4,851	0,0	0,169	8,154	944	1	365,0	0,5	0,5
24-й	0,239	5,025	3,980	19,672	83,747	474	0,268	5,119	11,0	0,171	8,325	708	1	365,0	0,7	0,7

Таблиця 3.31 – Основні технологічні показники розробки II ділянки Пасічнянського блоку Манявського покладу (свердловина 10)

Роки розробки родовища	Видобуток вільного газу, тис. млн м ³		Коефіцієнт газовилучення	Видобуток конденсату, тис. т		Коефіцієнт конденсатовилучення	Відбір видобувних запасів конденсату, %	Видобуток води, тис. т		Конденсатний фактор, г/м ³	Вміст води в продукції на 1000 м ³ , л	Кількість свердловин	Відпрацьовані свердловино-дні	Дебіт	
	річний	накопичений		річний	накопичений			річний	накопичений					газу, м ³ /д	конденсату, т/д
16-й	0,086	0,086	0,000	0,056	0,056	0,001	0,147	0,00	0,00	651,16	0,00	1 (10)	286,7	0,30	0,20
17-й	0,133	0,219	0,001	0,110	0,166	0,002	0,437	0,00	0,00	827,07	0,00	1	332,5	0,40	0,33
18-й	0,160	0,379	0,002	0,100	0,266	0,003	0,700	0,00	0,00	625,00	0,00	1	320	0,50	0,31
19-й	0,168	0,547	0,003	0,105	0,371	0,004	0,976	0,00	0,00	625,00	0,00	1	336	0,50	0,31
20-й	0,176	0,723	0,004	0,116	0,487	0,006	1,282	0,00	0,00	659,09	11,36	1	360	0,50	0,32
21-й	0,320	1,043	0,006	0,108	0,595	0,007	1,566	0,01	0,01	337,50	18,75	1	355,6	0,90	0,30
22-й	0,287	1,330	0,007	0,145	0,740	0,009	1,947	0,01	0,01	505,23	17,42	1	358,8	0,80	0,40
23-й	0,577	1,907	0,010	0,131	0,871	0,010	2,292	0,01	0,02	227,04	12,13	1	250,9	2,30	0,52
24-й	0,000	1,907	0,010	0,000	0,871	0,010	2,292	0,00	0,00	0,00	0,00	1	0	0,00	0,00

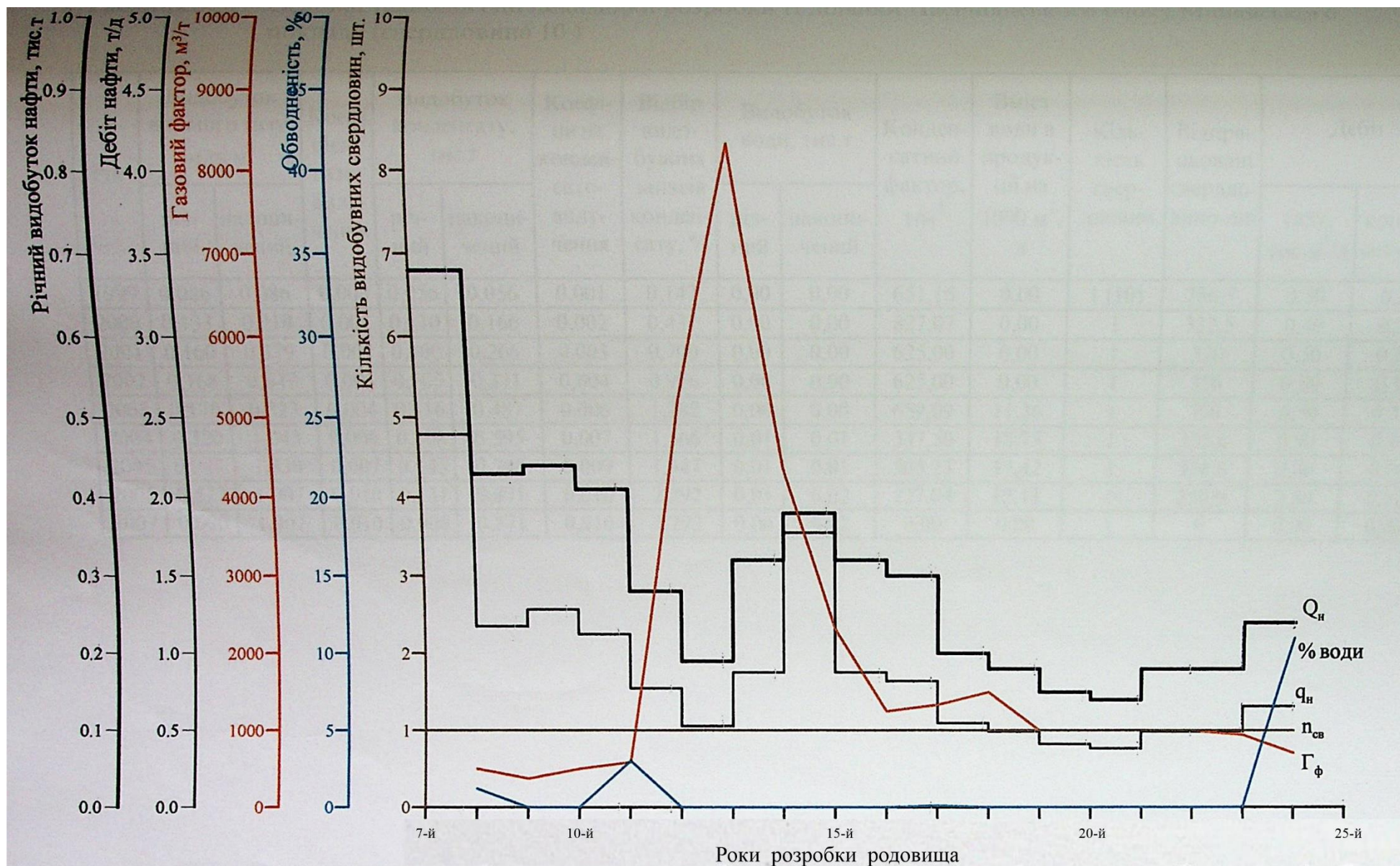


Рисунок 3.11 – Динаміка технологічних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу II ділянки Пасічнянського блоку манявського покладу Південногвіздецького родовища

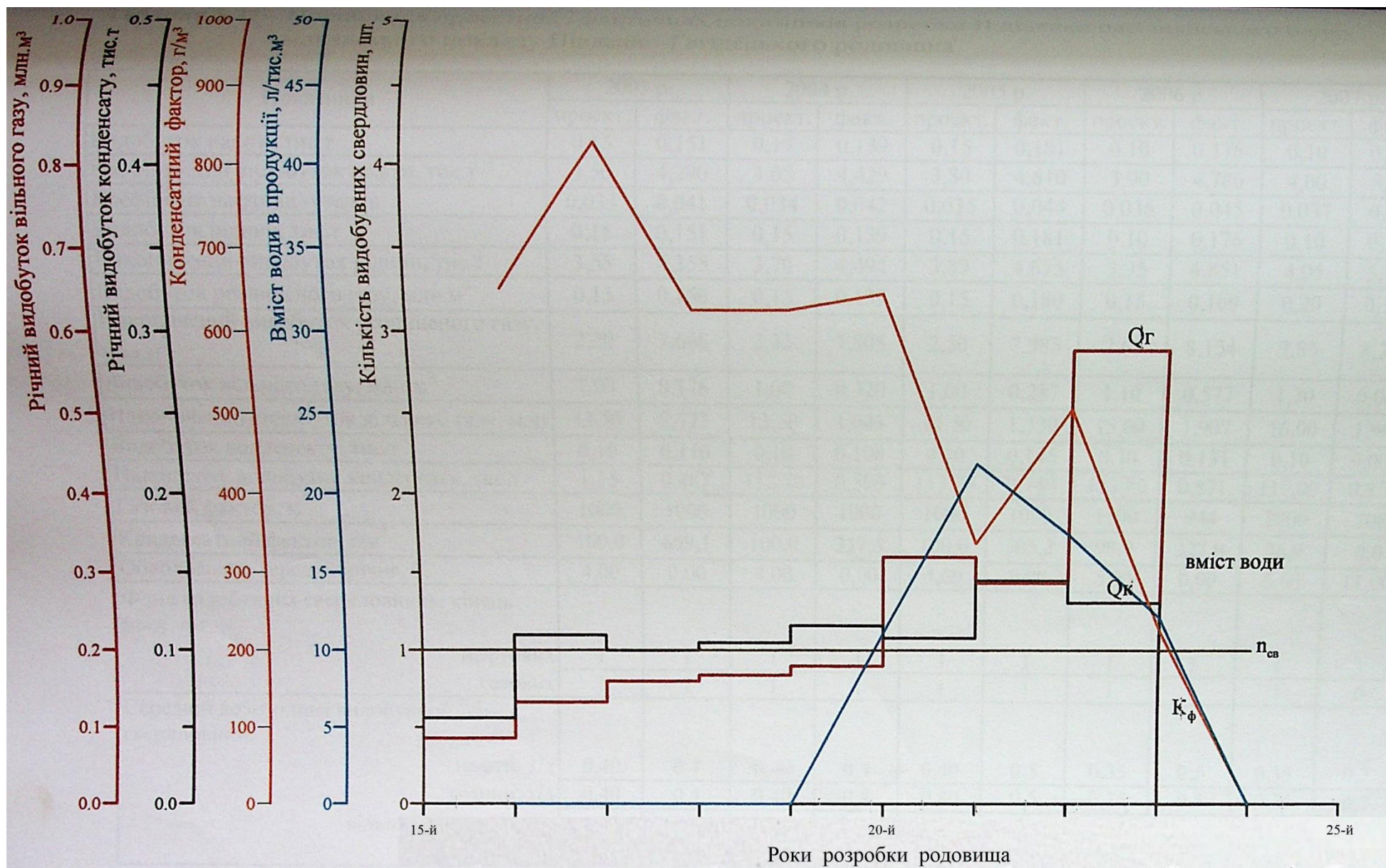


Рисунок 3.12 – Динаміка технологічних показників розробки з відбору вільного газу і конденсату II ділянки Пасічнянського блоку манявського покладу Південногіздецького родовища

Таблиця 3.32 – Порівняння проектних і фактичних показників розробки II ділянки Пасічнянського блоку манявського покладу Південногвіздецького родовища

Показники	20-й рік розробки		21-й рік розробки		22-й рік розробки		23-й рік розробки		24-й рік розробки	
	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.	проект.	факт.
Видобуток нафти, тис. т	0,15	0,151	0,15	0,139	0,15	0,181	0,10	0,176	0,10	0,239
Накопичений видобуток нафти, тис. т	3,50	4,290	3,65	4,429	3,80	4,610	3,90	4,786	4,00	5,025
Коефіцієнт нафтовилучення	0,033	0,041	0,034	0,042	0,035	0,044	0,036	0,045	0,037	0,047
Видобуток рідини, тис. т	0,15	0,151	0,15	0,139	0,15	0,181	0,10	0,176	0,10	0,268
Накопичений видобуток рідини, тис. т	3,55	4,355	3,70	4,494	2,50	4,675	3,95	4,851	4,05	5,119
Видобуток розчиненого газу, млн м ³	0,15	0,150	0,15	0,139	0,15	0,180	0,15	0,169	0,20	0,171
Накопичений видобуток розчиненого газу, млн. м ³	2,20	7,666	2,35	7,805	3,89	7,985	2,65	8,154	2,85	8,325
Видобуток вільного газу, млн м ³	1,00	0,176	1,00	0,320	1,00	0,287	1,10	0,577	1,30	0,000
Накопичений видобуток вільного газу, млн. м ³	12,50	0,723	13,50	1,043	14,50	1,330	15,60	1,907	16,90	1,907
Видобуток конденсату, тис. т	0,10	0,116	0,10	0,108	0,10	0,145	0,10	0,131	0,10	0,000
Накопичений видобуток конденсату, тис. т	1,15	0,487	112,70	0,595	117,70	0,740	117,80	0,871	117,90	0,871
Газовий фактор, м ³ /т	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1500	944	2000	708
Конденсатний фактор, г/м ³	100,0	659,1	100,0	337,5	100,0	505,2	90,9	227,0	76,9	0,0
Обводненість середньорічні, %	4,00	0,00	4,00	0,00	4,00	0,00	5,00	0,00	5,00	11,0
Фонд видобувних свердловин на кінець року, шт.										
нафтових	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
газових	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Середній дебіт видобувної свердловини:										
нафти, т/д	0,40	0,4	0,40	0,4	0,40	0,50	0,5	0,5	0,35	0,7
рідини, т/д	0,40	0,4	0,40	0,4	0,40	0,50	0,5	0,5	0,35	0,7
вільного газу, тис. м ³	2,90	0,50	2,90	0,90	2,90	0,80	3,10	2,30	3,70	0,00
конденсату, т/д	-	0,32	-	0,30	-	0,40	-	0,52	-	0,00

Таблиця 3.33 – Початкові пластові тиски в покладах
Південногвіздецького родовища

Експлуатаційний об'єкт	Горизонт підрахунку, зона		Абсолютна відмітка, м		Початковий пластовий тиск, МПа	
			склепіння	ВНК, ГНК	в склепінні	на ВНК, ГНК
середньо-менілітовий	IV-V ділянки Битківського блоку		-2110	-2673	42,3	45,6
	I ділянка Пасічнянського блоку		-2330	-2726	62,7	65,5
нижньо-менілітовий	III ділянка Битківського блоку		-2230	-2433	40,5	42
	V ділянка Битківського блоку		-2650	-3088,5	46,5	49,4
	I ділянка Пасічнянського блоку		-2610	-3230,1	64,7	69,0
вигодський	I ділянка Пасічнянського блоку	газова	-2730	-3045,6	52,4	53,6
		нафтова		-3390,4	-	55,5
	II ділянка Пасічнянського блоку		-3380	-3818,7	60	62,5
манявський	II ділянка Пасічнянського блоку	газова	-3620	-3795,5	61,7	62,4
		нафтова		-3818,7	-	62,5

Таблиця 3.34 – Динаміка пластових тисків по свердловинах
Південногвіздецького родовища

Номер свердловини	Дата заміру	Пластовий тиск, МПа	Глибина заміру, м	Пластова температура, °С
1	2	3	4	5
2	03.04.84	43,24	3000	-
	10-12.05.1984	41,18	3000	77
	11-14.07.1984	38,24	3000	-
	21-27.08.1984	37,75	3000	-
	14.11.84	36,77	3000	-
	04-06.04.1985	31,18	3000	-
	26.07.85	30,59	3000	-
	27-29.08.1985	29,42	3000	-
	01-02.11.1985	27,75	3000	-
	16-18.04.1986	25,5	3000	-
	9-12.06.1986	23,73	3000	-
	21.08.86	21,77	3000	-
	05.11.86	21,08	3000	-
	10.02.87	22,06	3000	-
	09.04.87	21,38	3000	-
	11-14.01.1989	21,08	3000	75
	18.10.91	17,6	3000	-
	20.12.91	18,5	3000	-
27.10.07	15,4	3000	63	
22	16-21.12.1988	22,06	2860	-
	10.03.89	21,57	2860	-
	26-28.06.1989	20,1	2860	-
	11.11.91	17,17	2842	61
	29.10.07	13,98	2800	63
29	04-13.09.1989	20,8	2800	-
	24.09.90	12,6	2814	65
	23.03-02.04.1996	7,6	2100	-
	05.05.97	8,2	2100	-
23	15.08-02.09.1991	19,8	2800	70
	29.03-02.04.1996	19,3	2250	-
	28.08.07	6,07	2250	54

Продовження таблиці 3.34

1	2	3	4	5
25	07-14.04.199	19,1	2850	71
	15.11.06	13,37	2820	-
8	09.09-29.10.1991	63,1	2900	72
	01.07.92	63,1	2900	-
	22-24.08.1995	59,0	2900	70
	29.01-08.02.2003	56,74	2850	-
5	01-29.10.1986	41,0	2830	-
	06.02.87	21,1	2830	-
	12-27.05.1988	24,2	2830	71
	20.01-16.02.1989	21,8	2250	-
	20.01.90	21,6	2250	-
	14-30.07.1993	20,8	2250	58
	10.07.96	26,7	2840	-
14.07-28.07.2004	21,78	2500	75	
24	21.03-05.05.1994	42,2	3150	-
	21.04-16.06.1995	38,5	3150	77
	10-14.02.1996	36,7	3150	-
	15.07-08.08.02	26,65	2975	-
	16.04.07	29,18	3000	67
16	22.09.93	46,1	3650	88
	19.08.94	39,6	3090	75
	19.02.95	18,1	3100	-
	16-23.03.2000	21,51	3100	-
4	12.04.86	52,9	3330	84
	21.08.86	51,0	3330	-
	15.10.86	49,0	3330	82
	27.01.87	43,8	3350	88
	10.04.87	43,1	3330	-
	16.09.87	37,4	3350	-
	08.06.88	29,5	3350	89
	23.02.89	19	3350	83
	16.05.90	16	3330	-
	11.07.91	13,6	3330	-
	16-17.08.1992	13	3330	-

Кінець таблиці 3.34

1	2	3	4	5
4	22-28.02.1996	13	3300	-
	24.01.97	12,3	3300	82
	21-16.07.2000	13,17	3300	-
9	08.01-14.03.1998	56,5	3890	-
	30.10.89	34,5	3856	-
	05.12.91	30,9	3856	98
	22.06.92	30,5	3810	98
	17.09.93	32,2	3810	94
	25.12.95	31,4	3856	-
	30.01.96	31,4	3856	-
	08.04.96	33,2	3856	-
	01.07.96	31	3856	-
	18.03.98	31,5	3856	96
6	21.09.98	15,3	3350	-
	20.01-09.02.2001	13,3	3400	-
	08.10.07	13,67	3500	85
10	03.05.90	61,2	4300	103
	15.05.91	50,7	4000	-
	22.02.96	48,6	4300	-
	09-24.04.2003	42,04	4300	-

II експлуатаційний об'єкт – нижньоменілітовий продуктивний горизонт (III, V ділянки Битківського блоку і I ділянка Пасічнянського блоку).

Початковий пластовий тиск заміряний у свердловині 5 (III ділянка Битківського блоку) становив 43,9 МПа, але за 1,5 роки експлуатації відбулося його різке падіння до 24,01 МПа, після чого темп падіння уповільнився 22,8 МПа (1996 р.) та 21,78 МПа на 28.07.2004 р.

Поклад V ділянки Битківського блоку розробляється свердловиною 24, початковий тиск якої становив 42,2 МПа. За 2 роки експлуатації значення пластового тиску зменшилось до 36,7 МПа, а в подальшому до 29,18 МПа станом на 16.04.2007 р.

На I ділянці Пасічнянського блоку початковий пластовий тиск був заміряний у свердловині 16 і становив 41,4 МПа, в подальшій експлуатації відбулось природне падіння пластового тиску і на 16.03.2000 р. він становив 21,51 МПа.

Поклади II експлуатаційного об'єкту розробляються на режимі розчиненого газу.

III експлуатаційний об'єкт – вигодський продуктивний горизонт (I, II ділянки Пасічнянського блоку).

Газовий поклад I ділянки Пасічнянського блоку розроблявся свердловинами 4 та 6. Початковий пластовий тиск заміряний у свердловині 4 в період 1986 – 1988 рр. зменшився з 53,14 до 30 МПа і в подальшому до 13,17 МПа (21.06.2000 р.). Домінуючим в покладі був газовий режим розробки. Свердловина 6 розпочала роботу з пластовим тиском 15,3 МПа, який за період розробки зменшився до 13,17 МПа (21.06.2000 р.).

Початковий пластовий тиск свердловини 9, яка розробляла нафтову облямівку становив 38,2 МПа і в подальшому відбулось його падіння до 26,4 МПа (1997 р.). Це викликано поступленням нафти в газову частину покладу, що підтвердилось відчутною зміною густини конденсату.

IV експлуатаційний об'єкт – манявський продуктивний горизонт (II ділянка Пасічнянського блоку).

Початковий пластовий тиск заміряний у свердловині 10 під час випробування 10.09.1989 р. становив 62,7 МПа. В подальшому тиск замірявся при

долученні у жовтні 1993 р. у розробку свердловиною вигодських покладів і становив 61,8 МПа. Із відбором продукції відбулося закономірне зниження пластового тиску 58,5 МПа (1998 р.) та 42,04 МПа (09.04.2003 р.).

3.4 Динаміка обводненості продукції

Палеогенові відклади Пасічнянського родовища відносяться до зони утрудненого водообміну, області живлення та розвантаження відсутні, що унеможливорює розвиток природного водонапірного режиму. Це підтверджується результатами розробки всіх експлуатаційних об'єктів.

I експлуатаційний об'єкт – середньоменілітовий продуктивний горизонт.

IV-V ділянки Битківського блоку:

Динаміка обводненості продукції наведена в таблиці 3.5, з якої видно що свердловини 2, 22, 23, 25, 29 характеризуються незначною обводненістю продукції при поточному значенні біля 6,6 %.

I ділянка Пасічнянського блоку:

Свердловина 8 характеризується незначним рівнем обводненості продукції, середнє значення якої за весь період експлуатації становить 3,18 % (таблиця 3.7).

II експлуатаційний об'єкт – нижньоменілітовий продуктивний горизонт.

Свердловини 5 (III ділянка Битківського блоку), 24 (V ділянка Битківського блоку), 16 (I ділянка Пасічнянського блоку) характеризуються незначним рівнем обводненості продукції, середнє значення якої за весь період експлуатації становить 1,42 %. Динаміка обводненості продукції свердловин наведена в таблицях 3.14, 3.16, 3.18.

III експлуатаційний об'єкт – вигодський продуктивний горизонт.

I ділянка Пасічнянського блоку:

Динаміка обводненості продукції наведена в таблиці 3.20, з якої видно що свердловини 4, 9, характеризуються незначною обводненістю продукції, яка за останні роки має тенденцію до збільшення. Середнє значення обводненості продукції за весь період розробки 6,5 %.

II ділянка Пасічнянського блоку:

Свердловина 10 характеризується незначним рівнем обводненості продукції, середнє значення якої за весь період експлуатації становить 1,91 % (таблиця 3.23).

IV експлуатаційний об'єкт – манявський продуктивний горизонт.

Свердловина характеризується незначною обводненістю, середнє значення якої не перевищує 1,7 % (таблиця 3.30).

У цілому ж по родовищу, підсумовуючи вищенаведене, можна зробити висновок, що значного підвищення обводненості продукції на майбутній період не очікується.

4. АНАЛІЗ СТАНУ ВІДБОРУ ЗАПАСІВ

Південногвіздецьке родовище знаходиться в розробці з 1984 р. За цей час видобуто 326,563 тис.т нафти, 211,561 млн м³ нафтового та 527,241 млн м³ вільного газу, 102,565 тис.т конденсату. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів від запасів, затверджених ДКЗ становлять: нафти – 0,083 з відбором 65,052 % видобувних запасів, нафтового газу – 0,144 з відбором 40,297 % видобувних запасів, вільного газу – 0,445, конденсату – 0,190 з відбором 42,035 % видобувних запасів [2-6].

I експлуатаційний об'єкт – середньоменілітовий продуктивний горизонт. IV-V ділянки Битківського блоку:

Поклад за запасами вуглеводнів і накопиченими видобутками нафти і нафтового газу є найбільш значним – за час розробки накопичений видобуток нафти становить 276,717 тис.т, нафтового газу – 140,063 млн м³. Коефіцієнти вилучення та відбори видобувних запасів вуглеводнів дорівнюють: нафти – 0,187 та 85,937 %, нафтового газу – 0,222 та 76,95 %.

I ділянка Пасічнянського блоку:

Накопичений видобуток вуглеводнів по покладу досяг: нафти – 13,649 тис.т, нафтового газу – 12,734 млн м³. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів становлять: нафти – 0,0323 та 19,781 %, нафтового газу – 0,101 та 14,149 %.

II експлуатаційний об'єкт – нижньоменілітовий продуктивний горизонт.

III ділянка Битківського блоку:

За час розробки покладу накопичений видобуток вуглеводнів становить: нафти – 6,770 тис.т, нафтового газу – 4,080 млн м³. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів від запасів, затверджених ДКЗ та відбори видобувних запасів становлять: нафти – 0,0116 та 42,31 %, нафтового газу – 0,035 та 58,286 %.

V ділянка Битківського блоку:

Накопичений видобуток вуглеводнів по покладу досяг: нафти – 5,212 тис.т, нафтового газу – 3,410 млн м³. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів становлять: нафти – 0,0724 та 86,863 %, нафтового газу – 0,201 та 170,5 %.

I ділянка Пасічнянського блоку:

Накопичений видобуток вуглеводнів по покладу досяг: нафти – 1,235 тис.т, нафтового газу – 2,782 млн м³ Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів становлять: нафти – 0,0334 та 123,50 %, нафтового газу – 0,253 та 55,64 %.

III експлуатаційний об'єкт – вигодський продуктивний горизонт.

I ділянка Пасічнянського блоку:

Накопичений видобуток вуглеводнів по об'єкту досяг: нафти – 10,357 тис.т, нафтового газу – 32,336 млн м³, вільного газу – 525,334 млн м³, конденсату – 101,694 тис.т. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів від запасів затверджених ДКЗ та відбори видобувних запасів становлять: нафти – 0,0104 та 15,231 %, нафтового газу – 0,081 та 16,01 %, вільного газу – 0,523, конденсату – 0,222 та 49,366 %.

II ділянка Пасічнянського блоку:

Накопичений видобуток вуглеводнів по покладу досяг: нафти – 7,599 тис.т, нафтового газу – 7,831 млн м³. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів становлять: нафти – 0,0319 та 54,279 %, нафтового газу – 0,066 та 27,968 %.

IV експлуатаційний об'єкт – манявський продуктивний горизонт.

II ділянка Пасічнянського блоку:

Накопичений видобуток вуглеводнів по об'єкту досяг: нафти – 5,025 тис.т, нафтового газу – 8,325 млн м³, вільного газу – 1,907 млн м³, конденсату – 0,871 тис.т. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів становлять: нафти – 0,0474 та 83,747 %, нафтового газу – 0,157 та 92,5 %, вільного газу – 0,01, конденсату – 0,01 та 2,292 %.

5. ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАХОДІВ З РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ РОЗРОБКИ

На сучасному етапі розробка усіх експлуатаційних об'єктів родовища – середньоменілітового продуктивного горизонту (III, IV, V ділянки Битківського блоку і I ділянка Пасічнянського блоку), нижньоменілітового продуктивного горизонту (III, V ділянки Битківського блоку і I ділянка Пасічнянського блоку), вигодського продуктивного горизонту (I, II ділянки Пасічнянського блоку), манявського продуктивного горизонту (II ділянка Пасічнянського блоку) – відбувається на режимі розчиненого газу. Це забезпечує досягнення затверджених показників КВН більшості об'єктів розробки без додаткового буріння, за винятком покладів III ділянки Битківського блоку нижньоменілітового горизонту (0,016 проти 0,027) та I ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу (0,028 проти 0,164 та 0,01 проти 0,068) [2-6].

Для вказаних вище покладів затверджено варіант, який передбачає додаткове буріння експлуатаційної свердловини 79 на нижньоменілітовий поклад III ділянки Битківського блоку, свердловини 71 в газовій шапці та свердловини 80 в нафтовій облямівці I ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу.

З пробуреної розвідувальної свердловини 14 отримано незначний приплив нафти з II ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу, на даний час вона експлуатується з дебітом нафти 0,193 т/д, рідини 0,22 т/д, нафтового газу 0,253 тис м³/д.

Зважаючи на низьку поточну продуктивність свердловин видобувного фонду експлуатаційне буріння на родовищі призупинено. Тому, подальша дорозробка родовища буде проводитись існуючим фондом свердловин.

6. ОБГРУНТУВАННЯ РІВНІВ ВИДОБУТКУ НАФТИ, ГАЗУ ТА КОНДЕНСАТУ

У технологічній схемі розробки проектування рівнів видобутку нафти, газу та конденсату проводилось з використанням параметрів нафт в пластових умовах, фазових проникностей, статистичних матеріалів дослідно-промислової розробки 1984-2000 рр. за умов дренавання покладів на природньому режимі виснаження пластової енергії. Для нафтових покладів це були пружній режим з послідуочим розвитком режиму розчиненого газу, для газоконденсатних – газовий.

Газогідродинамічні розрахунки коефіцієнтів вилучення нафти на режимі розчиненого газу були виконані по середньоменілітовому покладу IV-V ділянки, нижньоменілітовому покладу III, V ділянок Битківського та I ділянки Пасічнянського блоків, вигодському покладу II ділянки Пасічнянського блоку. З врахуванням частки коефіцієнту на пружньому режимі та обмеженнями економічного плану, затвердженні ДКЗ величини наведені в таблиці 2.13. Досягнуті на 25-й рік розробки рівні відборів нафти 326,563 тис. т практично відповідають проектним за базовим варіантом – 323,2 тис.т, а статистична обробка матеріалів за 1995-2007 рр. (при постійному фонді видобувних свердловин) підтверджує проектні показники 2008-2012 рр. Прогнозний рівень накопиченого видобутку нафти на 01.01.2013 р. 345,26 тис.т перевищує проектний базовий 340,8 тис. т на 1,3 %. Частково це пояснюється тим, що за технологічною схемою розробка покладу нижньоменілітових відкладів I ділянки Пасічнянського блоку припинялась у 2004 р. з досягнутим видобутком 1,05 тис. т. Фактично ж свердловина 16 у 2006 р. була виведена з контрольних і поновлена експлуатацією з дебітом 0,43 т/д, а до 2013 р. загальний видобуток по ній становитиме 1,6 тис. т. Прогнозний видобуток нафти на 2008 р. відповідає затвердженій нормі відбору, а розподіл видобутку пооб'єктно – частці від загального по родовищу за 2007 р. (з врахуванням фактичного матеріалу 1997-2007 рр.). Аналогічним чином обчислені рівні видобутку рідини та нафтового газу [2-6].

Показники розробки об'єктів і родовища в цілому на період 2008-2012 рр. наведені в таблицях 6.1-6.9.

Таблиця 6.1 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу
Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	3,74	330,31	0,75	2,13	65,80	0,084	4,05	343,08	7,6	7,82	219,38	2089	11	0,97	1,05
26-й	4,10	334,41	0,82	2,39	66,61	0,085	4,40	347,48	6,8	8,61	227,99	2100	11	1,06	1,14
27-й	3,80	338,21	0,76	2,27	67,37	0,086	4,10	351,58	7,3	8,11	236,11	2135	11	0,99	1,06
28-й	3,40	341,61	0,68	2,08	68,05	0,087	3,70	355,28	8,1	7,40	243,50	2175	11	0,88	0,96
29-й	3,00	344,61	0,60	1,87	68,65	0,087	3,30	358,58	9,0	6,69	250,19	2230	11	0,78	0,86

Таблиця 6.2 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу IV-V ділянок Битківського блоку середньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	1,52	278,24	0,47	3,37	86,41	0,188	1,55	289,15	1,7	1,64	141,71	1079	4	1,09	1,11
26-й	1,93	280,17	0,60	4,41	87,01	0,189	1,98	291,13	2,5	1,83	143,54	948	4	1,38	1,41
27-й	1,80	281,97	0,56	4,30	87,57	0,190	1,85	292,98	2,7	1,72	145,26	956	4	1,29	1,32
28-й	1,61	283,58	0,50	4,02	88,07	0,191	1,67	294,65	3,6	1,57	146,83	975	4	1,15	1,19
29-й	1,41	284,99	0,44	3,67	88,51	0,192	1,48	296,13	4,7	1,47	148,30	1043	4	1,01	1,06

Таблиця 6.3 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу I ділянки Пасічнянського блоку середньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	0,19	13,84	0,27	0,33	20,05	0,033	0,20	14,25	8,9	0,54	13,27	2903	1	0,53	0,58
26-й	0,23	14,07	0,33	0,42	20,38	0,033	0,25	14,50	8,0	0,45	13,72	1957	1	0,66	0,71
27-й	0,21	14,28	0,30	0,38	20,69	0,034	0,23	14,73	8,7	0,42	14,14	2000	1	0,60	0,66
28-й	0,19	14,47	0,28	0,34	20,96	0,034	0,21	14,94	9,5	0,38	14,52	2000	1	0,54	0,60
29-й	0,17	14,64	0,25	0,31	21,21	0,035	0,19	15,13	10,5	0,35	14,87	2059	1	0,49	0,54

Таблиця 6.4 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу III ділянки Битківського блоку нижньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	0,18	6,95	1,14	1,95	43,46	0,012	0,19	7,00	1,6	0,16	4,24	891	1	0,52	0,53
26-й	0,16	7,11	1,00	1,77	44,46	0,012	0,17	7,17	5,9	0,15	4,39	935	1	0,46	0,49
27-й	0,15	7,26	0,94	1,69	45,39	0,012	0,16	7,33	6,3	0,14	4,53	940	1	0,43	0,46
28-й	0,14	7,40	0,88	1,60	46,27	0,013	0,15	7,48	6,7	0,13	4,67	960	1	0,40	0,43
29-й	0,12	7,52	0,75	1,40	47,02	0,013	0,13	7,61	7,7	0,12	4,79	1000	1	0,34	0,37

Таблиця 6.5 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу V ділянки Битківського блоку нижньоменілітового покладу Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	0,19	5,40	3,22	24,49	90,05	0,075	0,20	5,47	2,0	0,33	3,74	1699	1	0,55	0,56
26-й	0,29	5,69	4,83	48,58	94,88	0,079	0,31	5,78	6,5	0,46	4,20	1587	1	0,83	0,89
27-й	0,27	5,96	4,50	-	99,38	0,083	0,29	6,07	6,9	0,43	4,63	1605	1	0,77	0,83
28-й	0,24	6,20	4,00	-	-	0,086	0,26	6,33	7,7	0,40	5,03	1650	1	0,69	0,74
29-й	0,21	6,41	3,50	-	-	0,089	0,23	6,56	8,7	0,36	5,39	1707	1	0,60	0,66

Таблиця 6.6 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу I ділянки Пасічнянського блоку нижньоменілітового покладу Південновіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	0,12	1,36	-	-	-	0,037	0,14	1,41	16,2	0,08	2,86	672	1	0,34	0,41
26-й	0,08	1,44	-	-	-	0,039	0,09	1,50	11,1	0,06	2,92	760	1	0,23	0,26
27-й	0,07	1,51	-	-	-	0,041	0,08	1,58	12,5	0,05	2,97	773	1	0,20	0,23
28-й	0,06	1,57	-	-	-	0,042	0,07	1,65	14,3	0,05	3,02	790	1	0,17	0,20
29-й	0,06	1,63	-	-	-	0,044	0,07	1,72	14,3	0,05	3,07	818	1	0,17	0,20

Таблиця 6.7 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу I ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	0,95	11,31	1,400	1,652	16,631	0,0113	1,13	12,29	15,4	4,33	36,67	4553	1	2,72	3,21
26-й	0,82	12,13	1,206	1,446	17,837	0,0122	0,97	13,26	15,5	5,08	41,75	6195	1	2,34	2,77
27-й	0,76	12,89	1,118	1,360	18,954	0,013	0,90	14,16	15,6	4,81	46,56	6330	1	2,17	2,57
28-й	0,68	13,57	1,000	1,234	19,954	0,014	0,81	14,97	16,0	4,38	50,94	6445	1	1,94	2,31
29-й	0,60	14,17	0,882	1,102	20,837	0,014	0,73	15,70	17,8	3,92	54,86	6530	1	1,71	2,09

Таблиця 6.8 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу II ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу Південногвіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	0,35	7,95	2,493	5,452	56,771	0,334	0,39	8,13	9,4	0,46	8,29	1304	1	1,00	1,10
26-й	0,38	8,33	2,714	6,279	59,486	0,350	0,42	8,55	8,7	0,37	8,66	980	1	1,09	1,20
27-й	0,35	8,68	2,500	6,171	61,986	0,365	0,39	8,94	9,5	0,35	9,00	990	1	1,00	1,11
28-й	0,31	8,99	2,214	5,825	64,200	0,378	0,35	9,29	10,5	0,32	9,32	1020	1	0,89	1,00
29-й	0,28	9,27	2,000	5,587	66,200	0,389	0,32	9,61	11,8	0,29	9,61	1040	1	0,80	0,91

Таблиця 6.9 – Характеристика основних показників розробки з відбору нафти і нафтового газу II ділянки Пасічнянського блоку манявського покладу Південногіздецького родовища

Роки розробки родовища	Видобуток нафти, тис. т		Темп відбору від видобувних запасів, %		Відбір від видобувних запасів, %	Коефіцієнт нафтовилучення	Видобуток рідини, тис. т		Обводненість, %	Видобуток нафтового газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Кількість свердловин	Дебіт, т/д	
	річний	накопичений	початкових	поточних			річний	накопичений		річний	накопичений			нафти	рідини
25-й	0,19	5,21	3,133	23,88	86,800	0,049	0,21	5,28	9,2	0,25	8,58	1303	1	0,54	0,59
26-й	0,21	5,42	3,500	26,515	90,300	0,051	0,23	5,51	8,7	0,20	8,77	950	1	0,60	0,66
27-й	0,19	5,61	3,167	32,646	93,467	0,053	0,21	5,72	9,5	0,18	8,96	970	1	0,54	0,60
28-й	0,17	5,78	2,833	43,367	96,300	0,055	0,19	5,91	10,5	0,17	9,13	990	1	0,49	0,54
29-й	0,15	5,93	2,500	67,568	98,800	0,056	0,17	6,08	11,8	0,15	9,28	1015	1	0,43	0,49

ВИСНОВКИ

Південногвіздецьке нафтогазоконденсатне родовище розробляється з 1984 р. Протоколом ДКЗ України № 485 від 18.12.1998 р. затверджено запаси вуглеводнів категорії С₁ у кількості 3939/502 тис.т нафти, 1472/525 млн м³ нафтового та 1186 млн м³ вільного газу, 541/244 тис.т конденсату з коефіцієнтами нафто- і конденсатовилучення відповідно 0,127 та 0,45.

У 1999 р. складена і затверджена ВАТ «Укрнафта» технологічна схема розробки, за I варіантом якої передбачалось додаткове буріння трьох свердловин (79 на I ділянці Пасічнянського блоку середньоменілітового покладу, 71 – у газовій шапці та 80 у нафтовій облямівці I ділянки Пасічнянського блоку вигодського покладу). Інші експлуатаційні об'єкти (середньоменілітовий поклад I–V ділянок Битківського блоку, нижньоменілітовий поклад V ділянки Битківського та I ділянки Пасічнянського блоків, вигодський і манявський поклади II ділянки Пасічнянського блоку) проектувалось розробляти існуючим фондом свердловин. За період реалізації технологічної схеми не пробурено жодної запроєктованої свердловини, що спричинило недостатні темпи вироблення запасів об'єктів та значну невідповідність фактичних відборів нафти і газу проектним. Так, у звітному 24-у році розробки родовища фактично видобуто 4,792 тис.т нафти і 7,481 млн.м³ нафтового проти проектних 8,950 тис.т та 8,850 млн.м³.

Станом на 25-й рік розробки у видобувному фонді знаходиться десять свердловин (2, 4, 5, 8, 10, 16, 22, 23, 24, 25), у контрольному – три (6, 9, 29). П'ять нафтових свердловин дренують запаси I об'єкта, три нафтові – II об'єкта та дві нафтові – III об'єкта. Свердловина 10 сумісно дронує манявський поклад IV об'єкта разом з вигодським III об'єкта.

Накопичений видобуток вуглеводнів станом на 25-й рік розробки становить 326,563 тис.т нафти, 211,561 млн м³ нафтового та 527,241 млн м³ вільного газу, 102,565 тис.т конденсату. Поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів від запасів, затверджених ДКЗ становлять: нафти – 0,083 з відбором 65,052 % видобувних запасів, нафтового газу – 0,144 з відбором 40,297 % видобувних запасів, вільного

газу – 0,445, конденсату – 0,190 з відбором 42,035 % видобувних запасів. Слід відмітити, що з 24-го року розробки видобуток вільного газу і конденсату на родовищі не обліковується через їх практичну відсутність.

Через низьку поточну продуктивність останніх пробурених свердловин, експлуатаційне буріння на родовищі призупинено ще у 90-х роках минулого століття. Його поновлення передбачалось, проте також не було реалізовано через значні технологічні ризики та великі глибини залягання продуктивних відкладів. Тому, протягом проектного періоду, що охоплюється даним аналізом (25-29 роки розробки) розробка родовища буде проводитись за базовим варіантом (існуючим фондом свердловин).

На основі проведеного аналізу поточного стану розробки рекомендуються заходи, направлені на стабілізацію видобутку нафти на родовищі основні з яких полягають в інтенсифікації припливу нафти до привибійної зони пласта та збільшення зон дренажу у діючих свердловинах. Так, уже запроектовано обробки привибійної зони водним розчином ПАР (стінолу), кислотні та термічні обробки у свердловинах 2, 29, 5. У свердловині 14 проектується проведення кислотного гідророзриву пласта (свердловина введена в експлуатацію у лютому 2008 р.).

Іншим напрямком з покращення стану розробки є відновлення ліквідованих свердловин, використання контрольних свердловин у видобутку, перфорації незадіяних пластів, переведення свердловин на вищі горизонти, або повернення на нижчі.

Так, у свердловині 24 середньоменілітові відклади в інтервалі 3041,2-3062 м з ефективною товщиною 10 м, пористістю 7,1 % та нафтонасиченістю 77 % не випробовувались, що вимагає повернення до них після відробки запасів нижньоменілітового горизонту. Це саме стосується також свердловини 16, де невипробованим залишається інтервал 3128,4-3219,2 м ефективною товщиною 11,2 м, пористістю 15,8 % та насиченістю 67 %.

Для нижньоменілітового продуктивного горизонту перспективним вважається повернення свердловини 22 після виснаження середньоменілітового покладу.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
2. Атлас родовищ нафти і газу України. Львів. Видавництво «Центр Європи», 1998 р., т. 4.
3. Проект дослідно-промислової експлуатації Південногвіздецького родовища. Звіт ЦНДЛ ВО „Укрнафта”, тема 25Ц/31.85/04.55, Кириняченко В.І. – Івано-Франківськ, 1985 р.
4. Проект пробної експлуатації еоценового покладу Південногвіздецького родовища. Звіт ЦНДЛ ВО „Укрнафта”, тема 25Ц/28.28.87/04.55, етап 4, Кириняченко В.І. – Івано-Франківськ, 1988 р.
5. Підрахунок запасів нафти, газу і конденсату Південногвіздецького родовища. Звіт ЦНДЛ ВАТ „Укрнафта”, тема 177-Ц/95 том І, Кузьмик Л.М. – Івано-Франківськ, 1995 р.
6. Технологічна схема розробки Південногвіздецького родовища. Звіт ЦНДЛ ВАТ „Укрнафта”, договір 98/43, Косенко В.І. – Івано-Франківськ, 1999 р.
7. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр. Методичне керівництво. Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. (зі змінами).
8. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.