

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій  
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології  
До захисту

Завідувач кафедри

В.О. Габриєлюк  
Габриєлюк

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА  
на тему Підвищення вилучення вуглеводнів на Тимофіївському  
нафтогазоконденсатному родовищі

Пояснювальна записка

Керівник

Професор, д.г.-м.н., професор  
Рудько Г.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ

[підпис]  
підпис, дата

Виконавець роботи

Скляр Віталій Михайлович  
студент, ПІБ

група 2ММН

[підпис]  
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доц. Пестеренко Т.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. доц. Михайлівська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доц. Федосенко М.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доц. Ларцева І.С.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

24.09.25

Полтава, 2025

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

*До. державного архіву*  
*Габрелю С.О.*

*10* 2024 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Скляр Віталій Михайлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення вилучення вуглеводнів на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі

Керівник роботи Рудько Георгій Ілліч, д.г.-м.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року № 818 ф.а

2. Строк подання студентом роботи 14.01 2025 року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ / Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень

Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

---

---

---

---







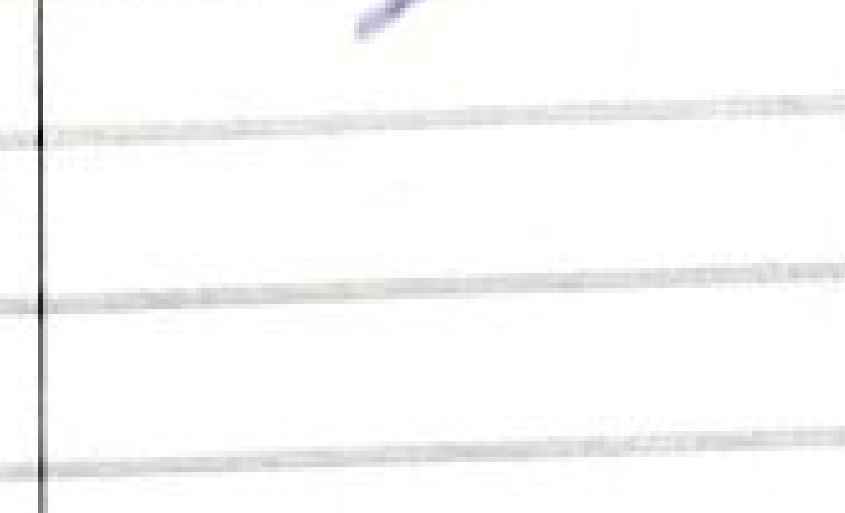
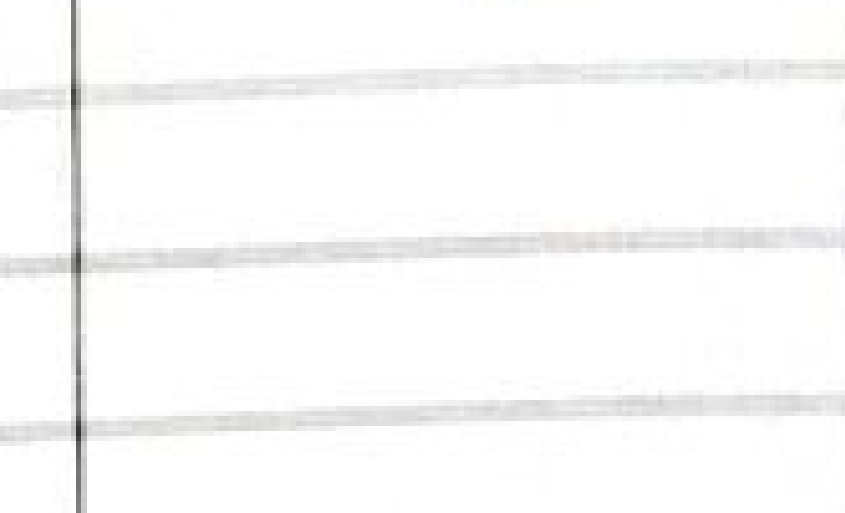
---

---

---

---

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1.	Нестеренко Т. М., к.т.н., доц.		
2.	Клиш, доц. Мухоморова О.В.		
3.	к.т.н., доц. Кудренко М.М.		
4.	Клиш, доц. Ларішова І.		

7. Дата видачі завдання 14.10.2024

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10 – 03.11
2	Експериментальна частина	04.11 – 24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11 – 15.12
4	Упровадження результатів досліджень	16.12 – 05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01 – 12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01 – 17.01
7	Захист магістерської роботи	

Студент

  
(підпис)Смер В.М.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)Червова О.І.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Скляр В.М. Підвищення вилучення вуглеводнів на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено дослідженню питання підвищення вилучення газу та конденсату з покладу горизонту Т-1 Тимофіївського родовища.

У першому розділі визначена класифікація газоконденсатних родовищ і причини виникнення ретроградної конденсації, описана проблема обводнення цих родовищ, здійснено аналіз газових методів підвищення вилучення вуглеводнів з акцентом на сайклінг-процес, нагнітання діоксиду вуглецю та азоту.

У другому розділі виконано геолого-промислову характеристику Тимофіївського родовища та покладу горизонту Т-1: історії геологічної вивченості та розвідки родовища, стратиграфії і тектоніки, нафтогазоводності, колекторських властивостей продуктивних відкладів, гідрогеології.

У третьому розділі проведено аналіз розробки покладів горизонту Т-1 Тимофіївського родовища з прогнозуванням кінцевих коефіцієнтів вилучення газу. Також виконано аналіз обводнення покладу горизонту Т-1.

У четвертому розділі проаналізовано дослідження з моделювання різних сценаріїв розробки покладу горизонту Т-1 часткового або повного сайклінг-процесу до 2067 року, визначено заходи селективної боротьби з обводненням, на основі чого визначено рекомендації щодо подальшої розробки родовища.

Ключові слова: газ, конденсат, сайклінг-процес, нагнітання азоту, нагнітання діоксиду вуглецю, коефіцієнт вилучення конденсату, поклад горизонту Т-1, Тимофіївське НГКР.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	3
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ	5
1.1 Особливості розробки газоконденсатних родовищ.....	5
1.2 Проблема обводнення газоконденсатних покладів .....	7
1.3 Аналіз методів підвищення вилучення вуглеводнів .....	9
1.4 Порівняння ефективності нагнітання азоту та діоксиду вуглецю .....	15
1.5 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень .....	17
РОЗДІЛ 2 ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ТИМОФІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА І ПОКЛАДУ ГОРИЗОНТУ Т-1 .....	20
2.1 Загальні відомості про Тимофіївське родовище.....	20
2.2 Історія геологічної вивченості та розвідки родовища.....	21
2.3 Стратиграфія Тимофіївського родовища.....	21
2.4 Тектоніка Тимофіївського родовища.....	24
2.5 Нафтогазоводоносність Тимофіївського родовища .....	25
2.6 Колекторські властивості продуктивних відкладів.....	27
2.7 Склад і фізико-хімічні властивості газу горизонту Т-1 .....	28
2.8 Гідрогеологічна характеристика Тимофіївського родовища .....	29
2.9 Висновки до розділу 2 .....	30
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ГОРИЗОНТУ Т-1 ТИМОФІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	31
3.1 Коротка історія та етапи розробки родовища і покладу .....	31
3.2. Аналіз фактичних показників розробки горизонту Т-1 .....	32
3.3 Прогнозування кінцевих коефіцієнтів газоконденсатовилучення.....	33
3.4 Аналіз обводнення покладу горизонту Т-1 .....	37
3.5 Висновки за розділом 3 .....	38
РОЗДІЛ 4 ОСОБЛИВОСТІ ДОРОЗРОБКИ ПОКЛАДУ ГОРИЗОНТУ Т-1 ТИМОФІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	40

4.1 Моделювання впливу сайклінг-процесу на підвищення вилучення конденсату.....	40
4.2 Селективна боротьба з обводненням .....	45
4.3 Рекомендації щодо подальшої розробки Тимофіївського родовища .....	47
4.4 Висновки за розділом 4 .....	49
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	51
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	52

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Тимофіївське нафтогазоконденсатне родовище разом з Андріяшівським, Березівським, Глинсько-Розбишівським, Котелевським, Яблунівським та Куличихинським родовищами входить до переліку найбільших за запасами газового конденсату родовищ України у Дніпровсько-Донецькій западині (92,5 % залишкових видобувних запасів).

Основний по запасах газу на родовищі є горизонт Т-1. Родовище уведене в розробку в 1978 році.

Промислова газоносність родовища пов'язана з візейськими та турнейськими покладами нижнього карбону.

Тимофіївське родовище працює на виснаження, горизонт Т-1 розробляється за допомогою сайклінг-процесу, режим розробки – газовий.

За роки експлуатації дебіти свердловин та пластові тиски продуктивних горизонтів значно знизилися, що пов'язане з обводненням, кольматацією привибійної зони, ретроградною конденсацією. Тому виникла необхідність у проектування заходів підвищення видобутку вуглеводнів з покладу горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР.

**Мета роботи** – розробка ефективних методів підвищення вилучення вуглеводнів на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі шляхом оптимізації процесів розробки покладу горизонту Т-1.

### **Основні задачі досліджень:**

– дослідити особливості розробки газоконденсатних родовищ із акцентом на проблеми виснаження пластової енергії, обводнення покладів та ретроградної конденсації;

– проаналізувати сучасні методи підвищення вилучення вуглеводнів, включаючи нагнітання інертних газів (азоту, діоксиду вуглецю) та сайклінг-процес;

– проаналізувати історію та поточний стан розробки покладу горизонту Т-

1, а також геолого-технологічну характеристику родовища в цілому;

- узагальнити дослідження, проведені з підвищенням вилучення вуглеводнів з покладу горизонту Т-1 Тимофіївського родовища;
- розробити рекомендації щодо подальшої розробки Тимофіївського родовища.

**Об'єкт дослідження** – процес вилучення вуглеводнів з покладів горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР, що перебувають на стадії виснаження пластової енергії.

**Предмет дослідження** – вплив різних технологічних рішень (сайклінг-процес з частковою заміною газу рециркуляції азотом, селективна дія аміних кислот) на підвищення вилучення вуглеводнів.

**Методи досліджень:** вирішення поставлених завдань базується на застосуванні аналітичних методів та аналізі даних досліджень чисельного моделювання підвищення вилучення вуглеводнів.

**Наукова новизна** отриманих результатів полягає в наступному:

Запропоновано комплексний підхід до підвищення вилучення вуглеводнів із покладів горизонту Т-1 Тимофіївського родовища, який включає продовження сайклінг-процесу з частковою заміною газу рециркуляції на азот, а також селективну боротьбу з обводненням покладів.

**Практичне значення отриманих результатів** полягає в обґрунтуванні технологічних рішень, спрямованих на підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу та конденсату з Тимофіївського родовища.

**Особистий внесок автора** роботи полягає у:

- проведенні літературного пошуку та його обробці;
- узагальненні результатів досліджень.

**Структура та об'єм роботи.** Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (50). Робота виконана на 57 сторінках, містить 9 таблиць, 17 рисунків, 9 формул.

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### 1.1 Особливості розробки газоконденсатних родовищ

Газовий конденсат є природною сумішшю, яка складається переважно з легких вуглеводневих компонентів, що знаходяться в газовому стані. За певних термобаричних умов ці компоненти переходять у рідку фазу через зниження тиску нижче рівня конденсації. Ключовими параметрами газу, який містить конденсат, є потенційна концентрація вуглеводнів  $C_5+$  та густина конденсату за стандартних умов, а також тиск, за якого починається конденсація. Залежно від вмісту конденсату в газі розрізняють три типи сумішей: бідні (до  $100 \text{ см}^3$  конденсату на  $1 \text{ м}^3$  газу), середні ( $100 - 300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) та багаті (понад  $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ). До складу конденсату входять переважно вуглеводні, які важчі за пропан [20].

Газоконденсатні родовища України здебільшого розробляють із виснаженням енергетичних ресурсів пласта. Характерною ознакою цього процесу є поступове зниження пластового тиску. Конденсат виділяється з газу під час зменшення тиску або охолодження. Спочатку випадають важкі вуглеводні, пізніше – легші. При високому вмісті конденсату можливі значні втрати унаслідок ретроградних процесів [4, 8]. Крім того, капілярні та гравітаційні сили сприяють формуванню техногенної конденсатної облямівки в пласті, через що конденсат стає практично нерухомим. У випадках, коли початковий вміст важких вуглеводнів у газі становить  $300 - 600 \text{ г}/\text{м}^3$ , насиченість порового простору конденсатом, що випав, зазвичай не перевищує  $10 - 20 \%$ , залишаючись нижче критичного значення.

Результати досліджень показують, що ретроградна конденсація суттєво впливає на технологічні аспекти видобування.

Вона зменшує коефіцієнти вилучення конденсату та окремих компонентів, призводить до переходу в рідку фазу фракцій  $C_2H_6+$  ( $30 - 70 \%$ ) та до втрат

конденсату (60 – 87 %) від початкових запасів.

Також спостерігається зниження фазової проникності середовища для газу, що особливо помітно в привибійних зонах, де концентрація конденсату максимальна.

Через це зменшуються дебіти газу і погіршуються умови роботи свердловин, а скупчення конденсату в шлейфах свердловин створює додатковий опір.

З метою мінімізації втрат конденсату при розробці на режимі витіснення потрібно забезпечити рівномірний відбір як по площі, так і по розрізу. Розробка родовищ на виснаження допустима при значній різниці між тиском початку конденсації та початковим пластовим, малому вмісті конденсату в газі, або невеликих запасах газу, а також за несприятливих геологічних умов.

Для забезпечення ефективного вилучення доцільно використовувати методи підтримання пластового тиску у випадках, коли вміст конденсату перевищує  $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , а запаси газу більші за 8 млрд  $\text{м}^3$ . За низького вмісту конденсату ( $23 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) або несприятливих геологічних умов закачування в пласт газів є нерентабельним [20, 21, 24].

35 % родовищ України характеризується високим початковим умістом конденсату – більше  $200 \text{ г}/\text{м}^3$  у пластовому газі. Деякі поклади характеризуються початковим конденсатним фактором (КФ) до  $1400 \text{ г}/\text{м}^3$  – у Східному, до  $2200 \text{ г}/\text{м}^3$  – у Західному,  $840 \text{ г}/\text{м}^3$  – у Південному нафтогазоносних регіонах.

Найбільшими за запасами газового конденсату (92,5% залишкових видобувних запасів) є родовища Дніпровсько-Донецької западини Андріяшівське, Тимофіївське та Куличихинське, Березівське, Глинсько-Розбишівське, Яблунівське, Котелевське та ін.

Видобувні запаси газового конденсату ДДЗ зосереджені на глибинах 3000 – 5000 м.

Переважає більшість покладів із значними запасами конденсату

розробляють на режимі виснаження пластової енергії, тобто без використання методів підвищення вилучення вуглеводнів [10, 24, 32, 35].

## 1.2 Проблема обводнення газоконденсатних покладів

Більшість нафтогазоконденсатних родовищ України поступово переходять у пізню стадію експлуатації, яка супроводжується зниженням пластового тиску, нерівномірним обводненням та накопиченням рідини на вибіях свердловин [8]. Проблема обводнення на газових та газоконденсатних родовищах є надзвичайно актуальною не тільки в Україні, але й в світі.

Розрізняють три групи причин появи пластової води в покладах та стовбурах свердловин:

- перша група – зумовлені природними факторами;
- друга група – незадовільний технічний стан свердловин;
- третя група – одночасний прояв природних і технологічних факторів.

До природних причин відноситься заміщення нафтогазонасиченого порового об'єму водою, що надходить в поклад в результаті створених перепадів пластових тисків між початковим і поточним тисками.

Обводнення свердловин унаслідок незадовільного технічного стану відбувається при негерметичності за колонного простору свердловини через неякісне цементування, або порушення експлуатаційної колони [13].

За результатами дослідження особливостей обводнення нижньокам'яновугільних покладів та свердловин Березівського, Гадяцького, Котелевського, Краснокутського, Куличихинського, Степового, Тимофіївського та інших родовищ ДДЗ було встановлено наступне:

- підйом газо-водних контактів (ГВК) покладів, що перебувають у розробці 10 – 20 років, не перевищує 10 – 30 м при висоті покладів 100 – 150 м, відпрацювання початкових запасів газу на 30 – 60% та зниженні початкових пластових тисків на 50% (на 20 – 25 МПа);

– швидкість фільтрації вибірових потоків пластових вод углиб покладів дуже висока та в середньому складає 10 – 20 метрів на місяць, хоча швидкість руху пластової води у зоні ГВК знаходиться в межах 0,2 – 0,6 метрів на місяць. Таким чином, вибірові водні потоки на один – два порядки рухаються швидше за підйом рівня ГВК;

– вибірові потоки пластової води рухаються по малопотужних (1 – 5 м) прошарках і займають 5 – 10% ефективної товщини пласта, що характеризуються великими значеннями коефіцієнтів пористості і проникності;

– вибірові потоки пластової води можуть досягнути стовбура експлуатаційної свердловини доволі швидко (через декілька місяців після введення покладу в розробку) [2, 15].

У роботах науковців М.Ю. Нестеренка, Д.С. Пірсона, Р.М. Кондрата та ін. [17, 25] за аналізом розробки газоконденсатних покладів визначено, що зниження пластових тисків на 2 – 5 МПа нижче за тиски початку конденсації важких вуглеводнів зумовлює перехід останніх до рідинної фази і вони випадають у пласті. Конденсат покриває порові канали колектору плівкою, що сприяє зменшенню поверхневого натягу між стінкою породи і пластовою водою, а також прояву капілярних сил на межі розділу двох фаз. Тобто відбувається гідрофобізація порового простору газоконденсатних покладів у процесі розробки.

На зазначених вище родовищах газоконденсатні вміст конденсату в пластовому газі покладів є високим (300 – 500 г/м<sup>3</sup>), що пояснює їх обводнення за вибіровим механізмом по надкапілярним поровим каналам.

Відомо [26], що з усіх теригенних колекторів 66% – гідрофобні, 27% – гідрофільні, 7% – мають змішану змочуваність. Відсоток гідрофобних карбонатних колекторів сягає 84 %. Тобто можна стверджувати, що у природі доволі поширені гірські породи з гідрофобізованими поверхнями порових каналів. Враховуючи схильність гідрофобних порід до вибірового обводнення,

потрібно мати уявлення про їх розміщення в об'ємі покладу, використовуючи геофізичні дослідження у свердловинах.

Для виявлення по розрізу та площі ділянок порід-колекторів з найбільшими гідрофобізованими властивостями у роботі [2, 3] запропоновано до уведення покладів у розробку будувати суміщені карти коефіцієнтів нафтогазонасиченості ( $K_{\text{нф}}$ ) і провідності. Ділянками покладу, що схильні до обводнення за вибірковим механізмом, вважаються зони покладу з  $K_{\text{нф}}$  більше 85 – 90%, які мають максимальні значення провідності.

Визначено, що газоконденсатні поклади з потенційним умістом конденсату більше 300 г/м<sup>3</sup> переважно обводнюються за вибірковим механізмом (Березівське, Котелевське, Куличихинське, Степове, Тимофіївське та ін.). Поклади з умістом конденсату 100 – 300 г/м<sup>3</sup> обводнюються комбіновано – за рахунок підйому рівня ГВК та за вибірковим механізмом (Абазівське, Гадяцьке, Глинське-Розбишківське, Західно-Солохівське, Личківське, Скоробагатьківське та ін.). Газові поклади з незначним умістом конденсату обводнюється за рахунок підйому рівня ГВК. На деяких родовищах (Єфремівське, Кегичівське, Ланнівське та ін.) підйому вод практично не спостерігається [2, 34, 39].

### **1.3 Аналіз методів підвищення вилучення вуглеводнів**

Сьогодні традиційні методи розробки демонструють низьку ефективність у видобутку залишкових запасів вуглеводнів. З огляду на зростаючий попит на нафтопродукти, питання застосування сучасних технологій для підвищення кінцевих коефіцієнтів видобутку вуглеводнів набуває особливої актуальності.

Технології підвищення конденсатовіддачі достатньо поширені у світовій практиці. Вже розроблено та апробовано значна кількість технологій із використанням газових, рідких і пінних агентів. Сучасні інтегровані технології, до яких відносяться газові методи (нагнітання азоту, діоксиду вуглецю, сухого

газу – сайклінг-процес) є одним із пріоритетних напрямів підвищення вилучення вуглеводнів з виснажених і нових родовищ [7, 9, 16, 37, 40 – 43, 49].

Найбільшого поширення серед них набув сайклінг-процес – нагнітання сухого газу в поклади. Також використовується повне або часткове заміщення природного іншими газами (азотом, вуглекислим або чадним газом).

При використанні сайклінг-процесу на родовищах з високим початковим вмістом конденсату можна досягти значення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату (КВК) у межах від 30 до 60 %, а й інколи 88 %, як-то на родовищі Ла Глорія (США) [5, 50].

Можливості реалізації сайклінг-процесу можуть бути обмежені економічними, технічними та іншими причинами. На період запровадження ця технологія потребує додаткових капіталовкладень, зберігання значного об'єму газу, а також суттєвих енергетичних витрат на рециркуляцію. Це призводить до зменшення ліквідності проєкту.

Ефективним способом вилучення ретроградного конденсату є сайклінг-процес. Ретроградна конденсація призводить також до зменшення газовіддачі. При зміні фазових проникностей в пласті відбувається часткове або повне блокування окремих ділянок, тобто відбувається защемлення газу.

До об'єктів реалізації сайклінг-процесу відносяться:

- газоконденсатний поклад горизонту К-30 Новотроїцького НГКР з початковим КФ = 426 г/м<sup>3</sup> після завершення сайклінг-процесу розробляється на режимі виснаження при поточному КФ = 293,1 г/м<sup>3</sup>. Досягнутий коефіцієнт вилучення конденсату КВК = 37 % (проектний – 49 %);
- газоконденсатний поклад горизонту С-5 Котелевського ГКР з початковим КФ = 417 г/м<sup>3</sup> з 09.2009 року розробляється на виснаження після завершення сайклінг-процесу при поточному КФ = 106 г/м<sup>3</sup>. Досягнутий коефіцієнт вилучення конденсату КВК = 20,5 % (проектний – 65 %);
- газоконденсатний поклад горизонту С-5 Березівського ГКР з початковим КФ = 405 г/м<sup>3</sup> розробляється з підтримання пластового тиску за

рахунок перепуску високонапірного газу з малим вмістом конденсату з покладу горизонту В-16. Поточний КФ = 79 г/м<sup>3</sup>. Досягнутий коефіцієнт вилучення конденсату КВК = 28,7 % (проектний – 47 %);

– газоконденсатний поклад горизонту Т-1 Куличихинського НГКР з початковим КФ = 235 г/м<sup>3</sup> має поточний КФ = 125 г/м<sup>3</sup>. Досягнутий коефіцієнт вилучення конденсату КВК = 27 % (проектний – 52,6 %);

– газоконденсатний поклад горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР з початковим КФ = 320 г/м<sup>3</sup> має поточний КФ = 129 г/м<sup>3</sup>. Досягнутий коефіцієнт вилучення конденсату КВК = 51 % (проектний – 50 %) [5, 6].

Упровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні пласти сприяє зниженню міжфазного натягу на межі «вуглеводневий флюїд – вода», покращенню змочуваності породи завдяки розчиненню діоксиду у вуглеводневих флюїдах та воді, а також переходу нафти з плівкового стану в крапельний. Крім того, нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового нафто-газоводного контакту підвищує в'язкість пластової води, що позитивно впливає на процеси вилучення вуглеводнів (рис. 1.1).

Під час взаємодії діоксиду вуглецю з пластовою водою утворюється карбонатна кислота, яка, реагуючи з породою, спричиняє збільшення проникності колектору через розчинення певних типів цементів і пластових порід [36]. Чим більша концентрація діоксиду вуглецю розчиняється у воді, тим більш ефективним стає процес витіснення нафти. Проте зі зростанням мінералізації пластової води зменшується ступінь розчинності діоксиду вуглецю, що впливає на ефективність цього процесу [41].

Основними перевагами застосування технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади є його здатність підвищувати рухомість нафти та одночасно зменшувати рухомість пластової води.



Рисунок 1.1 – Нагнітання діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення: 1 – нагнітальна свердловина, 2 – видобувна свердловина

За значного ступеня розширення нафти частина адсорбційного шару в порах звільняється, в'язкість зменшується завдяки розчиненому газу, що сприяє переходу нафти в рухомий стан. А основним недоліком є висока корозійна активність діоксиду вуглецю (рис. 1.2).

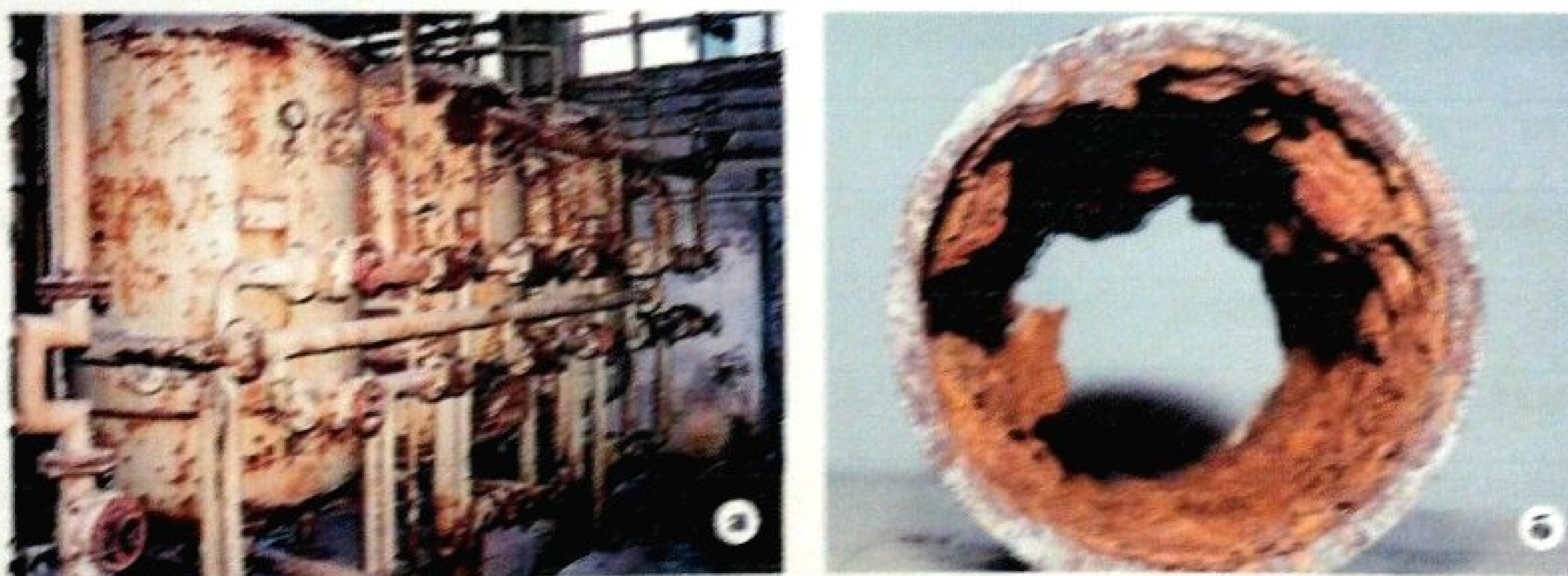


Рисунок 1.2 – Корозія промислових резервуарів (а) і насосно-компресорних труб (б) [22]

Нагнітання діоксиду вуглецю показує високу ефективність при взаємодії з високов'язкими нафтами [12, 45 – 47, .

У дослідженнях В.С. Матківського [22 – 24, 28] шляхом моделювання проведено дослідження витіснення нагнітання діоксиду вуглецю вуглеводнів з покладу В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Результати моделювання показали, що на момент прориву до видобувних свердловин діоксиду вуглецю коефіцієнт вилучення природного газу збільшується на 2,95 %, а коефіцієнт вилучення конденсату – на 1,24 %.

Азот широко використовуються у нафтогазовій промисловості як агент нагнітання завдяки низці переваг у порівнянні з діоксидом вуглецю. Так, азоту не спричиняє корозії свердловинного обладнання [19, 44, 48]. Серед інших переваг азоту варто відзначити його легкодоступність, що має вирішальне значення з економічної точки зору при виборі ефективних методів підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення [23].

Продуктивні поклади газових та газоконденсатних родовищ при водонапірному режимі розробки характеризуються нерівномірним переміщенням газо-водяного контакту залежно від фільтраційно-ємнісних характеристик. В обводненій частині покладів можуть залишатися значні запаси природного газу, що защемлені пластовою водою.

У результаті експериментальних досліджень з використанням обводнених моделей було визначено ефективність технології нагнітання азоту та його застосування для контролю руху пластових вод. Введення азоту в обводнені зони продуктивного покладу сприяє витісненню защемленого газу до видобувних свердловин. Процес нагнітання неуглеводневого газу підвищує пластовий тиск у зоні нагнітання та формує додатковий бар'єр гідродинамічного типу, що частково перешкоджає руху пластової води у бік продуктивних ділянок. Це підвищує загальну ефективність вуглеводнебудування [23].

У роботі [16] досліджено підвищення вуглеводневилучення з теоретичного виснаженого газоконденсатного покладу використовувалась, модель якого є

простою за будовою та має однорідні фільтраційно-ємнісні властивості. Для збільшення кінцевого конденсатовилучення було проведено моделювання впливу таких методів:

- нагнітання сухого газу в пласт ;
- нагнітання азоту;
- нагнітання вуглекислого газу;
- нагнітання об'ємівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу;
- нагнітання об'ємівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням азоту;
- заводнення.

Порівняння результатів моделювання наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Порівняння коефіцієнтів конденсатовилучення

Метод розробки родовища	Коефіцієнт конденсатовилучення, %	
	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	
	1	2
На виснаження	27.6	
Нагнітання сухого вуглеводневого газу	42.6	42.6
Нагнітання азоту	42.59	42.73
Нагнітання вуглекислого газу	42.59	43.98
Нагнітання об'ємівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу	41.67	41.67
Нагнітання об'ємівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням азоту	40.28	40.74
Заводнення	27.08	27.78

Як видно з табл. 1.1, найбільш ефективними методами виявилися нагнітання азоту та діоксиду вуглецю. Нижче наведені ще одні дослідження з порівняння ефективності нагнітання азоту та діоксиду вуглецю при розробці газоконденсатних покладів.

#### 1.4 Порівняння ефективності нагнітання азоту та діоксиду вуглецю

Для мінімізації впливу законтурних вод на видобуваний вуглеводнів досліджено шляхом моделювання нагнітання азоту та діоксиду вуглецю у пласт. Дослідження проведено на основі тривимірної концептуальної цифрової моделі газоконденсатного покладу (рис. 1.3).

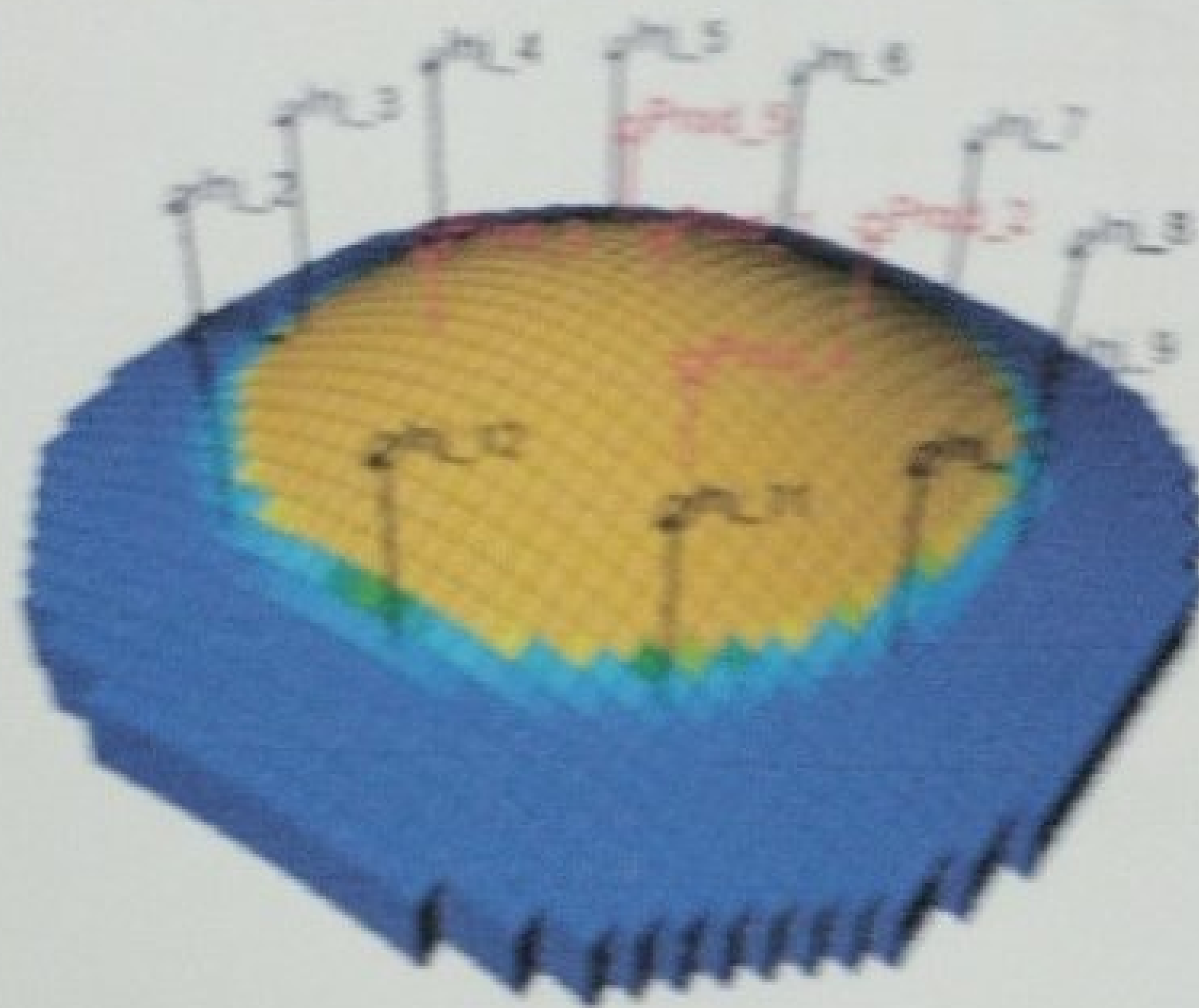


Рисунок 1.3 – Концептуальна модель газоконденсатного покладу [23]

Поклад розробляється 5-ма видобувними свердловинами з дебітом 50 тис  $\text{m}^3/\text{добу}$ . Нагнітання газу здійснюється у 12 нагнітальних свердловин, що розміщені по периметру газо-водяного контакту з темпом 50 тис  $\text{m}^3/\text{добу}$ .

Розрахункові прогностичні коефіцієнти вилучення природного газу на момент прориву азоту та діоксиду вуглецю до видобувних свердловин наведені на рис. 1.4, а і 1.4, б відповідно.

Оптимальне значення періоду нагнітання діоксиду вуглецю становить 16,32 місяці, а азоту – 8,04.

Початковий пластовий тиск прийнято 35 МПа. Динаміка пластового тиску при нагнітанні азоту та діоксиду вуглецю наведена на рис. 1.5.

При нагнітанні азоту спостерігається різке збільшення пластового тиску, в той час як при нагнітанні діоксиду вуглецю такого підвищення не спостерігається.

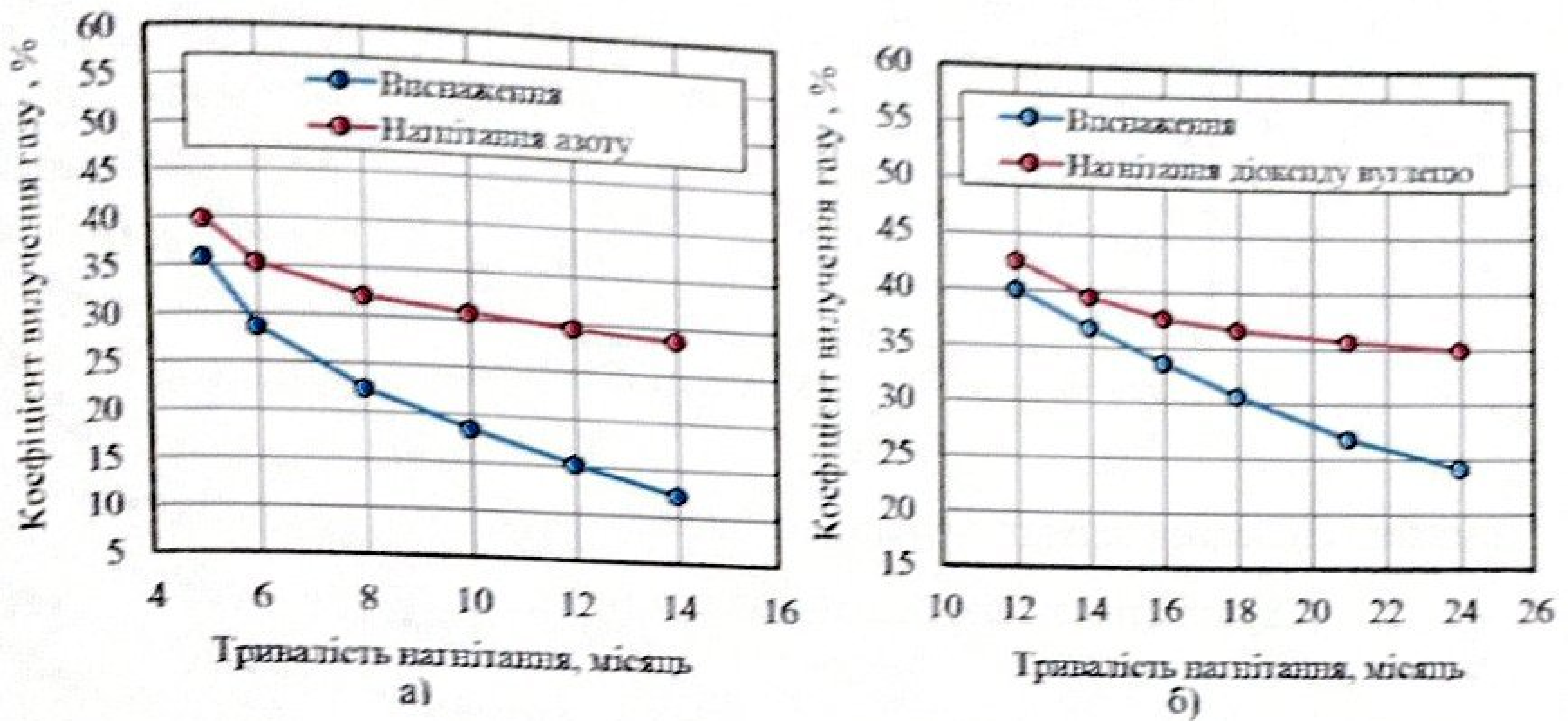


Рисунок 1.4 – Залежність коефіцієнту вилучення природного газу від тривалості нагнітання азоту (а) і діоксиду вуглецю (б) [23]

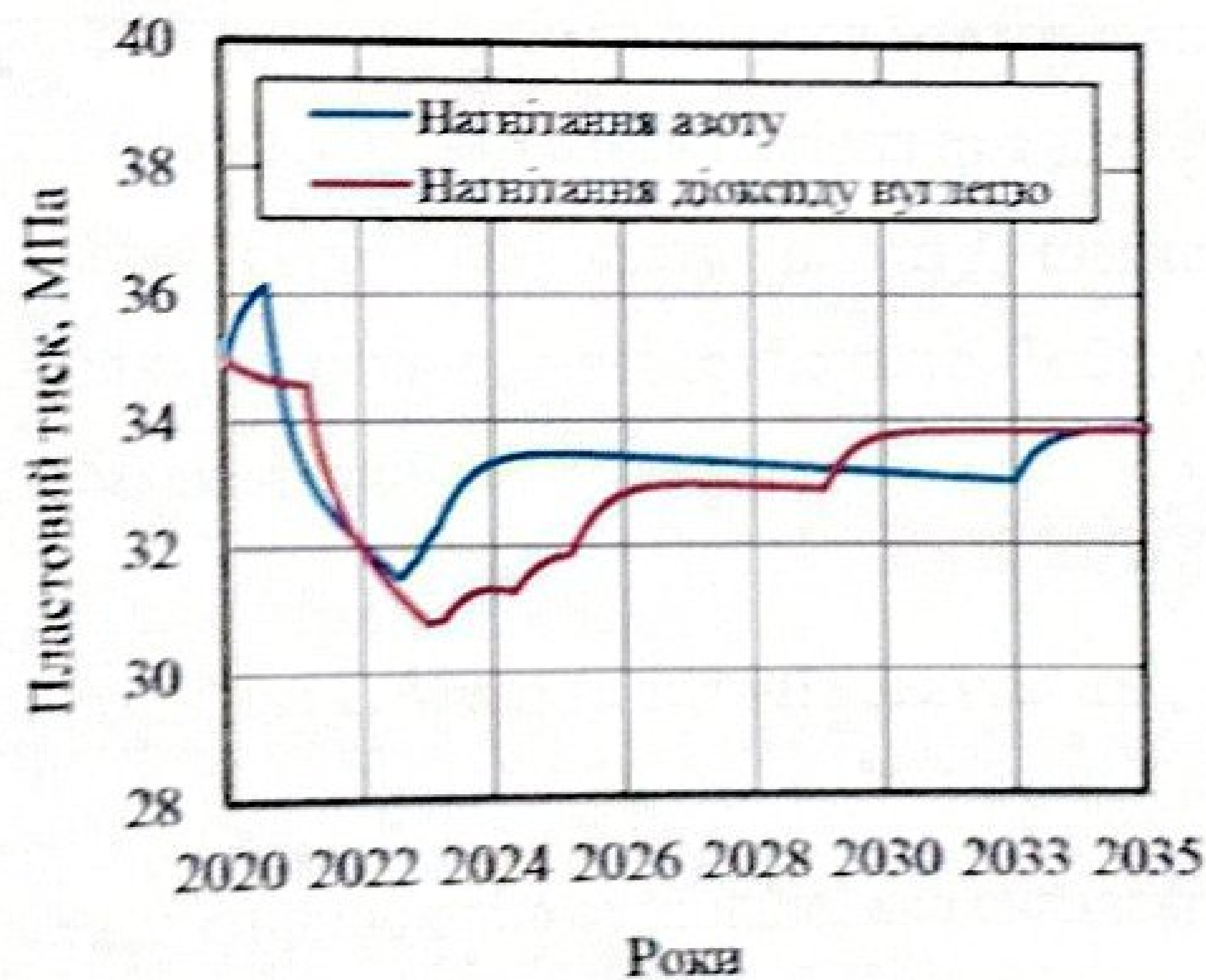


Рисунок 1.5 – Динаміка пластового тиску [23]

Зміна коефіцієнту вилучення газу при нагнітанні неуглеводнених газів в продуктивний поклад для оптимального періоду нагнітання наведена на рис. 1.6.

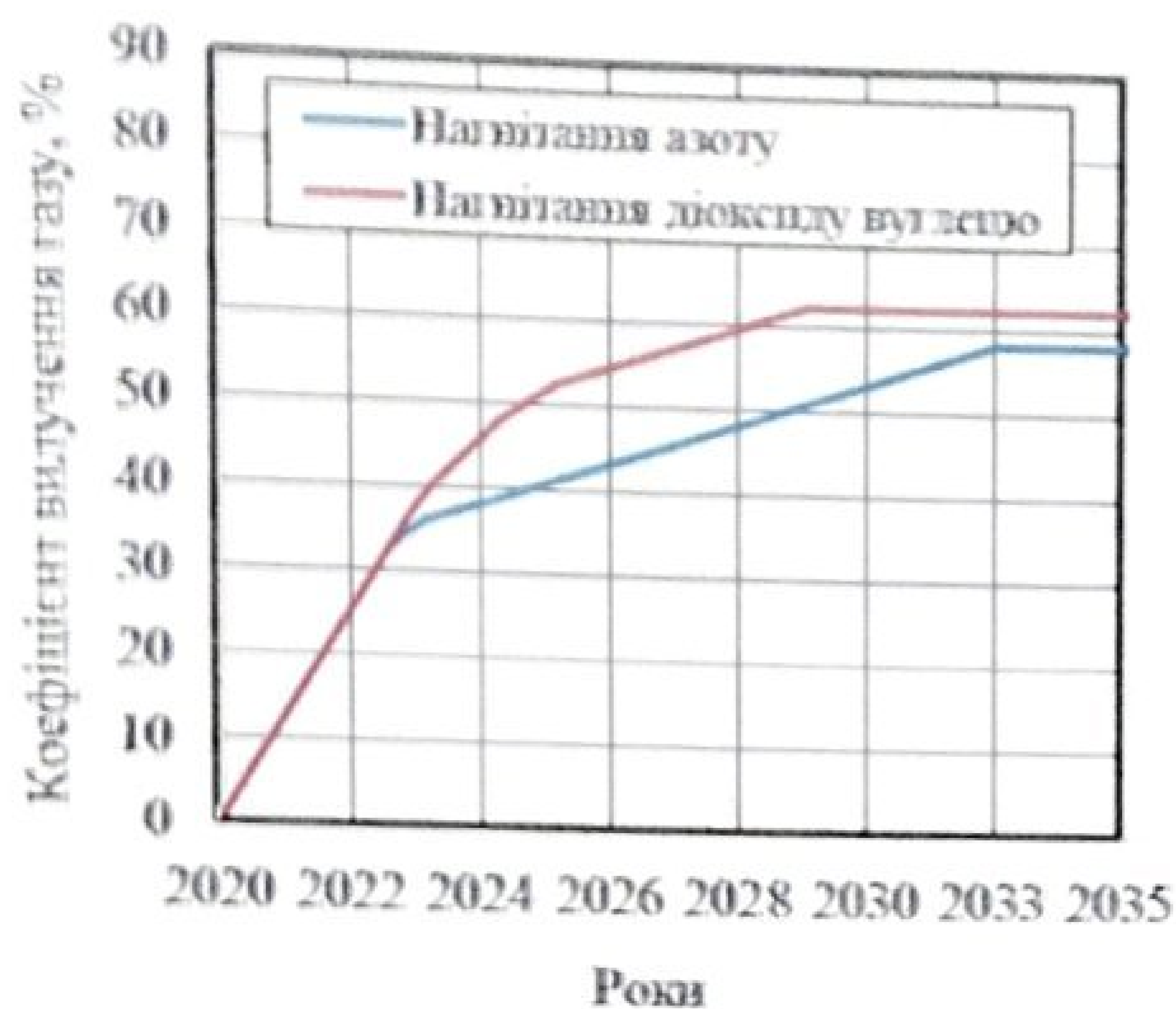


Рисунок 1.6 – Зміна коефіцієнту вилучення при розробці газовими методами для оптимального періоду нагнітання [23]

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу при використанні як агенту нагнітання діоксиду вуглецю на 3,87% більший за нагнітання азоту. Проте обидва методи показали свою ефективність щодо сповільнення вибіркового обводнення найбільш проникних пластів за рахунок їх охоплення [23, 38].

Ще однією перевагою на користь азоту порівняно з діоксидом вуглецю є можливість ефективного відділення азоту з газу шляхом скраплення, охолодження та фракціонування за низьких температур. Тобто можна отримати природний газ із вмістом метану 99 % [19].

### 1.5 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень

1. Газовий конденсат є природною сумішшю, яка складається переважно з легких вуглеводневих компонентів, що знаходяться в газовому стані. За певних термобаричних умов ці компоненти переходять у рідку фазу через зниження тиску нижче рівня конденсації. Залежно від вмісту конденсату в газі розрізняють три типи сумішей: бідні (до 100 см<sup>3</sup> конденсату на 1 м<sup>3</sup> газу), середні (100 – 300 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) та багаті (понад 300 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). 35 % родовищ України

характеризується високим початковим умістом конденсату – більше  $200 \text{ г/м}^3$  у пластовому газі.

2. Газоконденсатні родовища України здебільшого розробляють на виснаження, тобто відбувається поступове зниження пластового тиску. Конденсат виділяється з газу під час зменшення тиску або охолодження. При високому вмісті конденсату можливі значні втрати унаслідок ретроградних процесів (до 60 – 87 % від початкових запасів). Також спостерігається зниження фазової проникності, що призводить до зменшення дебіту свердловин.

3. На газових та газоконденсатних родовищах є надзвичайно актуальною проблема обводнення. Конденсат спричиняє гідрофобізацію порового простору у процесі розробки. Відсоток гідрофобних карбонатних колекторів сягає 84 %, які схильні до вибіркового обводнення. Газоконденсатні поклади Березівського, Котелевського, Куличихинського, Степового та Тимофіївського родовищ з потенційним умістом конденсату більше  $300 \text{ г/м}^3$  переважно обводнюються за вибірковим механізмом.

4. Сучасні інтегровані технології, до яких відносяться газові методи (нагнітання азоту, діоксиду вуглецю, сухого газу – сайклінг-процес) є одним із пріоритетних напрямів підвищення вилучення вуглеводнів з виснажених і нових родовищ.

5. При використанні сайклінг-процесу на родовищах з високим початковим умістом конденсату можна досягти значення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату у межах від 30 до 60 %. На період запровадження ця технологія потребує додаткових капіталовкладень, зберігання значного об'єму газу, а також суттєвих енергетичних витрат на рециркуляцію. В Україні сайклінг-процес успішно реалізовано на 5-ти родовищах: Новотроїцькому, Котелевському, Березівському, Куличихинському та Тимофіївському.

6. При порівнянні різних методів витіснення вуглеводнів різними газами найбільш ефективними є нагнітання азоту та діоксиду вуглецю.

Матківський С.В. шляхом моделювання порівняв обидва методи і також підтвердив кращу ефективність витіснення вуглеводнів діоксидом вуглецю. Проте діоксид вуглецю є корозійно активним. А перевагою азоту є його доступність та краща здатність відділятися від видобувного газу.

З урахування проведеного аналізу, була визначена мета та основні задачі досліджень.

**Мета роботи** – розробка ефективних методів підвищення вилучення вуглеводнів на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі шляхом оптимізації процесів розробки покладу горизонту Т-1.

**Основні задачі досліджень:**

– дослідити особливості розробки газоконденсатних родовищ із акцентом на проблеми виснаження пластової енергії, обводнення покладів та ретроградної конденсації;

– проаналізувати сучасні методи підвищення вилучення вуглеводнів, включаючи нагнітання інертних газів (азоту, діоксиду вуглецю) та сайклінг-процес;

– проаналізувати історію та поточний стан розробки покладу горизонту Т-1, а також геолого-технологічну характеристику родовища в цілому;

– узагальнити дослідження, проведені з підвищенням вилучення вуглеводнів з покладу горизонту Т-1 Тимофіївського родовища;

– розробити рекомендації щодо подальшої розробки Тимофіївського родовища.

## РОЗДІЛ 2

### ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ТИМОФІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА І ПОКЛАДУ ГОРИЗОНТУ Т-1

#### 2.1 Загальні відомості про Тимофіївське родовище

В адміністративному відношенні Тимофіївське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Гадяцькому районі Полтавської області на відстані 18 км на північний схід від м. Гадяч (рис. 1.1). Безпосередньо в межах родовища розташовані села Плішивець та Великі Будища.

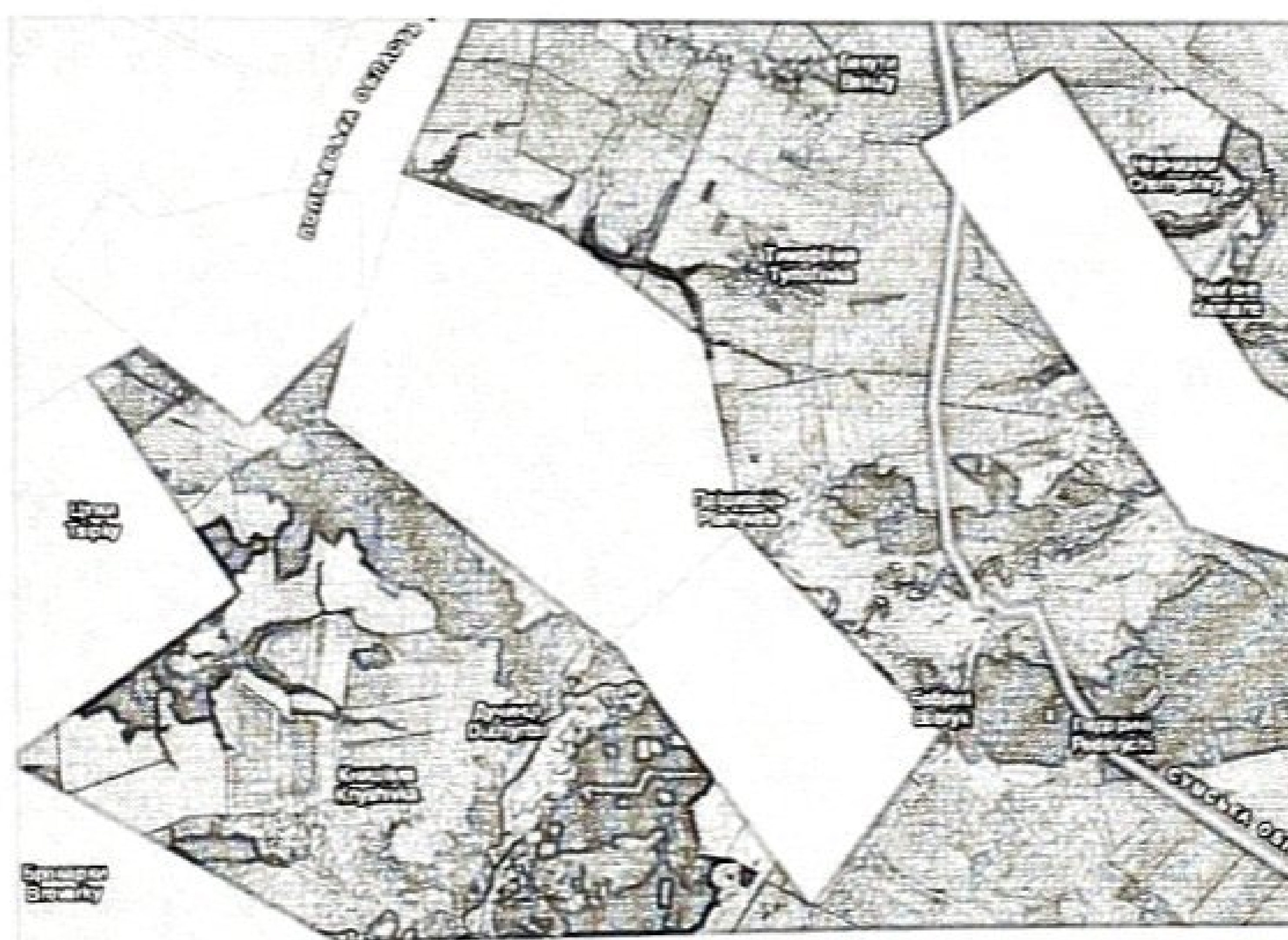


Рисунок 2.1 – Територіальне розміщення родовища

Ділянка знаходиться на піднесенні лівобережжя річки Дніпро, що охоплює міжріччя річок Грунь та Псел.

Тимофіївське НГКР належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

Площа ділянки надр 25,4 км<sup>2</sup>. Експлуатується родовище з 1978 року [1].

Станом на сьогодні Тимофіївське НГКР знаходиться у промисловій розробці [31].

## 2.2 Історія геологічної вивченості та розвідки родовища

Уперше Тимофіївська структура була виявлена тематичною групою Миргородської контори розвідувального буріння в 1965 році. Сейморозвідкою в 1970 році Тимофіївське підняття виявлене у відкладах нижнього карбону (умовні сейсмічні та відбиваючі горизонти Vб, Vв, Vв-1).

За результатами сейморозвідки у 1968 – 1970 роках підняття виявлене та підготовлене до глибокого буріння у башкирських та візейських відкладах.

1972 року розпочато пошукове буріння, а 27.12.1973 свердловина №1 була введена у випробування. Із відкладів фамену отримано промисловий притік газу й конденсату. При випробуванні через фільтр в інтервалі 4073 – 4120 м та відкритим вибієм в інтервалі 4120 – 4137 м одержано фонтан газу з добовим дебітом 1,433 млн м<sup>3</sup> через діафрагму Ø22 мм. У тому ж році родовище включене до Державного балансу України. Всього пробурено 7 пошукових та розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз відкладів від четвертинних до верхнього девону.

Тимофіївське НГКР відкрите в 1974 році, а у дослідно-промислову розробку введено в 1978 році, коли завершилися пошуково-розвідувальні роботи. 1979 року запаси зачислені до Державного балансу корисних копалин [1].

Основні запаси вуглеводнів зосереджені в об'єкті горизонту Т-1 (рис. 2.2).

## 2.3 Стратиграфія Тимофіївського родовища

Розріз Тимофіївського родовища складений теригенними і карбонатними відкладами палеозою, мезозою та кайнозою.

Промислова нафтогазоносність приурочена до верхньосерпуховських, верхньовізейських та фаменських відкладів.

Поклади пластові, масивно-пластові, масивні, літологічно та тектонічно-обмежені.



Рисунок 2.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Т-1 [1]

Розріз родовища представлений відкладами девону, карбону, пермі, тріасу, юри, крейди, палеогену, неогену, четвертинної систем (рис. 2.3).

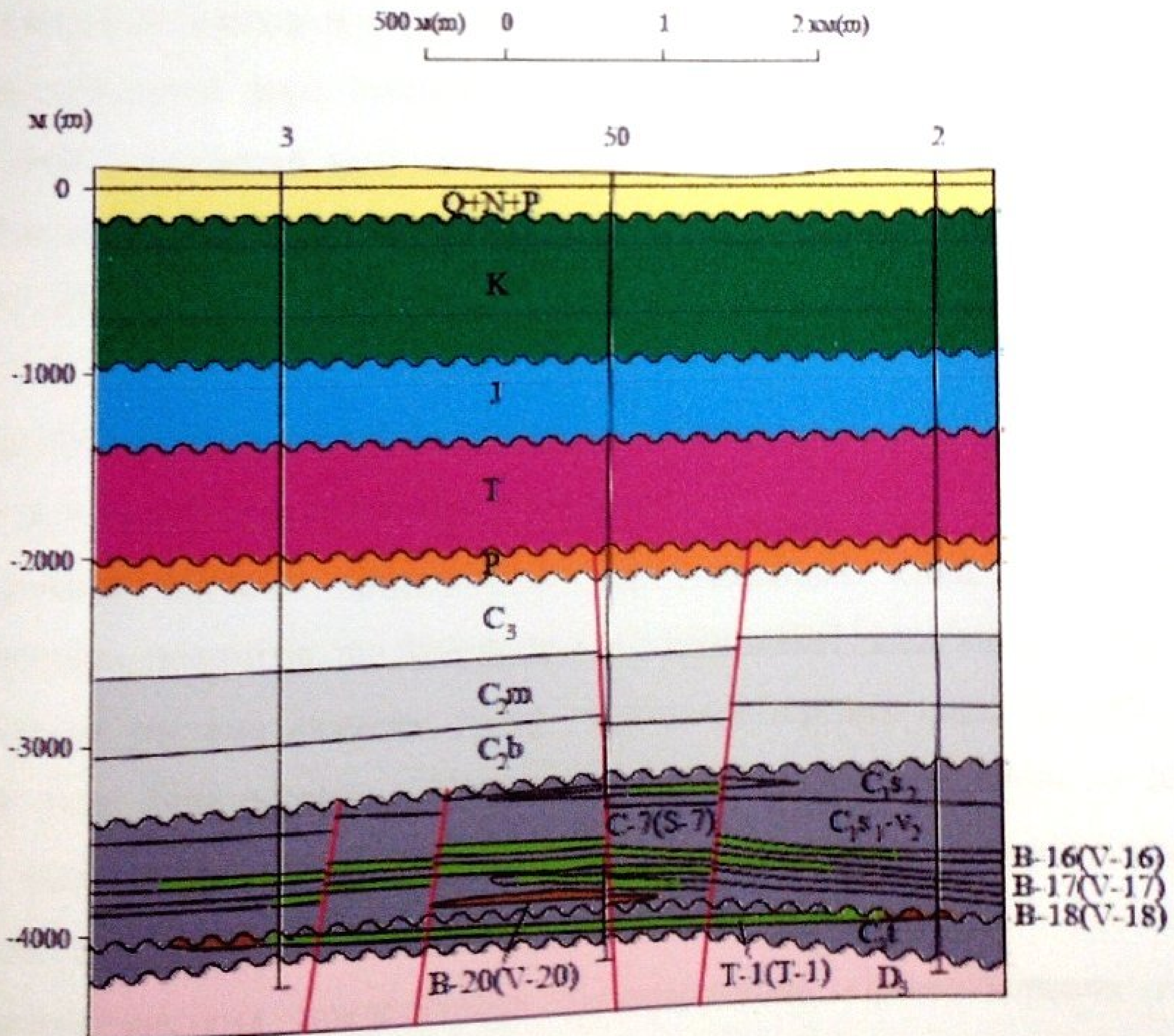


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I [1]

Тимофіївське родовище містить 5 покладів газу в пісковиках серпуховського (горизонт С-7), візейського (горизонти В-16, В-17, В-18) та турнейського (горизонт Т-1) ярусів. Горизонт Т-1 має нафтову облямівку. Також присутній нафтовий поклад у горизонті В-20. Горизонти С-7, В-16, В-17, В-20 і Т-1 пластові склепінні тектонічно екрановані, горизонт В-18 – пластовий склепінний літологічно обмежений.

Кам'яновугільна система (С) представлена нижнім (С<sub>1</sub>), середнім (С<sub>2</sub>) та верхнім відділами (С<sub>3</sub>). Нижній відділ представлений породами візейського і серпухівського ярусів.

Візейський ярус представлений нижньо- та верхньовізейськими під'ярусами. В цьому ярусі перешаровуються пісковики, алевроліти, аргіліти, тонкі вапняки та вугілля. Нафтогазоконденсатний горизонт Т-1 приурочено до турнейського ярусу. У пісковиках верхньовізейського під'ярусу залягають газоконденсатні поклади В-20, В-18, В-17, В-16.

Серпухівський ярус представлений нижньо- та верхньосерпухівськими під'ярусами і складений аргілітами, алевролітами, менше вапняками. Відклади серпухівського ярусу неузгоджені, залягають з розмивом на візейських породах. До верхньовізейського під'ярусу приурочений газоконденсатний поклад С-7.

Середній відділ у складі башкірського та московського ярусів складається з глино-вапнякової і глино-пісковикової товщі.

Пермська система представлена перешаруванням глин і пісковиків, вапняків, глин, доломітів, що приурочені до нікітовської і слов'янської свит.

Тріасова система включає товщу червонокольорових порід до 160 м, у середині яких була перерва в осадконакопиченні, пачку товщиною до 200 м світлих пісковиків, що містять прошарки конгломератів, і перешарування строкатих глин і пісковиків товщиною до 350 м.

Юрська система представлена перешарування сіро-кольорових глин, пісковиків і тонких вапняків. Загальна потужність відкладів – до 1000 м.

Крейдяна система представлена знизу перешаруванням глин і пісковиків товщиною 230 – 270 м, вище – крейдою з прошарками мергелів товщиною 700 – 800 м.

Палеогенова, неогенова і четвертинна системи – піски, суглинки, глини, мергелі. Загальна товщина близько 300 – 400 м [1].

#### 2.4 Тектоніка Тимофіївського родовища

У регіональному структурному плані Тимофіївське НГКР розташоване в межах північної прибортової зони північно-західної частини центрального грабена Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). У тектонічному відношенні воно знаходиться в північній припортовій зоні ДДЗ між Новотроїцьким виступом та Синівською мульдою.

За даними сейсмічних досліджень, родовище являє собою асиметричну куполоподібну антиклінальну форму, що розчленована тектонічними порушеннями на окремі блоки. Розміри Тимофіївської куполоподібної антиклінальної складки по відбиваючому сейсмічному горизонту Vв-4 (С1-t) в межах замкнених ізогіпсів -4050 м, -4200 м, -4300 м і скидовим порушенням I-I сягають 4,25x2,5 км, висота – понад 100 м.

У відкладах середнього та верхнього карбону складка виположується. У відкладах візе по відбиваючому горизонту Vв1 розміри Тимофіївського відкладу візе по замкнутій ізогіпсі -3450 м складають 4,0x2,0 км. Пн-3х склепіння по замкнутій ізогіпсі -3450 м складають 4,0x2,0 км. Пн-3х перикліналь складки відокремлюється сідловиною від Куличихинської структури, а на Пн-Сх ця складка ще менше вираженою сідловиною відокремлена від Новотроїцького підняття.

По відбиваючому горизонту Vв1 у відкладах московського ярусу морфологічна вираженість Тимофіївської складки набуває форму куполу. Вище по відбиваючим горизонтам микитівської свити нижньої пермі IV<sub>r</sub> Тимофіївське підняття не виділяється. Розривних порушень не виявлено.

По горизонту Т-1 структура являє собою брахіантикліналь з пологими крилами  $5 - 8^\circ$ . Її розміри по ізогісії  $-4050$  м по покрівлі горизонту Т-1  $6,2 \times 4,1$  км, амплітуда складки близько  $130$  м. На Пн-Зх тектонічне порушення обмежує нафтогазоконденсатний поклад. В межах площі нафтогазоносності тектонічні порушення не простежуються [1].

## 2.5 Нафтогазоводоносність Тимофіївського родовища

Відклади нижнього карбону нафтогазоносні.

У межах розкритого продуктивного розрізу виділено такі продуктивні горизонти та пласти: С-4б, С-5а, С-5б, С-6-7б, С-20-23а, С-20-23б, С-20-23в серпухівського ярусу, В-14а, В-14б, В-15а, В-15б, В-15в, В-16а, В-16б, В-16в, В-17, В-18а, В-18б, В-19-20а, В-19-20б, В-21-22 верхньовізейського під'ярусу нижнього відділу карбону та Фм-1 фаменського ярусу верхнього девону (рис. 2.4).

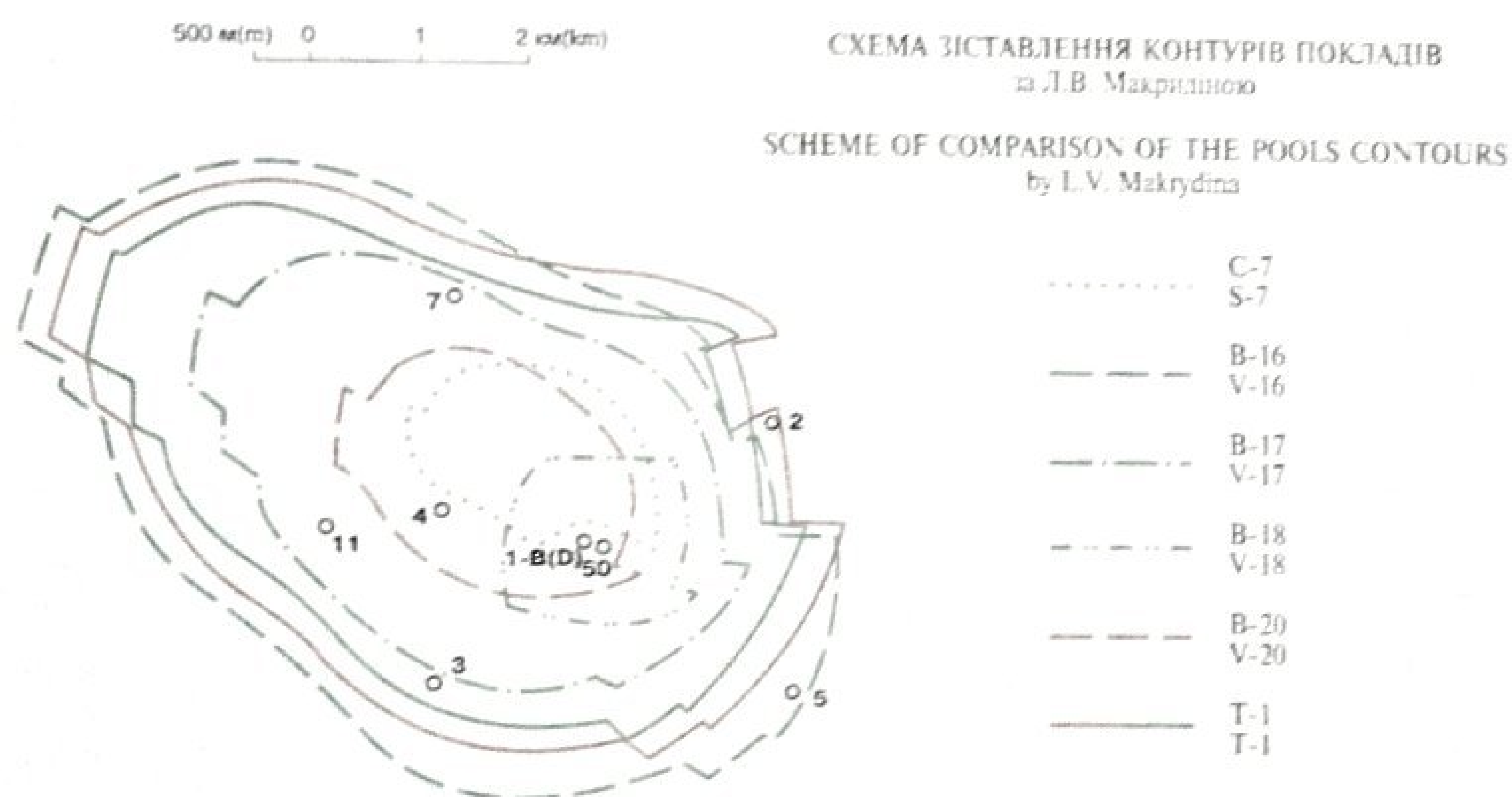


Рисунок 2.4 – Схема зіставлення контурів покладів [1]

Характеристика покладу горизонту Т-1 наведена в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розміри покладу горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР

Площа нафтової частини, км <sup>2</sup> / Площа газової частини, км <sup>2</sup>	Висота нафтової частини, км <sup>2</sup> / Висота газової частини, км <sup>2</sup>	Глибина в склепінні покрівлі / Глибина в склепінні підшви	Потужність загальна, м / Потужність ефективна, м	Потужність нафтонасичена, м / Потужність газонасичена, м
0,18		4102,8		6,24
1,61	108,0	4277,8		23,7

Станом на 01.01.2015 на родовищі пробурено 60 свердловин, з яких:

2 – розвідувальні,

5 – пошукові,

45 – експлуатаційні (4 переведені в фонд нагнітальних),

2 – нагнітальні,

6 – спостережні (загальний метраж 236 775 м), усі продуктивні.

Із них 2 свердловини ліквідовано, 4 – в очікуванні капремонту, 33 – знаходяться в експлуатації, 1 – у випробуванні, 6 – нагнітальних, 14 – в неексплуатаційному фонді.

Загальні та видобувні початкові запаси і ресурси нафти та розчиненого газу станом на 01.01.2015, що пораховані об'ємним методом, складають:

– розвідані балансові та позабалансові запаси (111+221) – 426 / 45 тис т нафти, 179 / 36 млн м<sup>3</sup> газу;

– розвідані балансові та позабалансові запаси (121+221) – 3383 / 143 тис т нафти, 798 / 42 млн м<sup>3</sup> газу;

– попередньо розвідані ресурси (332) – 140 тис т нафти, 30 млн м<sup>3</sup> газу;

– перспективні ресурси (333) – 276 тис т нафти, 108 млн м<sup>3</sup> газу.

Загальні та видобувні початкові запаси і ресурси вільного газу та конденсату оцінені наступним чином:

– за кодом класу 111+221 – 27944 / 25207 млн м<sup>3</sup> газу, 11251 / 5531 тис т конденсату;

- за кодом класу 121+221 – 302 / 291 млн м<sup>3</sup> газу, 144 / 58 тис т конденсату;
- за кодом класу 122+222 – 61 / 40 млн м<sup>3</sup> газу, 29 / 8 тис т конденсату;
- за кодом класу 332 – 722 млн м<sup>3</sup> газу, 331 тис т конденсату;
- за кодом класу 333 – 144 млн м<sup>3</sup> газу, 56 тис т конденсату.

Станом на 01.01.2017 накопичений видобуток газу з горизонтів Т-1, В-21-22 складає 21690,75 млн м<sup>3</sup>: товарного газу – 8296,09 млн м<sup>3</sup>, газу рециркуляції – 13406,53 млн м<sup>3</sup>; також в горизонті Т-1 зі свердловин 112, 116 Куличихинського НГКР було закачано 11,87 млн м<sup>3</sup>, накопичений видобуток конденсату 3270,83 тис т.

Станом на 2020 рік в експлуатаційному фонді в межах ділянки надр перебувало 39 свердловин, з яких 31 свердловина (28 газових і 3 нафтові) – в діючому фонді.

Початкові запаси вуглеводнів складають:

- газу – 28 246 млн м<sup>3</sup> (за категорією С<sub>1</sub>), 783 млн м<sup>3</sup> (за категорією С<sub>2</sub>);
- конденсату – 6651 тис т (за категорією С<sub>1</sub>), 360 тис т (за категорією С<sub>2</sub>);
- нафти – 3809 тис т (за категорією С<sub>1</sub>), 140 тис т (за категорією С<sub>2</sub>).

За період розробки на родовищі видобуто 16514 млн м<sup>3</sup> вільного газу, 4686 тис т конденсату та 182 тис т нафти і 69,5 млн м<sup>3</sup> розчиненого газу [29].

## 2.6 Колекторські властивості продуктивних відкладів

Колектори газу в продуктивних горизонтах представлені пісковиками сірими, дрібно- та середньозернистими, кварцевими, слабо- і середньозцементованими.

У таблиці 2.2 наведені геометричні розміри, фільтраційно-ємнісні властивості колекторів, ефективні порові об'єми, положення флюїдорозділів горизонту Т-1, початкові запаси вуглеводнів тощо [1].

Таблиця 2.2 – Характеристика покладу газу Т-1 Тимофіївського НГКР [1]

№	Назва горизонту	Глибина залягання продуктивного горизонту, м	Абсолютна глибина контакту, м	Висота покладу, м	Тип покладу	Режим покладу	Товщина, м		Коефіцієнт пористості	Продуктивність, $10^3$ м <sup>3</sup> /доб	Тип колектору	Коефіцієнт наповнення порами	Пластовий тиск початковий, МПа	Тиск початку конденсації, МПа	Пластовий температурний режим, К	Дебіт конденсату, т/доб		Потенційний вміст стабільного конденсату, $10^3$ кг/м <sup>3</sup>	Дебіт конденсату початковий, т/доб	Коефіцієнт вилучення конденсату	Запаси початкові видобувної категорії А+В+С <sub>1</sub>		Щільність, тис. т/умов. куб. м/м <sup>3</sup>
							пара-соп. м/доб	кількісний								абсолютний	робочий				газ, млн м <sup>3</sup>	конденсат, тис. т	
С1	Т-1 Т-1	4080	-4034	134	Пластесепарат	експлуатаційний	23,7	23,7	0,17			0,92	44,1		385	1433	344	0,50	15340	2499			

## 2.7 Склад і фізико-хімічні властивості газу горизонту Т-1

За компонентним складом і фізико-хімічними властивостями пластові газу горизонтів візейського і фаменського ярусів досить близькі між собою. Вміст етан-пропан-бутанових фракцій в їх складі досить високий і складає 14,64 – 9,48% мол., з них етану – 10,39 – 5,07%, пропану – 4,29 – 32,54%, ізо-бутану – 0,33 – 0,57%, н-бутану – 1,10 – 0,74% мол. Потенційний вміст вуглеводнів C<sub>5+</sub> у пластових газах в розрахунку на сухий газ визначений в кількості 389,27 – 248,69 г/м<sup>3</sup>. З неуглеводневих компонентів присутні азот (2,72 – 1,77% мол.) – газу відносяться до групи середньоазотистих, діоксид вуглецю (1,50 – 0,69 % мол.) і гелій (0,05 – 0,07 % мол.) Концентрація гелію вище за мінімальну промислову концентрацію (0,05 %), і підлягає обліку (табл. 2.3).

Конденсат за фізико-хімічними властивостями і фракційним складом відноситься до групи важких конденсатів. Його густина складає 0,7877 – 0,7556 г/см<sup>3</sup>, молекулярна маса – 145 – 118, температура кінця кипіння – від 40 до 324°C. Вміст бензинових фракцій, що википають до 100 °С, складає 56,0 – 80,0% об. Вміст бензинових фракцій, що википають до 200°C, складає 33,5 – 63,5% об [1].

Таблиця 2.3 – Характеристика природних газів горизонту Т-1 [1]

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м <sup>3</sup> Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m <sup>3</sup>	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>		H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
T-1 T-1		0,619		34497	89,9	4,2	2,0	0,04	0,11				1,2	2,5	0,02
РОЗЧИНЕНІ ГАЗИ DISSOLVED GASES															
T-1 T-1		0,652		36624	86,4	7,2	2,1	0,3	0,6	0,2	0,1		1,3	1,7	0,06

## 2.8 Гідрогеологічна характеристика Тимофіївського родовища

У гідрогеологічному відношенні родовище розташоване в північній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. У розрізі родовища виділено дві гідрогеологічні зони: верхня з активним водообміном та нижня з ускладненим водообміном. Зони відокремлені між собою верхньосерпухівською водотривкою товщею. Продуктивні горизонти приурочені до нижньої зони з ускладненим водообміном.

Води горизонту Т-1 характеризуються високою мінералізацією (до 279 г/л), високою кількістю іонів хлору (157 – 173 г/л) і низькою кількістю сульфатів (64 – 184 мг/л). Із мікроелементів присутні: амоній NH<sub>4</sub> (115 – 138 мг/л), бор В (16,15 – 21,42 мг/л), йод J (3,65 – 11,33 мг/л), бром Br (58,34 – 162,0 мг/л). Пластові води нижньокам'яновугільних відкладень відносяться до хлоридного (хлор-кальцієвого за В.А. Суліним) типу (табл. 2.4) [1].

Таблиця 1.7 – Характеристика пластових вод продуктивних горизонтів [1]

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Суліним Water type by Sulim	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	рН, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Ca-Na/Mg	Мікроелементи, мг/л Microcomponents, mg/l					
									J	Br	B	K	Na	
T-1 T-1			1192	1,8				6,6	12	70	16,2	1033		

## 2.9 Висновки до розділу 2

1. Тимофіївське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Гадяцькому районі Полтавської області. Площа ділянки надр 25,4 км<sup>2</sup>. Експлуатується родовище з 1978 року.

2. Розріз Тимофіївського родовища складений теригенними і карбонатними відкладами палеозою, мезозою та кайнозою. Промислова нафтогазоносність приурочена до верхньосерпуховських, верхньовізейських та фаменських відкладів. Нафтогазоконденсатний горизонт Т-1 приурочено до турнейського ярусу.

3. По горизонту Т-1 структура являє собою брахіантикліналь з пологими крилами 5 – 8°. Її розміри по ізогіпсі -4050 м по покрівлі горизонту Т-1 6,2x4,1 км, амплітуда складки близько 130 м. На Пн-Зх тектонічне порушення обмежує нафтогазоконденсатний поклад. В межах площі нафтогазоносності тектонічні порушення не простежуються.

4. Газ горизонту Т-1 має доволі високий вміст етан-пропан-бутанових фракцій. Конденсат відноситься до важких. А пластові води є високомінералізовані.

5. Станом на 2020 рік в експлуатаційному фонді в межах ділянки надр перебувало 39 свердловин, з яких 31 свердловина (28 газових і 3 нафтові) – в діючому фонді.

Початкові запаси вуглеводнів складають:

- газу – 28 246 млн м<sup>3</sup> (за категорією С<sub>1</sub>), 783 млн м<sup>3</sup> (за категорією С<sub>2</sub>);
- конденсату – 6651 тис т (за категорією С<sub>1</sub>), 360 тис т (за категорією С<sub>2</sub>);
- нафти – 3809 тис т (за категорією С<sub>1</sub>), 140 тис т (за категорією С<sub>2</sub>).

За період розробки на родовищі видобуто 16514 млн м<sup>3</sup> вільного газу, 4686 тис т конденсату та 182 тис т нафти і 69,5 млн м<sup>3</sup> розчиненого газу

### РОЗДІЛ 3

## АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ГОРИЗОНТУ Т-1 ТИМОФІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА

### 3.1 Коротка історія та етапи розробки родовища і покладу

Тимофіївське родовище введено в розробку в 1978 році.

Згідно з проектом розробки, розробленим у 1980 році УкрНДІгаз, горизонт Т-1 мав розроблятися із використанням сайклінг-процесу, а горизонти В-16 і В-17 як єдиний експлуатаційний об'єкт у режимі виснаження. Унаслідок ретроградної конденсації у колекторах горизонтів В-16 і В-17 випало понад 25 млн т конденсату. Експлуатація свердловин ускладнюється через скупчення рідини на вибії. Тому УкрНДІгаз рекомендував перевести всі свердловини на газліфтний спосіб експлуатації.

З 1978 по 1985 роки поклади горизонту Т-1 розроблялися на виснаження, а до 1992 року перебували в консервації у зв'язку з підготовкою об'єктів до сайклінг-процесу.

Станом на 1994 рік з Тимофіївського родовища відібрано 26,7% початкових запасів газу [1].

Станом на 2020 рік в експлуатаційному фонді в межах ділянки надр перебувало 39 свердловин, з них в діючому фонді – 31 свердловина (28 газових і 3 нафтові) [29].

Родовище експлуатується на підставі спецдозволу № 2373 [31].

Дебіт експлуатаційних свердловин коливається в значних межах від 1 до 200 тис. м<sup>3</sup>/добу.

На даний момент свердловини горизонту Т-1 експлуатуються з постійною депресією на пласт. Його використання обумовлено недостатньою зцементованістю порід.

За період розробки з покладів горизонту Т-1 видобуто 16 920 млн м<sup>3</sup> природного газу (3 530 млн м<sup>3</sup> товарного газу), 3 048 тис т конденсату, 395,3 тис т нафти, 474,8 тис м<sup>3</sup> води та закачано 13 277 млн м<sup>3</sup> газу рециркуляції.

Останній перерахунок запасів відбувся у 2020 році [14, 29].

### **3.2. Аналіз фактичних показників розробки горизонту Т-1**

Початковий пластовий тиск для горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР – 44,26 МПа. Станом на 2009 рік за паспортами свердловин зафіксоване зниження пластового тиску до 12 – 27 МПа. Режим експлуатації – газовий. Поклад розробляється з депресією на пласт.

Зокрема за інформацією по свердловині 52 на момент початку експлуатації у 1980 році дебіт свердловини становив 400 тис м<sup>3</sup>/добу, а вже у 2009 році поточний дебіт становив 1 тис м<sup>3</sup>/добу.

Свердловини горизонту Т-1 працювали з дебітами газу від 10 до 80 тис м<sup>3</sup>/добу. Зокрема, свердловина №100 експлуатувалася з дебітом 10 тис м<sup>3</sup>/добу. У 2015 році проведено повторну перфوراцію, в результаті чого свердловина дала дебіт 63 тис м<sup>3</sup>/добу.

Аналіз дебітів газу і характер розподілу пластових тисків вказує на доволі повне і рівномірне охоплення дренавання запасів газу за площею.

Найбільш низький пластовий тиск утримувався в свердловині № 100 (11,84 МПа), що характеризується погіршенням колекторських властивостей.

Пластовий тиск з початку експлуатації впав з 44,26 до 11,84 МПа, або на 73 %, при цьому з покладу вилучено 33 % первинних запасів газу [1, 29, 33].

Аналогічна ситуація падіння пластового тиску спостерігалася на сусідньому Куличихівському НГКР для горизонту Т-1, що пояснюється гідродинамічним зв'язком цих родовищ.

### 3.3 Прогнозування кінцевих коефіцієнтів газоконденсатовилучення

Останнім проектним документом були затверджені запаси у розмірі 28246 млн м<sup>3</sup>. Станом на 2020 рік з покладу було видобуто 16514 млн м<sup>3</sup> вільного газу, отже залишкові запаси газу становлять:

$$Q_{\text{зап.зал.}} = Q_{\text{поч.}} - Q_{\text{вид.}}(t) \quad (3.1)$$

$$Q_{\text{зап.зал.}} = 28246 - 16514 = 11732 \text{ млн м}^3$$

Приймаємо початкові запаси конденсату у розмірі 6651 тис т, що були затверджені в ДКЗ.

Станом на 2020 рік із покладу було видобуто 4686 тис т конденсату, а отже залишкові запаси конденсату становлять:

$$Q_{\text{зап.зал.}} = Q_{\text{зап.поч.к}} - Q_{\text{вид.к}}(t) \quad (3.2)$$

$$Q_{\text{зап.зал.}} = 6651 - 4686 = 1965 \text{ тис т.}$$

Поточний коефіцієнт газовилучення визначаємо за наступною залежністю:

$$\beta_{\text{г}}(t) = \frac{Q_{\text{вид.}}(t)}{Q_{\text{поч}}} = 16514/28246 = 0,585 = 58,5 \% \quad (3.3)$$

Поточний коефіцієнт промислового конденсатовилучення визначаємо як:

$$\beta_{\text{к}}(t) = \frac{Q_{\text{вид.к}}(t)}{Q_{\text{зап.поч.к}}} = 4686/6651 = 0,705 = 70,5 \% \quad (3.4)$$

Для прогнозування коефіцієнту кінцевого газовилучення скористаємось методом «кривої середньої продуктивності».

Промислові дані обробляються у вигляді залежності між темпом відбору газу і сумарним видобутком газу вираженим у частках одиниць, або у відсотках від початкових запасів.

Проведемо прогнозування коефіцієнту кінцевого газовилучення за методом прямої лінії.

Суть методу полягає в тому, що для періоду спадаючого видобутку газу залежність зміни в часі річного видобутку є прямолінійна.

Екстраполяцію цієї залежності проводять до моменту часу коли річний відбір газу знизиться до 0,1% від початкових запасів (економічно-рентабельна межа відбору газу).

У нашому випадку граничний річний відбір газу становитиме:

$$Q_{гр.} = 0,001 \cdot Q_{поч} \quad (3.5)$$

$$Q_{гр.} = 0,001 \cdot 28246 = 28,246 \text{ млн м}^3/\text{рік}$$

Для періоду спадаючого видобутку газу темп відбору газу описується наступною залежністю.

$$Q(t) = Q(t_0) e^{-b(t-t_0)} \quad (3.6)$$

де  $t$  – час з початку розробки родовища;

$t_0$  – час, що відповідає початку періоду спадаючого видобутку газу;

$Q(t)$  – темп відбору газу в момент часу  $t$ ;

$Q(t_0)$  – темп відбору газу в момент часу  $t_0$ ;

$b$  – коефіцієнт, який має конкретне значення для кожного родовища.

Прологарифмувавши залежність (3.6) одержимо:

$$\ln Q(t) = \ln Q(t_0) - b(t - t_0) \quad (3.7)$$

Для побудови використаємо дані табл. 3.1 починаючи з того моменту часу, коли родовище перейшло в період спадаючого видобутку газу, тобто з 1991 р.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для прогнозування кінцевого коефіцієнту газовилучення для Тимофіївського НГКР методом прямої лінії

Рік	Q(t) млн м <sup>3</sup> /рік	ln(Q(t))
1984	712,5	6,569
1985	780,4	6,660
1986	655,8	6,486
1987	544,8	6,300
1988	385,5	5,955
1989	431,8	6,068
1990	285,1	5,653
1991	186,6	5,229
1992	167	5,118
1993	129,6	4,864

За даними табл. 3.1 будемо графічну залежність  $\ln(Q(t))=f(t)$  (рис. 3.1).

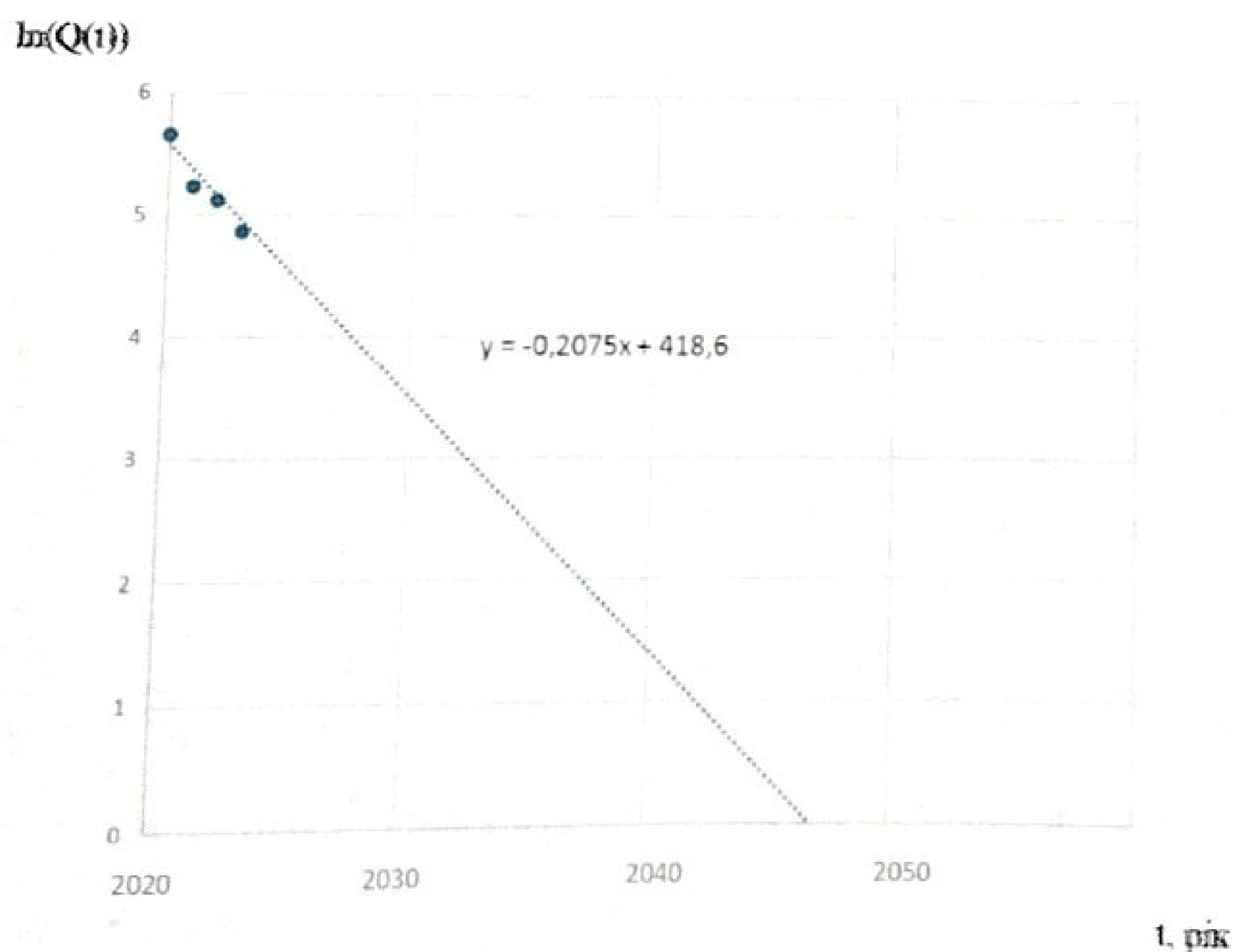


Рис. 3.1 – Прогнозування коефіцієнту кінцевого газовилучення з використанням методу прямої лінії для Тимофіївського НГКР

З рис. 3.1 беремо прогнозні значення річних відборів і заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Прогнозні значення річних відборів газу для Тимофіївського НГКР

Рік	$\ln(Q(t))$	$Q(t)$ млн м <sup>3</sup> /рік
2020	4,845	127,103
2021	4,6375	103,286
2022	4,43	83,931
2023	4,2225	68,204
2024	4,015	55,423
2025	3,8075	45,038
2026	3,6	36,598
<b>2027</b>	<b>3,3925</b>	<b>29,740</b>
2028	3,185	24,167
2029	2,9775	19,639
2030	2,77	15,959
2031	2,5625	12,968
2032	2,355	10,538
2033	2,1475	8,563
2034	1,94	6,959
2035*	1,7325	5,655
2036	1,525	4,595
2037	1,3175	3,734
2038	1,11	3,034
2039	0,9025	2,466
2040	0,695	2,004
2041	0,4875	1,628
2042	0,28	1,323

Для визначення кінцевого коефіцієнту газовилучення, просумуємо прогнозні темпи відборів газу, тим самим ми знайдемо прогнозний видобуток.

$$Q_{\text{вид.пр.}} = \sum_{i=1}^n Q_i(t)_{\text{пр}} = 549,3 \text{ млн м}^3$$

На кінець 2027 року з Тимофіївського НГКР прогнозувалося видобування

$$Q_{\text{вид}}(t) = 16514 + 549,3 = 17063,3 \text{ млн м}^3 \text{ газу.}$$

Таким чином коефіцієнт кінцевого газовилучення буде:

$$\beta_k = \frac{Q_{\text{вид}}(t) + Q_{\text{вид.пр.}}}{Q_{\text{зап.поч.}}} \quad (3.8)$$

$$\beta_k = \frac{Q_{\text{вид}}(t) + Q_{\text{вид.пр.}}}{Q_{\text{зап.поч.}}} = (16514 + 549,3)/28246 = 0,6 = 60 \%$$

### 3.4 Аналіз обводнення покладу горизонту Т-1

За первинними геологічними оцінками поклад горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР типізувався як масивно-пластовий поклад газоконденсату з нафтовою облямівкою та початковим ГНК та ВНК на абсолютних відмітках мінус 4034 і 4049 м.

За результатами проведення лабораторних досліджень [25] встановлено, що для умов залягання порід-колекторів горизонту Т-1 Тимофіївського та Куличихинського родовищ залежно від літології і проникності надкапілярні пори радіусом 10 – 100 мкм і навіть більше займають від 60 до 80 % загального об'єму пор. Змочуваність їх нейтральна, тобто це значить, що вони можуть змочуватися як пластовою водою, так і конденсатом. Тобто відбувається так зване поршневе витіснення флюїдів. Частка капілярних пор з радіусом 1 – 10 мкм становить від 10 до 20 %. Субкапілярні пори з радіусом менше 1 мкм займають ще від 10 до 20 %. Така висока частка надкапілярних пор колекторів (60 – 80 %) сприяє інтенсивному обводненню за рахунок вторгнення. Механізм дії вибіркового обводнення покладу горизонту Т-1 Тимофіївського родовища показано на рис. 3.2.

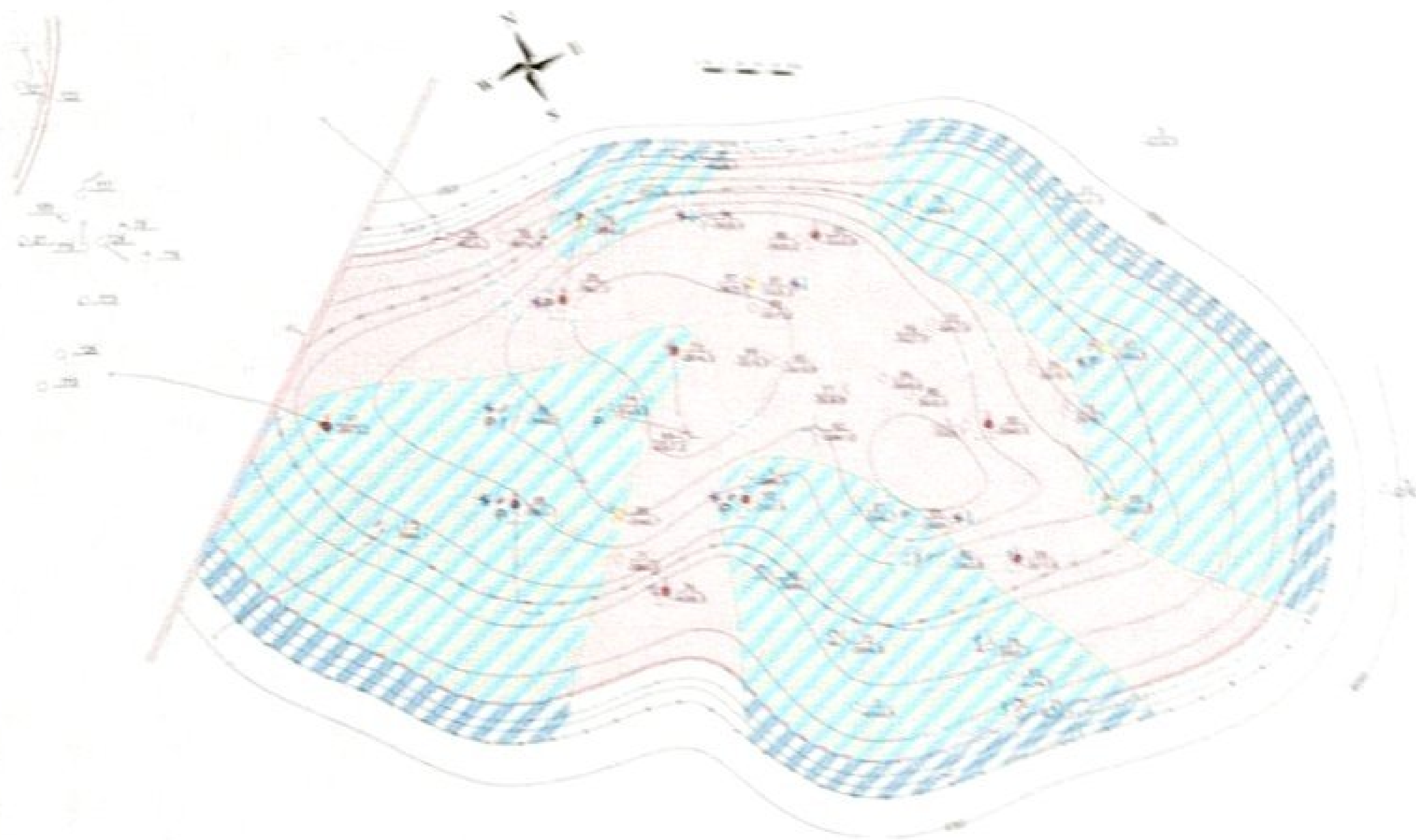


Рисунок 3.2 – Обводнені ділянки покладу горизонту Т-1 [3]

### 3.5 Висновки за розділом 3

1. З 1978 по 1985 роки поклади горизонту Т-1 розроблялися на виснаження, а до 1992 року перебували в консервації у зв'язку з підготовкою об'єктів до сайклінг-процесу. Пластовий тиск з початку експлуатації з 1978 року впав з 44,26 до 11,84 МПа, що характеризується погіршенням колекторських властивостей.
2. Дебіт експлуатаційних свердловин коливається в значних межах від 1 до 200 тис м<sup>3</sup>/добу. Свердловини горизонту Т-1 працювали з дебітами газу від 10 до 80 тис м<sup>3</sup>/добу. Св. №100 експлуатувалася з дебітом 10 тис м<sup>3</sup>/добу. У 2015 році проведено повторну перфорацію, в результаті чого свердловина дала дебіт 63 тис м<sup>3</sup>/добу.
3. Методом прямої лінії виконано прогноз видобутку газу на кінець 2027 року, який складе 60%.
4. За первинними геологічними оцінками поклад горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР типізувався як масивно-пластовий поклад

газоконденсату з нафтовою облямівкою та початковим ГНК та ВНК на абсолютних відмітках мінус 4034 і 4049 м.

5. За рахунок наявності в породі пласта надкапілярних пор радіусом 10 – 100 мкм, що займають 60 – 80% загального об'єму пору, спостерігається дія вибіркового обводнення покладу горизонту Т-1 Тимофіївського родовища.

## РОЗДІЛ 4

### ОСОБЛИВОСТІ ДОРОЗРОБКИ ПОКЛАДУ ГОРИЗОНТУ Т-1 ТИМОФІЙВСЬКОГО РОДОВИЩА

#### 4.1 Моделювання впливу сайклінг-процесу на підвищення вилучення конденсату

Дослідження підвищення конденсатовилучення шляхом моделювання впливу сайклінг-процесу як методу підтримання пластового тиску в горизонті Т-1 Тимофіївського та Куличихинського родовищ проведено науковцями НВП «Центр нафтогазових ресурсів», ДП «Науканфтогаз» та ГПУ «Полтавагазвидобування» [32]. Моделювалися фільтраційні процеси у багатокомпонентній пластовій системі.

Розподіл початкового насичення флюїдами представлено на рис. 4.1.

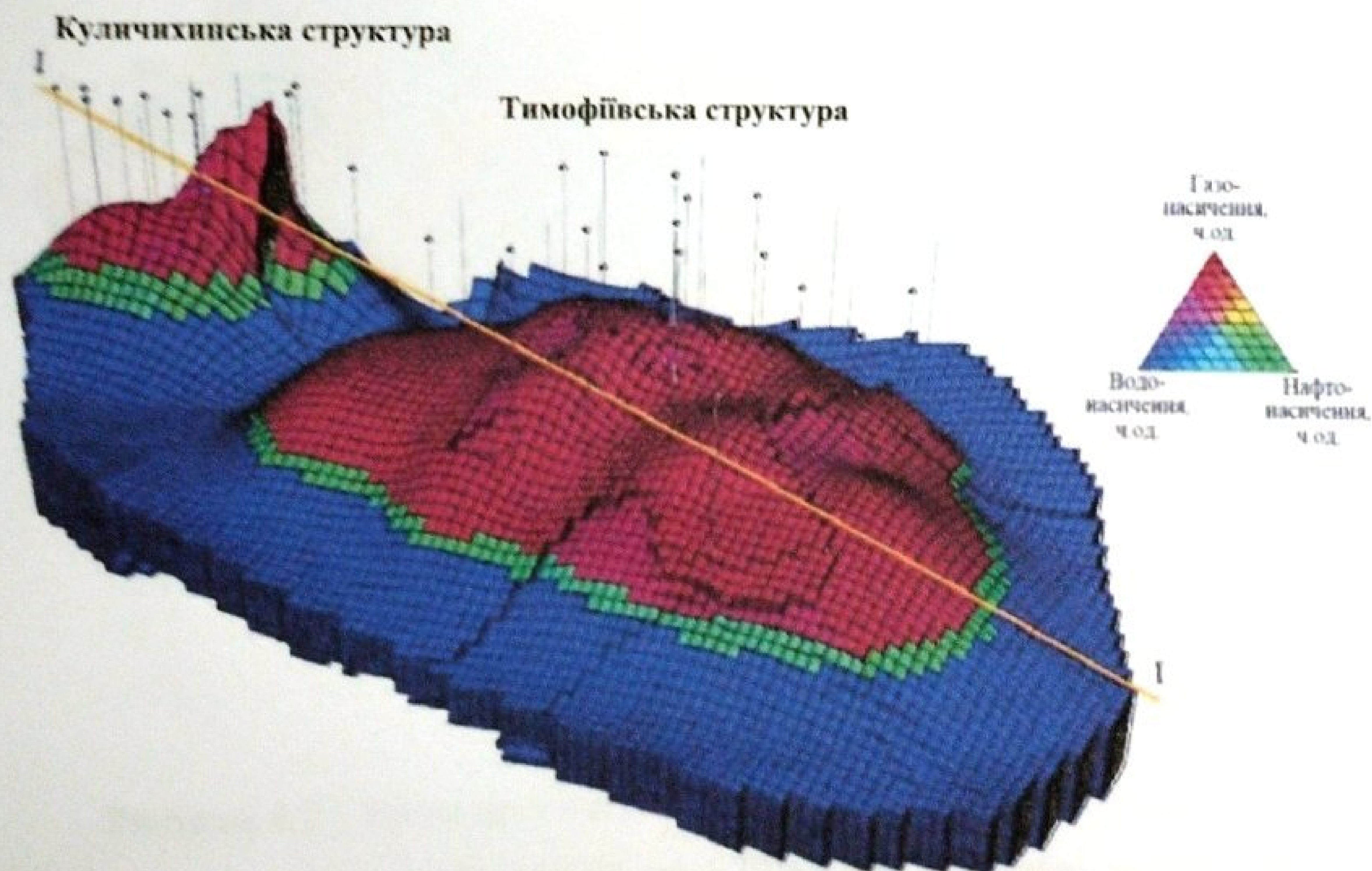


Рисунок 4.1 – Розподіл початкового насичення флюїдами [32]

де  $v$  – молярний об'єм,  $\text{м}^3/\text{моль}$ ;  $a$ ,  $b$ ,  $A$  і  $B$  – функції температури, які визначаються з використанням емпіричних залежностей.

У розділ 3 вже зазначалося, що у період 1978 – 1985 роки поклади горизонту Т-1 розроблялися на виснаження; до 1992 року вони перебували в консервації; з 1992 року розроблялися за допомогою сайклінг-процесу.

Прогнозування технологічних показників виконано для умови підтримання пластового тиску шляхом сайклінг-процесу з/без азоту з 2012 по 2023 рік, а далі до 2077 року – розробка на виснаження.

Оцінювання ефективності продовження сайклінг-процесу виконано за 3-ма основними сценаріями:

- 1 – розробка покладів на виснаження (варіант I);
- 2 – продовження сайклінг-процесу з його частковим (15% – варіант III, 30 % варіант IV (рис. 4.2)) та повним заміщенням азотом (варіант V);

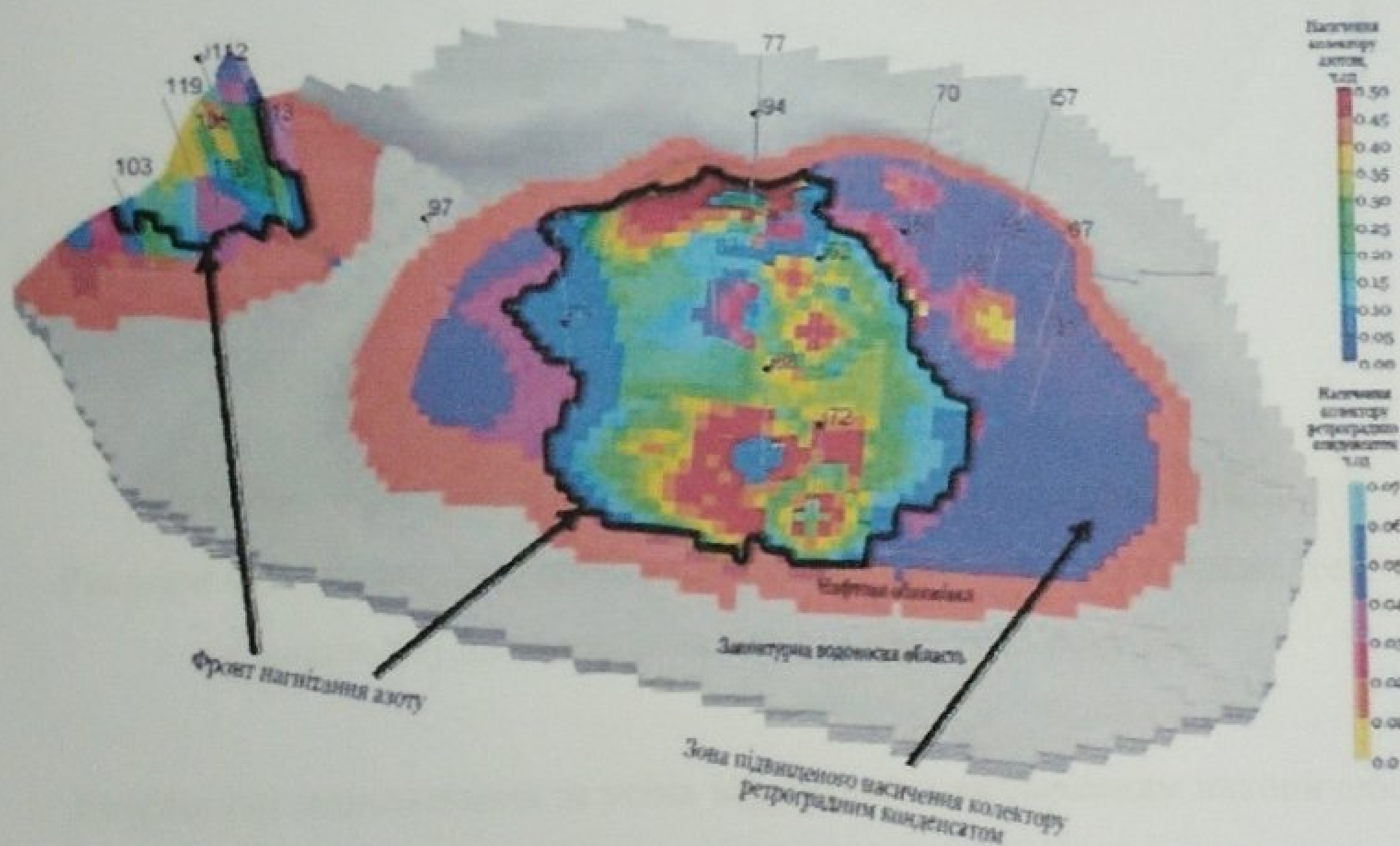


Рисунок 4.2 – Розподіл насичення колектору азотом та ретроградним конденсатом варіантом IV (сухий газ + 30% азоту) на кінець сайклінг-процесу

2023 року [32]



припадає на 2069 рік, буде дорівнювати – 66,5 %. Тобто залишкові запаси конденсату будуть дорівнювати 2,1 млн т.

При продовженні сайклінг-процесу із частковим заміщенням природного газу азотом (станом на 2023 рік) спостерігається підвищена концентрація азоту в склепінній частині (рис. 4.2). На завершення проектного періоду розробки у 2077 році КВК для варіанту III оцінюється в 70,7%, а для варіанту IV – 70%.

За варіантом V із повним заміщенням газу рециркуляції азотом необхідно постійного контролювати свердловини стосовно якості видобутого газу та вживати додаткові заходи щодо його очищення від надлишкового вмісту азоту відповідно до вимог якості товарного газу.

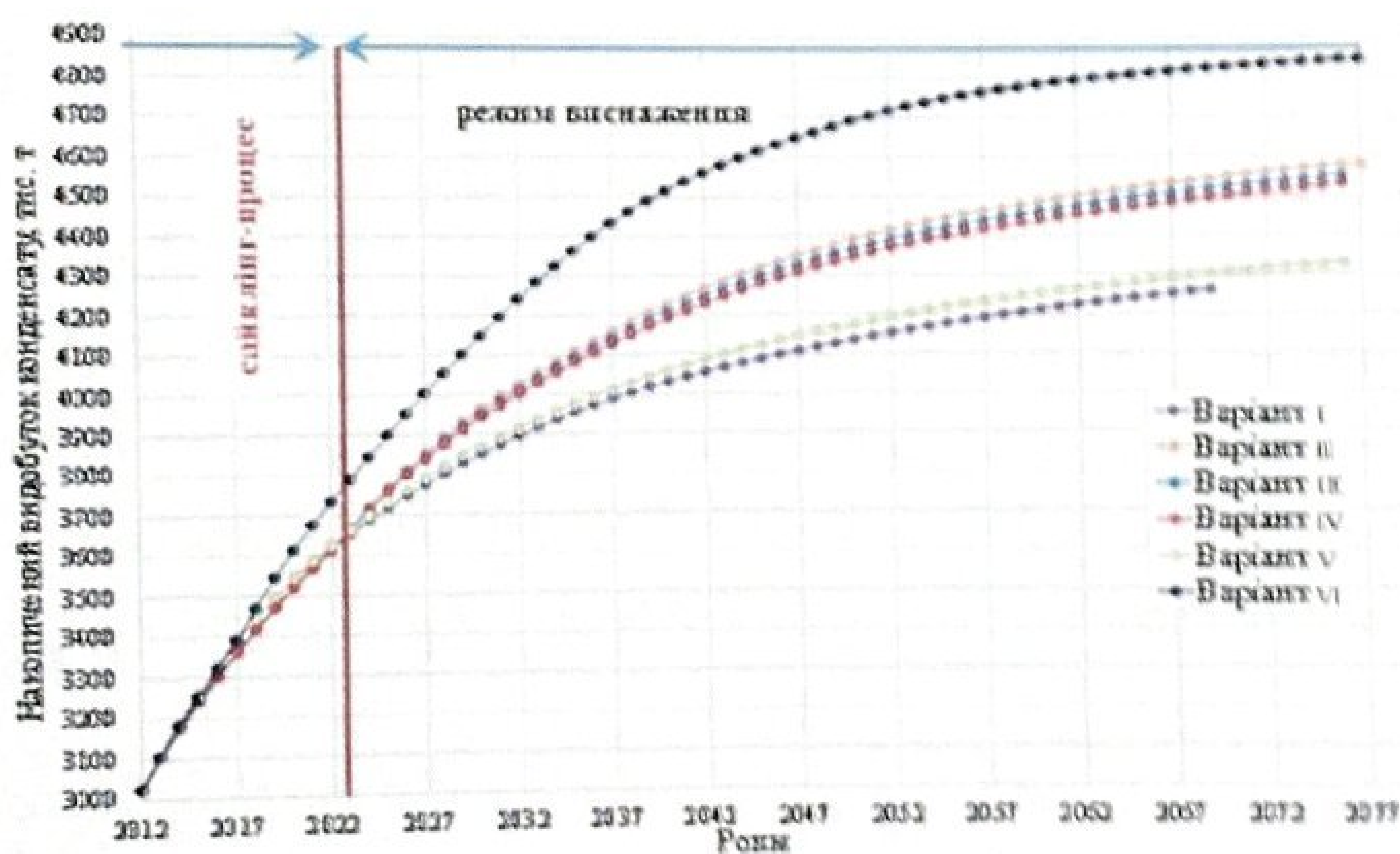


Рисунок 4.4 – Накопичений видобуток конденсату за варіантами розробки [32]

Варіант VI зі зміною фільтраційних потоків у зонах підвищеного насичення ретроградним конденсатом показав найкращі результати. На кінець проектного періоду розробки в 2076 рік можна досягнути КВК = 75,7 %. За цим сценарієм у 2013 року свердловини 11, 57, 95 і 97 повинні бути переведені в нагнітальні, а свердловини 70, 83 і 91 у видобувні; з 2018 року свердловини 95 і 97 переводяться у видобувні, а 82 і 90 у нагнітальні; з 2023 року нагнітання газу

призупиняється та проводиться відбір пластового газу наявним фондом свердловин.

Узагальнюємо отримані результати в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Узагальнені результати конденсатовилучення за варіантами розробки покладів горизонту Т-1

Варіант	Проектний період розробки, рік	КВК, %
I	2069	66,5
II	2077	72
III	2076	70,7
IV	2076	70
V	2076	67,5
VI	2077	75,7

Станом на 01.06.2021 року свердловини 82, 83 і 97 виведені з фонду діючих свердловин.

Отже, проведене гідродинамічне моделювання покладів горизонту Т-1 Тимофіївського та Куличихинського родовищ показало доцільним продовження впровадження сайклінг-процесу (варіанти II і VI) для підвищення конденсатовилучення, додатковий видобуток якого оцінено в понад 500 тис т. [32]

#### 4.2 Селективна боротьба з обводненням

З метою підвищення працездатності свердловин Тимофіївського НГКР протягом останніх років проводились роботи по селективній ізоляції водоприпливу за допомогою бікарбонату амонію ( $\text{NH}_4\text{HCO}_3$ ) в свердловинах №№ 65, 72, 76, 79. Ця технологія передбачає селективну ізоляцію пластових вод шляхом обробки продуктивних пластів амінними комплексами, які створюють з хлоридами кальцію нерозчинні неорганічні сполуки, не зменшуючи продуктивності пласта.

На родовищах із випаданням газового конденсату у привибійній зоні проходить очищення пласта від асфальтносмолистих забруднень, збільшується проникність порід за рахунок зменшення їх карбонатності, збільшується рухливість конденсату, який випав, за рахунок розрідження його вуглекислим газом, що сприяє виносу конденсату з пласта.

Оброблення ПЗП амінними комплексами на родовищах із ознаками обводнення дозволяє блокувати прилив пластової води та збільшує вихід вуглеводнів.

Тривалість дії ефекту після обробки при очищенні ПЗП від конденсату, що випав, до 6 місяців, при ізоляції припливу пластової води до 2 – 3 років.

Перевагами технології використання амінних кислот є:

- використаний реагент не створює негативного впливу на довкілля;
- застосовані реагенти корозійно безпечні;
- забезпечується збільшення видобутку конденсату та газу;
- утворюють захисний шар на поверхні породи, запобігаючи повторному осадженню парафінів та інших відкладень;
- блокується приплив пластових вод;
- працюють у широкому діапазоні температур;
- проведення ізоляційних робіт не потребує залучення бригад капремонту.

Технологію захищено авторськими свідоцтвами й патентами [11].

Амінні комплекси готують у рідкому розчині потрібної концентрації. Склад вводять у привибійну зону через насосно-компресорні труби (НКТ) або капілярну систему. Його витримують у привибійній зоні протягом кількох годин для повноцінної реакції з осадами. Після завершення реакції продукти обробки видаляють шляхом зворотного продування свердловини.

Проводиться аналіз дебіту і стану пласта для оцінки результатів обробки.

Як показала практика, ця технологія дала позитивні результати як на Тимофіївському, так і на сусідньому Куличихінському родовищі (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Результати ізоляції притоку пластових вод

№ свердловини	Параметри свердловини до ізоляції			Параметри свердловини після ізоляції			Час дії ефекту, місяців
	Q <sub>газу</sub> , тис м <sup>3</sup> /добу	Q <sub>кон</sub> , тон	ВФ, л/тис м <sup>3</sup>	Q <sub>газу</sub> , тис м <sup>3</sup> /добу	Q <sub>кон</sub> , тон	ВФ, л/тис м <sup>3</sup>	
65 Тимофіївка	130	29,9	565	250	56,6	3,8	14
72 Тимофіївка	75	17,1	450	85,7	85,7	4,5	12
79 Тимофіївка	65	14,9	720	36,9	36,9	0,5	12
76 Тимофіївка	175	5,9	100	68	68	3	10

ВФ використовується для моніторингу стану свердловин і оптимізації процесів видобутку.

Низький водний фактор (ВФ) свідчить про переважний видобуток газу з мінімальними домішками води, що характерно для нових чи високопродуктивних свердловин.

Високий ВФ вказує на значну обводненість, що може свідчити про наближення водо-газового контакту до вибою свердловини, закачування води в пласт, або деградацію продуктивності.

Окрім того, на свердловині № 100 застосовувалась технологія інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини на пізній стадії розробки: проводилась обробка ПЗП амінними комплексами.

#### 4.3 Рекомендації щодо подальшої розробки Тимофіївського родовища

Поклад горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР розробляються згідно НДР уточненим проектом розробки від 2017 року, згідно з яким з 2018 року на родовищі введена азотна установка продуктивністю 400 тис м<sup>3</sup>/добу, завдяки якій здійснюється часткова компенсація газу рециркуляції азотом та товарним видобутком газу на рівні 115 млн м<sup>3</sup>/рік.



З метою збільшення коефіцієнта охоплення пластів витисненням жирного газу сухим через недосконалий стан фонду свердловин рекомендується поновлення його бурінням нових свердловин в зонах підвищених КГФ, а технічно недосконалі свердловини можуть бути використані для розробки вищезалягаючих об'єктів [6].

Рекомендується періодично обробляти ПЗП свердловин амінними комплексами.

#### 4.4 Висновки за розділом 4

1. Прогнозування технологічних показників виконано шляхом моделювання виконано до 2077 за трьома основними сценаріями:

1 – розробка покладів на виснаження (варіант I);

2 – продовження сайклінг-процесу з його частковим (15% – варіант III, 30 % варіант IV) та повним заміщенням азотом (варіант V);

3 – подальше упровадження сайклінг-процесу (варіант II) та сайклінг-процес зі зміною фільтраційних потоків у зонах підвищеного насичення ретроградним конденсатом (варіант VI).

2. Усі варіанти показали позитивний ефект. Варіант VI зі зміною фільтраційних потоків у зонах підвищеного насичення ретроградним конденсатом показав найкращі результати. На кінець проектного періоду розробки в 2076 рік можна досягнути КВК = 75,7 %. Додатковий видобуток оцінено в понад 500 тис т.

3. З метою підвищення працездатності свердловин Тимофіївського НГКР протягом останніх років проводились роботи по селективній ізоляції водоприпливу за допомогою бікарбонату амонію в свердловинах №№ 65, 72, 76, 79. Технологія передбачає селективну ізоляцію пластових вод шляхом обробки продуктивних пластів амінними комплексами, які створюють з хлоридами кальцію нерозчинні неорганічні сполуки, не зменшуючи продуктивності пласта.

Тривалість дії ефекту після обробки при очищенні ПЗП від конденсату, що випав, до 6 місяців, при ізоляції припливу пластової води до 2 – 3 років.

4. У 2018 році на родовищі введена азотна установка продуктивністю 400 тис м<sup>3</sup>/добу, завдяки якій здійснюється часткова компенсація газу рециркуляції азотом та товарним видобутком газу на рівні 115 млн м<sup>3</sup>/рік.

5. У подальшому для максимально ефективної розробки родовища рекомендується дотримання технології сайклінг-процесу з частковою компенсацією газу рециркуляції азотом, буріння нових оціночно-розвідувальних свердловин у зонах підвищених КГФ, періодична обробка ПЗП свердловин амінними комплексами.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було вирішено науково-практичну задачу пошуку комплексного підходу до підвищення вилучення вуглеводнів із покладів горизонту Т-1 Тимофіївського родовища.

Загальні висновки за результатами роботи:

1. Встановлено, що газові методи (сайклінг-процес, нагнітання азоту та діоксиду вуглецю) мають позитивний ефект на витіснення газу та конденсату в родовищах зі значним умістом конденсату. Економічно вигіднішим є використання азоту.

2. Визначено, що поклад горизонту Т-1 Тимофіївського родовища обводнюється вибірково через літологічні особливості гірських порід, які на 60 – 80 % володіють надкапілярною пористістю.

3. Подальшу розробку покладу Т-1 Тимофіївського родовища рекомендується проводити з використанням технології сайклінг-процесу з частковою компенсацією газу рециркуляції азотом. Для забезпечення ефективності розробки рекомендується буріння нових оціночно-розвідувальних свердловин у зонах підвищених КГФ та періодична обробка ПЗП свердловин амініними комплексами.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
2. Абеленцев В.М. Прогнозування обводнення порід-колекторів за характером їхньої змочуваності // Питання розвитку газової промисловості України. Зб. наук. пр. Харків, УкрНДІгаз, вип. XXXVI, 2008.
3. Абеленцев В.М. Особливості обводнення газоконденсатних та нафтових покладів родовищ Дніпровсько-Донецької западини / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, М.Ю. Нестеренко // Вісник Харківського національного університету, № 1084. – 2023. – С. 9 – 14.
4. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. – К.: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – С. 279 – 282.
5. Бікман Є.С. Технологія збагачення газу азотом при сайклінг-процесі на Тимофіївському та Куличихинському НГКР з одночасним виробництвом метанольного продукту / Є.С. Бікман, С.О. Єгоров, К.С. Курочкін // Компрессорное и энергетическое машиностроение, 2014, №1 (35), С. 2-6.
6. Бікман Є.С. Оптимізація сайклінг-процесу в умовах розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського НГКР / Є.С. Бікман // Нафтогазова енергетика 2017: тези доп.; міжнар. наук.-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 15-19 трав. – Івано-Франківськ: Голіней О. М., 2017. – С. 89 – 93.
7. Бікман Є.С. Оптимізація систем розробки газоконденсатних родовищ України з високим вмістом вуглеводнів C5+ в пластовому газі / Є.С. Бікман, В.В. Дячук // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – Київ, 2006. – Вип. 3. – С. 165–168.
8. Бойко В. С., Бойко Р. В., Л Кеба. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин. – К., 2006. – 791 с.

17. Кондрат О.Р. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку заземленого газу / О.Р. Кондрат, Р.М. Кондрат // Нафтогазова галузь України. 2019. №4. – С.21 – 26.
18. Кондрат Р.М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – № 3. – С. 11 – 15.
19. Кондрат Р.М. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Нафтогазова енергетика. 2018. № 2(30). – С. 7 – 16. DOI: 10.31471/1993-9868-2018-2(30)-7-16
20. Купер І. М., Угриновський А. В. Фізика нафтового і газового пласта: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 448 с.
21. Купер І.М. До проблеми видобутку ретроградного конденсату / І. М. Купер, В. М. Дорошенко, В. Д. Михайлюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2021. № 2(79). – с. 16 – 23. DOI: 10.31471/1993-9973-2021-2(79)-16-23
22. Матківський С.В. Перспективи підвищення вуглеводневилучення нафтогазових родовищ у рамках декарбонізації енергетичного сектору України / С.В. Матківський // Мінеральні ресурси України. 2022. № 2. – С. 27 – 32. <https://doi.org/10.31996/mru.2022.2.27-32>
23. Матківський С. В. Дослідження ефективності витіснення заземленого газу неуглеводневими газами з обводнених газоконденсатних покладів / С.В. Матківський // Нафтогазова енергетика. – 2020. – № 2 (34). – С. 26 – 33. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2\(34\)-26-33](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2(34)-26-33)
24. Матківський С. В. Узагальнення основних досліджень з підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ при пружноводонапірному режимі/ С. В. Матківський, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. № 3(76). С. 7 – 22. DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-7-22

25. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Монографія. – К.: УкрДГРІ, 2010. 224 с.
26. Особливості оцінки дренажних запасів газу щільних колекторів / Кривуля С.В., Матківський С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Бурачок О.В. // Нафтогазова енергетика. 2020. №1(33) С. 19–28.
27. Патент України № 76353 Спосіб розробки газоконденсатного родовища / Гнип М. П., Прокопів В. Й., Дорошенко В. М., Тарабаринів П. В., Михайлюк В. Д. Друк. в бюл. № 7, 2006.
28. Перспективи впровадження технологій підвищення вуглеводневилучення з використанням CO<sub>2</sub> на прикладі Гадяцького родовища / С. Матківський, Є.С. Бікман, О. Кондрат, О.В. Бурачок, Л. Матішин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022. №3 (84). С. 7 – 17. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-3\(84\)-7-17](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-3(84)-7-17)
29. Повідомлення про планову діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, на Тимофіївському родовищі, 2020.
30. Правила розробки нафтових і газових родовищ України. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2017. – 107 с.
31. Спеціальний дозвіл від 08.01.2001 року №2373 на користування надрами.
32. Удосконалення та управління технологіями підвищення конденсатовіддачі покладів із використанням композиційного гідродинамічного моделювання / Є.А. Мельник, М.В. Гунда, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко, В.М. Ліхван // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 6. – С. 15 – 20. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu\\_2014\\_6\\_6](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu_2014_6_6)
33. Уточнений проект промислової розробки покладів гор. Т-1 Тимофіївського та Куличихинського НГКР з підтриманням пластового тиску з використанням азоту, розроблений УкрНДІгазом 2017.
34. Фик І.М. Геологічні критерії та методи підвищення конденсатовилучення на пізній стадії розробки газоконденсатних родовищ /

І.М. Фик, О.П. Варавіна, О.І. Хріпко // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна, Серія «Геологія. Географія. Екологія», (54), 2021. С. 117-131. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2021-54-09>

35. Фик І. М. Спосіб запобігання випаданню конденсату в пласті // Нафт. і газова пром-сть. – 1997, № 3. – С. 21–26.

36. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June, 2005, P. 1-7.

37. Amini Sh. Simlation Study of Enhanced Condensate Recovery in a Gas-Condensate Reservoir / Sh. Amini, B. Aminshahidy, M. Afshar // Iranian Journal of Chemical Engineering, Iranian Association of Chemical Engineering. – Vol. 8. – № 1. – 2011. – Pp. 3–14.

38. Alternating N<sub>2</sub> gas injection as a potential technique for enhanced gas recovery and CO<sub>2</sub> storage in consolidated rocks: an experimental study / N. Mohammed, A. J. Abbas, G.C. Enyi, S. M. Suleiman, D. E. Edem, M. K. Abba // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2020) 10:3883–3903 <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00935-z>

39. Doroshenko, V., Titlov , O., & Kuper , I. (2021). Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensation. Technology Audit and Production Reserves, 1(3(57)), 12–15. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225212>

40. Enhanced Recovery from Water-Drive Gas Reservoirs. Bassiouni Zaki. Louisiana State University, Baton Rouge. Vol. 2. P. 151-159.

41. Goodyear SG, Koster M, Marriott K, Paterson A, Sipkema AW, Young I. Moving CO<sub>2</sub> EOR offshore. In: SPE Enhanced Oil Recovery Conference; Society of Petroleum Engineers. 2011.

42. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. SPE International

Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, 1-3 February, Villahermosa, Mexico, 2000.

43. Koottungal L. Worldwide EOR survey. *Oil & Gas Journal*. 2012, 2012;110:57-69.
44. Laboratory Experiments on Enhanced Oil Recovery with Nitrogen Injection / S. Siregar, A. D. Hidayaturobbi, B. A. Wijaya, S.N. Listiani, T. Adiningrum, Irwan & A.I. Pratomo // *ITB J. Eng. Sci.* Vol. 39 B, No. 1, 2007, 20-27.
45. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, SPE Technical Conference and Exhibition, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9.
46. Mathiassen OM. CO<sub>2</sub> as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf. Trondheim, Norwegian University of Science and Technology (NTNU) Norway; 2003.
47. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand. 2003. P. 1-5. Stewart, M. & Arnold, K.. *Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators*, Gulf Professional Publishing, 2008.
48. SPE-11848-MS. Nitrogen Injection Applications Emerge in the Rockies. J.P. Clancy, R.E. Gilchrist. SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Salt Lake City, Utah, May, 1983.
49. Pourhadi Sajad, Fath Aref Hashemi. Performance of the injection of different gases for enhanced oil recovery in a compositionally grading oil reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2020) 10:641–661. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0723-9>
50. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K., Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas – Gas Displacement. *Journal of Canada Petroleum Technology*, Volume 47, Number 10, Alberta, Canada, 2008, P. 1-6.