

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

# МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

ОПТИМІЗАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ ЗАЛИШКОВИХ  
ЗАПАСІВ НАФТИ НЕСТАЦІОНАРНИМ ЗАВОД-  
НЕННЯМ

Розробив магістрант групи 2ММН  
Керівник роботи

Діхтенко В.М.  
Ларцева І.І.

2025

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.І. Діхтенко ННІІС  
З. Гавриш СЮ.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Оптимізація видобування залишкових запасів нафти нестационарним заводненням

Пояснювальна записка

Керівник

Доцент, к.т.н., доцент  
Ларцева І.І.  
посада, наук. ступінь, ПІБ

[підпис]  
підпис, дата

Виконавець роботи

Діхтенко В.М.  
студент, ПІБ  
група 2ММН

[підпис]  
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Грещенко Т.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. доц. Грещенко Т.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доц. Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доц. Ларцева І.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

21.11.25

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  
В.о. ректора ККіУГ  
Тавриш С.Ю.  
«17» 01 2025 року

ЗАВДАННЯ  
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Діхтенко Вадим Михайлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Оптимізація видобування залишкових запасів нафти нестационарним заводненням

Керівник роботи Ларцева Ірина Ігорівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від «09» 08 2024 року № НС/ЖА

2. Строк подання студентом роботи 17.01. 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 1 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	Гончаренко Т. М. к.т.н. доц.		
2	Корженко М. М. к.т.н. доц.		
3	Кт.н. доц. Михайловська О. В.		
4	Кт.н. доц. Ларцева І. І.		


7. Дата видачі завдання

14.10.24

## 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)

Діхтенко В. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)

Ларцева І. І.

(прізвище та ініціали)

# ЗМІСТ

ВСТУП..... 4

РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ..... 6

1.1 Загальне поняття про залишкову нафту..... 6

1.2 Методи підвищення нафтовилучення ..... 8

1.3 Загальні поняття про нестационарне заводнення родовищ ..... 14

1.4 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень ..... 18

РОЗДІЛ 2 РЕГУЛЮВАННЯ СИСТЕМ НЕСТАЦІОНАРНОГО ЗАВОДНЕННЯ..... 20

2.1 Методи регулювання систем заводнення ..... 20

2.2 Індикація шляхів і напрямків руху води..... 24

2.3 Висновки за розділом 2..... 26

РОЗДІЛ 3 ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ АСИНХРОННОГО ЦИКЛІЧНОГО ЗАВОДНЕННЯ УЩІЛЬНЕНИХ НАФТОВИХ КОЛЕКТОРІВ..... 28

3.1 Характеристика об'єкту досліджень ..... 28

3.2 Моделювання 5-точкової системи заводнення ..... 31

3.3 Моделювання 7-точкової системи заводнення ..... 37

3.4 Висновки за розділом 3..... 39

РОЗДІЛ 4 УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ НЕСТАЦІОНАРНОГО ЗАВОДНЕННЯ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ ..... 40

4.1 Загальний аналіз проведення нестационарного заводнення на родовищах Західного нафтогазоносного регіону..... 40

4.2 Реалізація нестационарного заводнення на Долинському родовищі ..... 42

4.3 Реалізація нестационарного заводнення на Гвіздецькому родовищі ..... 47

4.4 Перспективи впровадження нестационарного заводнення на родовищах Східного нафтогазового регіону..... 50

4.5 Висновки за розділом 4..... 51

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ..... 53

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ..... 54

## АНОТАЦІЯ

Діхтенко В.М. Оптимізація видобування залишкових запасів нафти нестационарним заводненням. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено дослідженню питання проведення і оптимізації параметрів нестационарного заводнення для видобування залишкових запасів нафти.

У першому розділі висвітлені поняття «залишкова нафта», «нестационарне (циклічне заводнення)» та подана характеристика інших методів підвищення нафтовилучення.

У другому розділі проаналізовано методи регулювання систем заводнення та обґрунтована важливість індикації шляхів і напрямків руху води.

У третьому розділі наведені дослідження з оптимізації параметрів асинхронного циклічного заводнення ущільнених нафтових колекторів одного з родовищ Китаю, де видобування проводиться горизонтальною свердловиною.

У четвертому розділі висвітлено досвід упровадження технології нестационарного заводнення на родовища Західного нафтогазоносного регіону України та окреслені перспективи впровадження цієї технології на родовищах Східного нафтогазоносного регіону.

Ключові слова: залишкова нафта, ущільнений колектор, заводнення, нестационарне заводнення, нагнітальна свердловина, видобувна свердловина, підвищення нафтовіддачі, оптимізація.

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Перехід значної частки залишкових запасів нафти, зосереджених у високопроникних та високопродуктивних колекторах, у категорію важковидобувних через зростання в'язкості нафти по мірі відбору продукції, нерівномірного обводнення та темпів відбору створили необхідність удосконалення технологій заводнення та нафтовитіснення, оскільки традиційні методи є неефективними. Цьому сприяє висока неоднорідність та розчленованість нафтонасичених колекторів, а також нерівномірне охоплення заводненням як за площею, так і за розрізом експлуатаційних об'єктів.

Таким чином, на пізній стадії розробки родовища утворюються численні застійні зони, глухі кути, слабкі ділянки та пласти з різними за обсягами значеннями залишкових запасів нафти і промитих зон. Висока відмінність у рухливості нафти та води спричинюють прискорений прорив води та високі темпи обводнення. За цих умов актуальним є завдання підвищення ефективності діючих родовищ за рахунок використання потенційних можливостей кожної свердловини.

Сьогодні широко використовується штучне заводнення для підтримки пластового тиску виснаженого колектору та для отримання додаткового припливу нафти до видобувних свердловин нафтових родовищ. Регулювання процесу вироблення запасів в умовах заводнення є непростим завданням.

Одним із гідродинамічних методів для підвищення вилучення вуглеводнів є циклічні обробки, які застосовуються ще з 50-х років ХХ ст. За допомогою попереминого нагнітання води відбувається покращення видобування нафти з пластів за умов водонапірного режиму.

**Мета роботи** – дослідження методу нестационарного заводнення для видобування залишкових запасів нафти.

### **Основні задачі досліджень:**

– визначити особливості видобування залишкових запасів;

– ознайомитися, яким чином відбувається регулювання системи заводнення на родовищах;

– проаналізувати закордонний і вітчизняним досвід підвищення нафтовилучення шляхом нестационарного заводнення.

**Об'єкт дослідження** – підвищення вилучення нафти шляхом проведення нестационарного заводнення.

**Предмет дослідження** – технологія нестационарного заводнення.

**Методи досліджень:** вирішення поставлених завдань базується на застосуванні аналітичних методів та аналізі даних досліджень циклічного заводнення ущільнених колекторів шляхом чисельного моделювання.

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

Узагальнено рекомендації з проведення нестационарного заводнення на основі досліджень в ущільнених колекторах для вилучення залишкових нафт.

**Практичне значення отриманих результатів** полягає в обґрунтуванні параметрів нестационарного заводнення для оптимізації видобування залишкових запасів нафти на родовищах Східного нафтогазоносного регіону.

**Особистий внесок автора** роботи полягає у:

– проведенні літературного пошуку та його обробці;  
– аналізі досвіду підвищення коефіцієнту вилучення нафти з пластів шляхом нестационарного (циклічного) заводнення.

**Структура та об'єм роботи.** Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (48). Робота виконана на 59 сторінках, містить 7 таблиць, 18 рисунків, 3 формули.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» під керівництвом к.т.н., доцента Ларцевої Ірини Ігорівни.

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### 1.1 Загальне поняття про залишкову нафту

Усі методи розробки (витіснення нафти) нафтових покладів поділяють на методи, що пов'язані з використанням природних видів енергії, і методи штучного впливу [33].

Після завершення традиційних методів видобутку у пласті залишається певний обсяг нафти, який називається залишковими запаси нафти. Ці запаси класифікуються як технічно складні для видобутку через обмежену ефективність використовуваних методів та фізичні властивості пласта.

Залишкова нафта в пласті існує у вигляді таких форм:

– капілярно утримана нафта – нафта залишається утриманою в пласті через високі капілярні тиски;

– плівкова нафта, що покриває поверхню породи. Ця нафта утворює міцні прошарки, які дуже складно зруйнувати;

– нафта, що залишається в малопроникних зонах, не охоплених впливом. Це стається через нерівномірну дренаваність пласта унаслідок неоднорідності колектора);

– нафта в лінзах, не розкритих свердловинами (рис. 1.1).

Основна кількість нафти залишається в низькопроникних тупикових зонах, не охоплених впливом. Залучення таких зон у розробку – головний резерв підвищення нафтовіддачі. Для діагностування таких зон необхідне детальне вивчення геологічної будови покладу різними методами: побудова геологічних розрізів, кореляційних схем, карт поширення окремих прошарків. Крім того, дуже важливо проводити гідродинамічні дослідження міжсвердловинного простору шляхом гідропрослуховування [8, 14, 15, 26, 48].

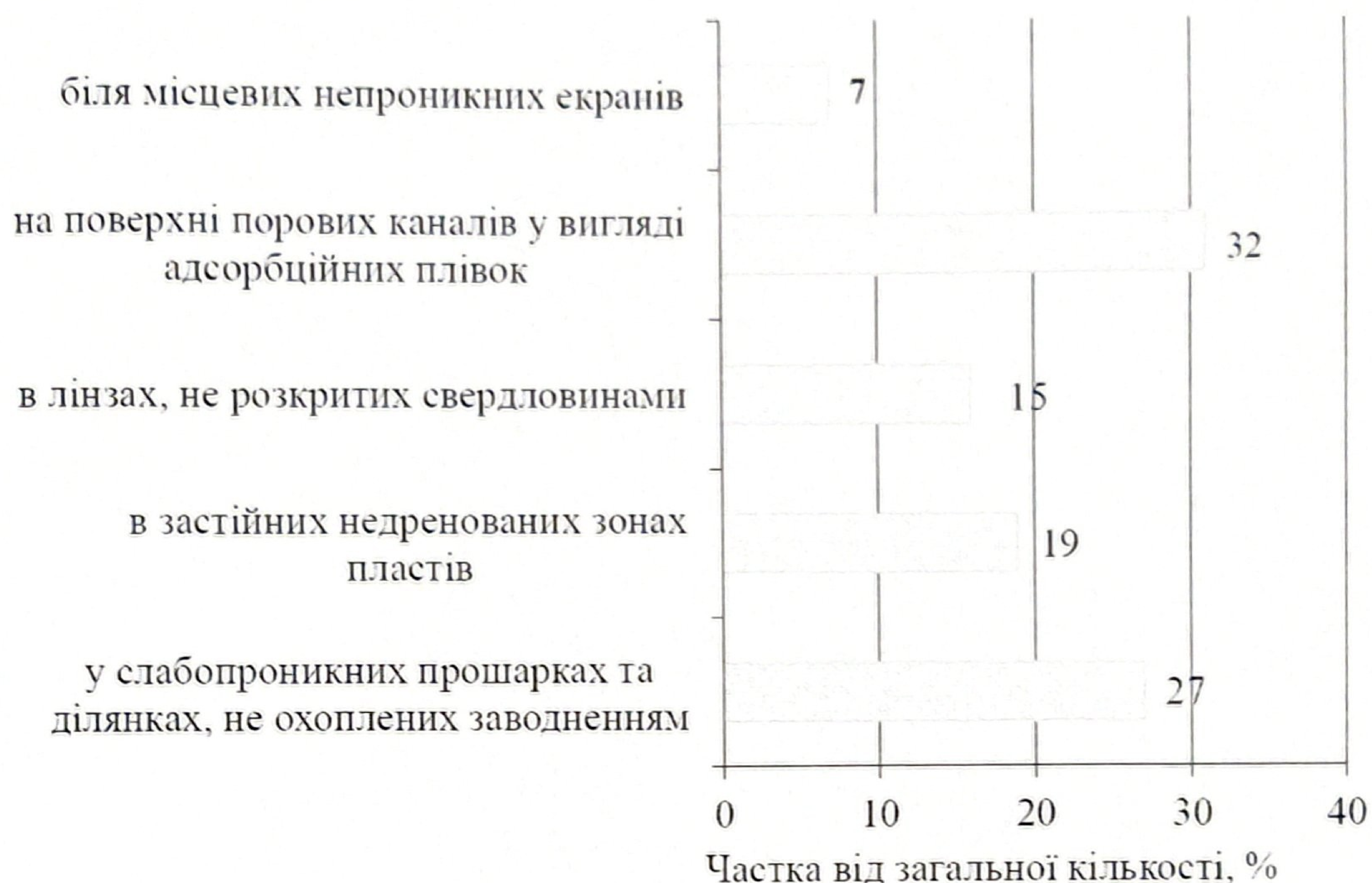


Рисунок 1.1. – Розподіл залишкової нафти у поровому просторі [10]

Залишкові запаси класифікують як:

- технічно вилучені: обсяг нафти, який може бути видобутий за допомогою сучасних методів;
- технічно невилучені: обсяги, що залишаються у пластах через недосконалість технологій.

Для оцінки залишкових запасів використовують гідродинамічне моделювання (аналіз руху рідини в пористому середовищі), геологічне моделювання (врахування структурних та петрофізичних особливостей колектору), аналіз продуктивності свердловин (використання даних з експлуатації свердловин для оцінки обсягу залишків).

Значимість вилучення залишкових запасів значна:

- навіть невелике збільшення нафтовіддачі зможе значно підвищити загальний обсяг видобутої нафти, що є економічно вигідним;
- використання сучасних методів вилучення залишкових запасів дозволяє підтримувати стабільний рівень видобутку навіть на виснажених родовищах;

– максимальне вилучення нафти з існуючих родовищ дозволяє зменшити потребу в розробці нових, що знижує екологічний вплив.

Слід зазначити, що кінцева нафтовіддача багато в чому визначається економічними критеріями. По мірі розробки покладу на пізній стадії різко знижується видобуток нафти, одночасно зростає її обводненість. При цьому зростають витрати на видобуток нафти та на певній стадії за якогось значення нафтовіддачі видобуток нафти стає нерентабельним [9, 13, 15].

Тому освоєння залишкових запасів нафти є значним резервом енергоресурсів, який потребує інноваційних підходів для ефективного використання. Розвиток технологій підвищення нафтовіддачі є ключовим фактором для забезпечення енергетичної стабільності та економічної доцільності нафтовидобутку.

## **1.2 Методи підвищення нафтовилучення**

У всьому світі з кожним роком зростає інтерес до методів підвищення нафтовіддачі пластів. Проводяться лабораторні, наукові та польові дослідження для виявлення найбільш ефективних способів впливу на пласт. Сучасні методи підвищення нафтовидобування можна поділити на чотири основні групи:

1) гідродинамічні методи – нестационарне (циклічне) заводнення, зміна напрямів фільтраційних потоків, створення високих тисків нагнітання, форсований відбір рідини, установлення оптимальних репресій/депресій на пласт;

2) фізико-хімічні методи – заводнення із застосуванням активних домішок (поверхнево-активних речовин, полімерів, лугів, сірчаної кислоти, діоксиду вуглецю, міцелярних розчинів);

3) газові методи – водогазовий циклічний вплив, витіснення нафти газом високого тиску;

4) теплові методи – витіснення нафти теплоносіями (гарячою водою,

паром), пароциклічна обробка, внутрішньопластове горіння, використання води як терморозчинник нафти [2, 4, 11, 18, 19, 23, 26, 27].

Таблиця 1.1 – Умови застосування гідродинамічних методів регулювання розробки

Найменування методу	Принцип дії методу на збільшення охоплення заводненням	Умови оптимального застосування при обводненні, %	Недоліки методу
Застосування тиску нагнітання	Збільшення градієнту пластового тиску	До 75 – 80	Обмежена можливість установлених потужностей ППД, розрив пласта
Зміна напрямків фільтраційних потоків	Підвищення охоплення дренаванням	До 75 – 80	Можливість використання методу тільки на окремих ділянках
Циклічне закачування та відбір	Зміна градієнту тиску на межі неоднорідних пластів	70 – 80	Низька ефективність на пізній стадії, неможливість використання при відсутності гідродинамічного зв'язку між пластами
Форсування відбору рідини	Збільшення градієнту тиску	75 – 80	Селективність, неможливість використання повсюди, обмеженість розмірів зон впливу
Виділення пластів в окремий об'єкт по колекторським властивостям	Зменшення впливу неоднорідності на охоплення впливом заводнення	Не обмежено	Обмеженість застосування
Ущільнення сітки свердловин	Збільшення градієнту тиску, підключення в роботу незв'язаних пластів	Не більше 80 – 90	Значні капітальні вкладення на буріння та облаштування свердловин

Далі розглянемо умови застосування гідродинамічних методів регулювання охоплення неоднорідних пластів (таблиця 1.1). Як видно з наведеної таблиці та результатів короткого огляду, гідродинамічні методи регулювання охоплення пластів впливом застосовні лише за певних геолого-фізичних та технологічних умовах, тобто не володіють універсальністю і не забезпечують повне охоплення неоднорідного пласта впливом в умовах високого обводнення видобутої рідини [34].

На початковій стадії розробки нафтових родовищ ефективність використання гідродинамічних методів може досягати від 5 до 6% і більше, а на пізній стадії – від 1 до 1,5% [26].

Є кілька причин неповного вилучення нафти під час заводнення. Їх можна розділити на три групи:

1) Перша група пов'язана з капілярно-пористою структурою породи колектору та з величезною сумарною поверхнею контакту нафти з породою. На поверхні породи завжди залишається плівка нафти, що піддається витіснення нафти водою. Обсяг плівкової нафти може становити 10 – 20 % обсягу всієї нафти у покладі. Крім того 10% нафти залишається у пласті у вигляді крапель, що застрягли у звуженнях капілярних пор та тріщин породи. Витісненню крапель перешкоджає градієнт капілярного тиску, що у сотні разів може перевищувати реально досяжні градієнти тиску витіснення нафти водою. Перша група причин пов'язана з негативним проявом іонно-молекулярних поверхневих сил на міжфазних границях у системі «нафта – вода – порода».

2) Друга група пов'язана з різницею таких параметрів нафти та води, як густина та в'язкість, що призводить до нерівномірного просування фронту витіснення нафти водою.

3) Третя група пов'язана з геолого-фізичною неоднорідністю покладу (неоднорідність будови та властивостей породи на макро- та мікрорівнях) та виявляється в неповному її охопленні заводненням, при цьому посилюється дисперсія гідродинамічних, енерго- та масообмінних процесів у пласті [43, 48].

Таким чином, вода, що надходить до неоднорідних пластів через нагнітальні свердловини, проривається до видобувних крізь високопроникні зони, шари та прошарки, залишаючи невитісненою нафту в слабопроникних ділянках. Це ж явище спостерігається в однорідних пластах при підвищеній в'язкості нафти через нестійкість фронту витіснення, що призводить до утворення поза фронтом заводнення високопроникних і малопроникних нафтонасичених ділянок, що чергуються між собою (рис. 1.2) [20, 26].

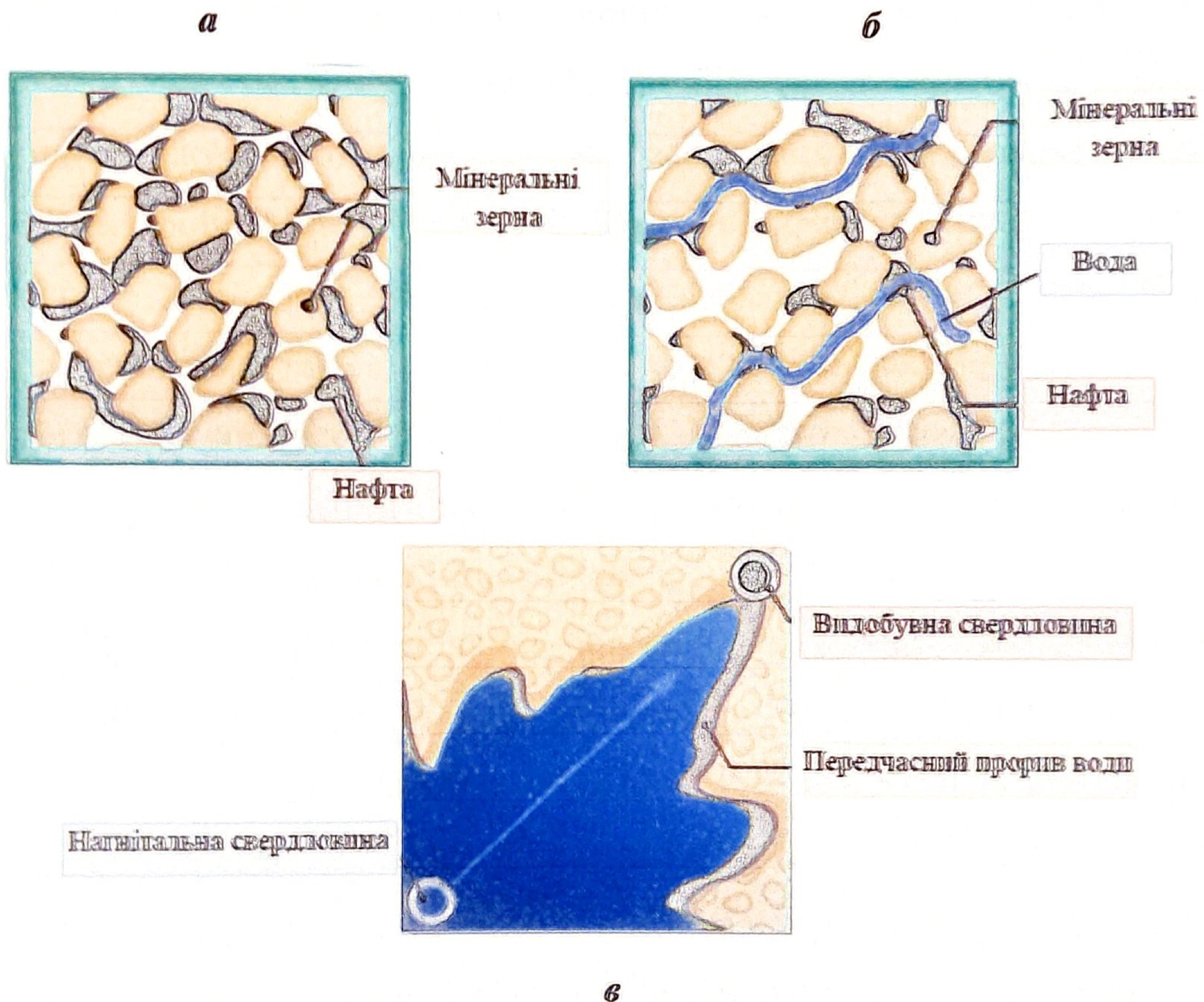


Рисунок 1.2 – Схема нерівномірного охоплення пласта заводненням:  
а – нафтонасичений пласт; б – витіснення нафти водою; в – передчасний прорив  
ВОДИ

Проблематика впливу неоднорідності нафтових пластів і флюїдів, що насичують їх, на фільтраційні процеси досить добре вивчена. Нафтові пласти у більшості своїй неоднорідні. Багато авторів при вивченні неоднорідності

дотримуються тих чи інших класифікацій. Наприклад, виділяють три види неоднорідності: макронеоднорідність, мікронеоднорідність і тріщинуватість.

Більшість авторів [5, 7] виділяють шаруватість гірських порід основною макронеоднорідністю (геологічна неоднорідність), обумовленою самою природою відкладонакопичення.

Мікронеоднорідність будови пласта характеризується наявністю пор і каналів різного розміру і в кожній ділянці пласта і в кожному прошарку. Вважають, що рідина в найбільш дрібних порах знаходиться в нерухомому стані при малих градієнтах тиску [3]. Зі збільшенням швидкості фільтрації, коли сили тиску стають більше сил взаємодії системи рідина – пористе середовище, рідина починає рухатися і в дрібних порах і фільтрація підкоряється лінійному закону Дарсі. Таким чином, мікронеоднорідність пористих середовищ так само припускає поступовість залучення до руху рідини по перерізу гірської породи при збільшенні градієнтів тиску.

Важливим чинником, що вносить істотний внесок у виникнення неоднорідності, є тріщинуватість пластів.

У природних умовах тріщини можуть бути замкнуті під дією гірського тиску. При підвищенні тиску (наприклад, при заводнюванні пласта) відбувається поступове розкриття існуючих і утворення нових тріщин, причому неодноразово в різних прошарках, ділянках через різні властивості міцності. При зменшенні тиску (у видобувних свердловинах) через дії гірського тиску тріщини можуть закриватися і якщо градієнти тиску малі, щоб привести в рух рідину в порових каналах, то фільтрація може припинятися в усьому перерізу такої гірської породи [20, 48].

Формула розрахунку коефіцієнту вилучення нафти (КВН) дає можливість на мікро- і/або макрорівні виявляти причини незадовільного вилучення запасів нафти на родовищі, а отже, реалізувати заходи по збільшенню КВН при системі розробки, що склалася:

$$КВН = K_{\text{вит}} \cdot K_{\text{охопл}}, \quad (1.1)$$

де  $K_{\text{вит}}$ ,  $K_{\text{охопл}}$  – коефіцієнт відповідно витіснення та охоплення.

До поняття «неоднорідність» входить і неоднорідності колектору по проникності. Проникність в цій точці пласта є випадковою величиною, але у більшості випадків вдається виділити в його розрізі прошарки, що мають різну середню проникність. Це явище пов'язане з процесами накопичення відкладів у період формування колектору. Зазвичай виділяють три типи неоднорідності пласта по проникності: зміна проникності по площі, зміна по вертикальній складовій або шарувата неоднорідність, а також може бути спрямована проникність, обумовлена тріщинуватістю колектору.

Для характеристики неоднорідності колектору по проникності широко використовують методи математичної статистики і теорії вірогідності. Вивчення і урахування просторової неоднорідності пласта в розрахунках за оцінкою технологічних показників розробки є важливим практичним завданням [20, 25, 36].

У неоднорідних пластах малопроникні нафтонасичені ділянки і прошарки можуть виявитися не охопленими заводнюванням на 20 – 50% і більше.

Сьогодні близько 80% усієї нафти видобувається із застосуванням традиційної технології холодного заводнення, що практично вичерпала свої можливості [2, 6, 10, 12, 17, 22, 24, 35, 37, 40].

Перша та основна проблема використання холодного заводнення пов'язана з несумісністю в'язкостей рідин. У разі несприятливого співвідношення в'язкостей рідини, що нагнітається і витісняється, як і внаслідок геологічної неоднорідності пластів, підвищується частка неохорненої нафти у зонах, не охоплених заводненням, а й у зонах, якими пройшов фронт води. Лабораторними дослідженнями було встановлено, що перевищенні в'язкості нафти за 30 – 50 мПа·с коефіцієнт витіснення знижується з 0,6 – 0,7 до 0,3 – 0,4, а при в'язкості нафти більше 100 мПа·с холодне заводнення через дуже низьку

нафтовіддачу пласта стає неефективним. Таким чином, цей метод є неефективним при видобуванні високов'язких нафт [16, 21].

При застосуванні заводнення на покладах, що містять високопарафіністу нафту (вміст парафіну – більше 5%), при зниженні температури в пласті можуть з'являтися кристали парафіну. При цьому нафта набуває неньютонівських в'язкопластичних властивостей, що призводять до виникнення початкового градієнта тиску, нижче за який фільтрація нафти не відбувається. В результаті знижується охоплення та нафтовіддача пласта. Всі ці явища відбуваються при зниженні температури пласта нижче температури кристалізації парафіну (40 – 50 °С) [21].

Складні проблеми виникають при застосуванні холодного заводнення в неоднорідних тріщинуватих пластах, де через випереджаючі прориви води по аномально проникним зонам різко знижується охоплення покладу процесом заводнення. Найбільш серйозні проблеми з цієї причини виникають при розробці карбонатних тріщинуватих колекторів з гідрофобною характеристикою та заглинізованих поліміктивних пісковиків, які набухають під впливом води.

Для додаткового охоплення під час заводнення не залучених до розробки нафтонасичених ділянок можна використовувати нестационарне (циклічне) заводнення, завдяки якому можна збільшити нафтовилучення [29, 41, 45].

### **1.3 Загальні поняття про нестационарне заводнення родовищ**

Нестационарне або циклічне заводнення неоднорідних продуктивних пластів як метод витіснення нафти водою відомий з 50-х років 20 сторіччя [26].

Нестационарне заводнення (рис. 1.3) – це метод підвищення нафтовилучення з пласта, технологічна суть якого полягає в періодичній зміні витрати (тисків) нагнітальної води за безперервного або періодичного видобування рідини з покладу і зсуву фаз коливань тиску по окремих групах

свердловин. Кожна нагнітальна і видобувна свердловина працює в режимі циклічної зміни вибійного тиску (нагнітання, видобування); внаслідок такої дії на пласт у ньому відбуваються стрибкоподібні підвищення і зниження тиску.

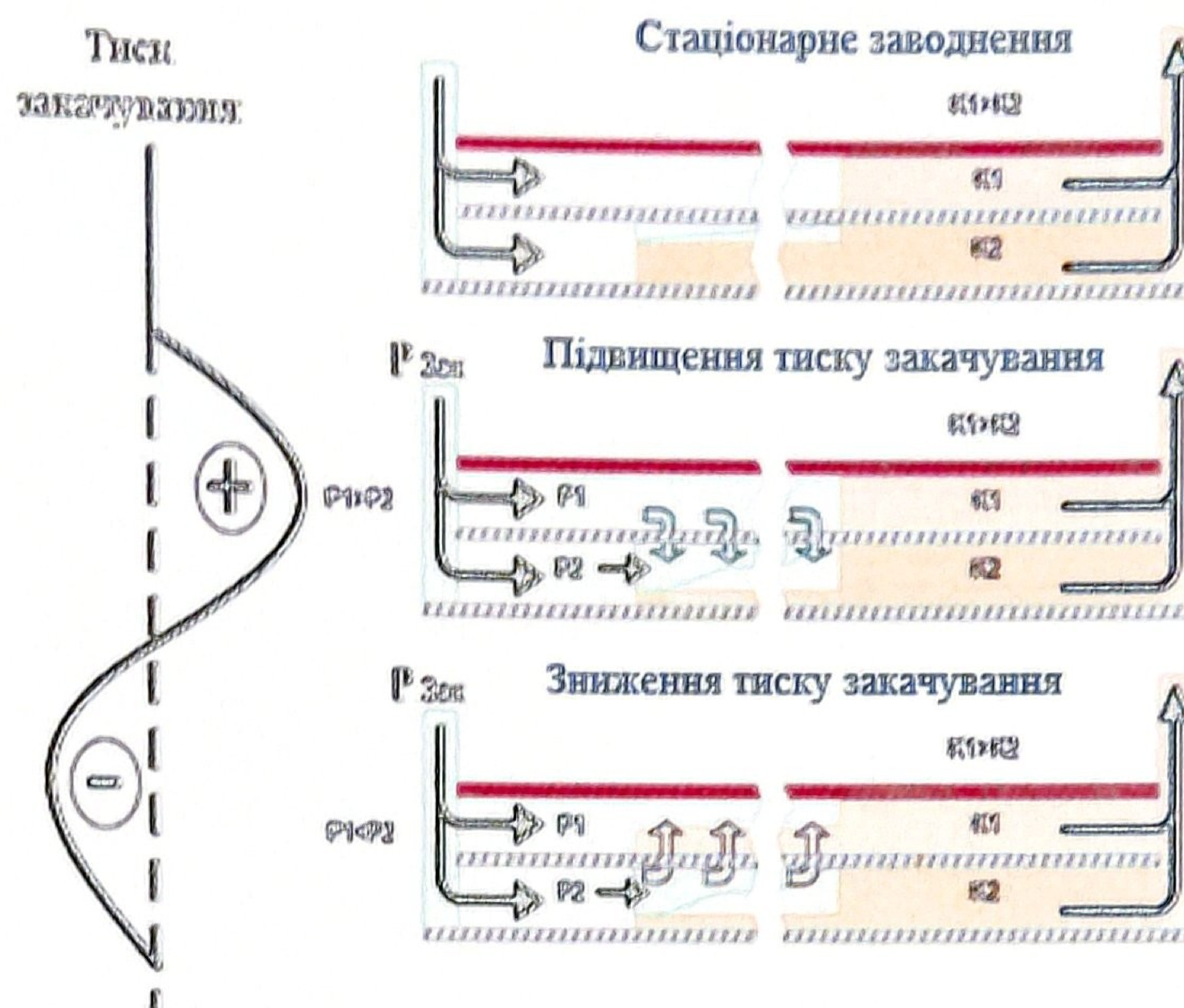


Рисунок 1.3 – Технологія нестационарного (циклічного) заводнення

Метод нестационарного заводнення найбільш ефективний у шарово-неоднорідних і тріщинувато-пористих пластах.

Суть циклічного методу впливу полягає в тому, що в пластах, що володіють неоднорідністю за розмірами пор, за проникністю шарів та нерівномірною їх нафтонасиченістю, спричиненою цими видами неоднорідності, штучно створюється нестационарний тиск [2]. Під дією знакозмінних перепадів тиску відбувається перерозподіл рідин у нерівномірно насиченому пласті, спрямований на вирівнювання насиченості та усунення капілярної нерівноваги на контакті нафтонасичених та заводних зон, ділянок, шарів. Виникнення знакозмінних значень тиску між шарами різної насиченості сприяє прискоренню капілярного, протиточного просочення водою нафтонасичених зон (шарів) – впровадженню води із заводнених зон у нафтонасичені за дрібними порами та перетікання нафти.

На відміну від класичного заводнення, ефективність якого різко знижується при посиленні ступеня геологічної неоднорідності розрізу, нестационарне заводнення дозволяє охопити не залучені до розробки нафтові шари та застійні області пласта, що сприяє збільшенню нафтовіддачі та зменшенню відносних об'ємів води, що видобувається [4, 19, 24, 46].

Однією з переваг цього методу є відсутність додаткових капітальних вкладень, оскільки для його застосування не потрібно будь-яких серйозних проектних та інфраструктурних змін.

При періодичному порушенні стану гідродинамічної системи, що встановився, яке відбувається у нафтовому покладі при нестационарному заводненні, виникають такі процеси:

1. Проявляються пружні сили, що сприяють додатковому витісненню нафти;
2. Між різними зонами, каналами та потоками рідин виникають градієнти тиску, що сприяють інтенсифікації перетоків рідин з одних шарів до інших, з тріщин у блоки тощо;
3. Змінюються напрями фільтраційних потоків;
4. Викликається капілярне заміщення нафти водою в малопроникних зонах.

Цикл закачування в пласт води становить від тижнів до місяців і залежить від фільтраційних властивостей родовищ [33, 47].

Існує теоретична залежність для розрахунку тривалості напівциклу нестационарного впливу [29]:

$$T=L^2/2 \chi, \quad (1.2)$$

де  $T$  – тривалість напівциклу, с;

$L$  – відстань від свердловини, що збуджує, до фронту витіснення нафти водою, м;

$\chi$  – п'єзопровідність продуктивної частини пласта, м<sup>2</sup>/с.

Насправді відстань  $L$  оцінити досить складно, особливо у поровотріщинному колекторі, тому рекомендується підбирати довжину циклу емпіричним шляхом, виходячи з показників роботи навколишніх свердловин (обводненості).

Нестаціонарне заводнення ефективне, якщо:

1. Тривалість циклів зростає (за квадратичною залежністю) з деякого мінімального значення до максимально економічно допустимого;
2. Високий початковий водовміст порового середовища (інтенсивніше відбувається капілярний перерозподіл рідин);
3. Висока стисливість системи;
4. Велика проникна неоднорідність пласта;
5. В'язкість нафти – 10 мПа·с та вище;
6. Великі обсяги води, що нагнітається у напівциклі підвищення тиску;
7. У період закачування здійснюється мінімальний відбір рідини на видобувних свердловинах (рекомендується зупинка видобувних свердловин).

З метою виявлення оптимального режиму роботи нагнітальних свердловин при нестаціонарному заводненні зібрана статистика залежності додаткового видобутку нафти на ділянках від різних параметрів – властивостей пласта, показників розробки свердловин ділянки, режимів роботи та ін.

В результаті аналізу виявлено такі фактори:

1. Високий вибійний тиск на нагнітальній свердловині на момент початку цикліки: призводить до активного впровадження закачуваного агента в низькопроникні прошарки.

2. Високий вибійний тиск на видобувних свердловинах під час циклічного заводнення: при високих депресія вода проходить по високопроникних зонах від нагнітальних свердловин до видобувних, не встигаючи вторгнутися в матрицю, що підтверджує теорію про перевагу зупинки видобувних свердловин на півперіод нагнітання.

3. Велика початкова нафтонасичена товщина: побічно свідчить про високі запаси в низькопроникних зонах пласта.

4. Високий середньозважений коефіцієнт проникності: побічно свідчить про наявність суперколектора у розрізі, яким відбувається основна фільтрація рідини.

5. Висока обводненість продукції видобувних свердловин на момент початку цикліки: на цей фактор вплинула відсутність статистики з низькообводнених ділянок, оскільки всі досліджувані ділянки характеризуються високою обводненістю продукції. Можливо, свідчить про значну промитість високопроникних зон та включення в роботу низькопроникних ділянок за рахунок циклічного заводнення.

6. Режим роботи нагнітальної свердловини – 3 дні простою / 1 день роботи: режим підбирався емпірично, виходячи з моніторингу роботи оточуючих свердловин [24, 27].

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

1. Після завершення видобутку традиційними методами у пласті залишається певний обсяг нафти, який називається залишковими запаси, що класифікуються як технічно складні для видобутку через обмежену ефективність використовуваних методів та фізичні властивості пласта.

2. Освоєння залишкових запасів нафти є значним резервом енергоресурсів, який потребує інноваційних підходів для ефективного використання. Розвиток технологій підвищення нафтовіддачі є ключовим фактором для забезпечення енергетичної стабільності та економічної доцільності нафтовидобутку.

3. На початковій стадії розробки нафтових родовищ ефективність використання гідродинамічних методів може досягати від 5 до 6% і більше, а на пізній стадії – від 1 до 1,5%.

4. При розробці нафтових родовищ головним завданням є питання урахування неоднорідності продуктивних пластів. У неоднорідних пластах малопроникні нафтонасичені ділянки і прошарки можуть виявитися не охопленими заводнюванням на 20 – 50% і більше. При заводненні неоднорідних пластів відбувається передчасний прорив води до видобувної свердловини.

5. Нестационарне (циклічне) заводнення є одним із видів циклічного впливу на пласт. Воно, на відміну від традиційного заводнення, дозволяє охопити не залучені до розробки нафтові шари та застійні області пласта, що сприяє збільшенню нафтовіддачі та зменшенню відносних об'ємів води, що видобувається. Суть циклічного методу полягає в тому, що в неоднорідних пластах створюється нестационарний тиск. Під дією знакозмінних перепадів тиску відбувається перерозподіл рідин у нерівномірно насиченому пласті.

6. Однією з переваг нестационарного заводнення є відсутність додаткових капітальних вкладень, оскільки для його застосування не потрібно будь-яких серйозних проектних та інфраструктурних змін.

Таким чином, метою магістерської роботи є дослідження методу нестационарного заводнення для видобування залишкових запасів нафти.

#### **Основні задачі досліджень:**

- визначити особливості видобування залишкових запасів;
- ознайомитися, яким чином відбувається регулювання системи заводнення на родовищах;
- проаналізувати закордонний і вітчизняним досвід підвищення нафтовилучення шляхом нестационарного заводнення.

## РОЗДІЛ 2

### РЕГУЛЮВАННЯ СИСТЕМ НЕСТАЦІОНАРНОГО ЗАВОДНЕННЯ

#### 2.1 Методи регулювання систем заводнення

Регулювання процесу вироблення запасів в умовах заводнення є непростим завданням. Важливу роль оптимізації схем застосування різних систем розробки на родовищах грають моніторинг та контроль параметрів пласта. Розробка нафтового покладу (пласту, родовища) – технологічний процес, який був створений на стику досягнень геології та геофізики та нафтопромислової справи, а регулювання процесу – це наука, особливо коли йдеться про прогнозування точного напрямку потоків нафти та води у конкретному колекторі, що, зрештою, і є основою для збільшення нафтовіддачі та успішності того чи іншого проекту.

Контроль та регулювання процесів розробки нафтового пласта передбачає обов'язкове здійснення наступних процедур:

- аналіз зміни дебітів рідини та закачування води у свердловинах з метою отримання максимального коефіцієнта витіснення;
- аналіз існуючої сітки експлуатаційних та нагнітальних свердловин з погляду правильності їх розміщення;
- в умовах геологічної неоднорідності в ході розробки та отримання нових геолого-фізичних даних необхідно постійно уточнювати геометрію ізольованих лінз, ціликів нафти, а також зон уривчастого колектора.

У зонах пластів, розбурених видобувними свердловинами та що не мають гідродинамічного зв'язку з лініями нагнітання, а також у зонах, що мають незначний гідродинамічний зв'язок, потрібно розвивати систему підтримання пластового тиску. Для цього проектують додатково нові лінії розрізання, продовжують існуючі, або формують виборчу систему заводнення, що в більшості випадків більше ефективно. При цьому осередки заводнення

створюють на кожній ізольованій ділянці, а також на великих видаленнях експлуатаційних свердловин від існуючої лінії нагнітання.

Для підвищення ефективності комплексного впливу закачування на всю ізольовану ділянку пласта необхідно перевести в нагнітання найбільш придатні для цієї мети видобувні свердловини, а також розглянути можливість буріння нових нагнітальних свердловин так, щоб вся ділянка пласта була охоплена їх впливом.

Подальше регулювання розробки та розширення сфери живлення для підвищення нафтовіддачі колекторів з погіршеними фільтраційно-ємнісними властивостями або із умістом нафти підвищеної в'язкості проводяться за рахунок додаткових ліній розрізання, які будуть сформовані з одержаних зон заводнення. Ці лінії розрізання у деяких випадках можуть виявитися високоефективним засобом регулювання розробки.

Напрямок ліній розрізання вибирається відповідно до прийнятої стратегією розробки, паралельно існуючим рядам нагнітання, або з урахуванням простягання тіл колекторів, вхрест їх латеральної протяжності.

Часто необхідно буріння додаткових свердловин нагнітання на вже існуючих лініях розрізання. Додаткові нагнітальні свердловини розташовуються, як правило, в рядах, що розрізають, між свердловинами чинного фонду та свердловинами, які були продуктивні у минулому.

Прошарки, що гідродинамічно пов'язані із зоною відбору, але не приймають воду у вже діючих нагнітальних свердловинах (або ті, що її приймають у неповному обсязі), розкриваються перфорацією у нових свердловинах.

Зони пласта, не охоплені сіткою експлуатаційних свердловин, а розкриті тільки нагнітальними, потребують буріння додаткових експлуатаційних свердловин. Кількість таких свердловин та їх розміщення залежить від розмірів зон поширення колекторів.

Виявлення покладів та пластів, на яких недостатньо позначається вплив закачування дозволить встановити ступінь витіснення нафти водою. Досвід розробки багатопластових об'єктів показує низьку ефективність заводнення пластів при одночасному закачуванні. Це пов'язано з різними геолого-фізичними параметрами колекторів: воду, що закачується, приймають, як правило, один-два пласти з кращою проникністю колектора. Особливо низька ефективність охоплення заводненням спостерігається у малопотужних пластів. Для підвищення приймальності пластів із погіршеними колекторськими властивостями застосовуються різні методи, такі як підвищення тиску нагнітання, селективний гідророзрив, обробка привибійної зони хімічними реагентами тощо. З метою зміни фільтраційних потоків та перерозподілу обсягів закачування всередині об'єкта застосовують нестационарне заводнення з періодичним пуском-зупинкою окремих свердловин нагнітальних. Для ефективного регулювання процесу розробки всіх ділянок пласта необхідно здійснювати постійний контроль відбору рідини та закачування води у свердловинах, враховуючи також економічні чинники, такі як витрати робочого агента, реагентів, застосування спеціального обладнання тощо.

Оскільки вироблення запасів нафти відбувається лише у зонах з просуванням фронту води, потрібно проводити спостереження за напрямом переміщення контуру нафтоносності. Можливість управління просуванням фронту витіснення є, проте на практиці реалізується лише щодо однорідних пластів. Дуже складно, а часом неможливо гарантувати рівномірне стягування контуру нафтоносності за допомогою виконання закачування води та відборів рідини в умовах неоднорідного шару.

У таких випадках регулювання процесу розробки має здійснюватись з урахуванням існуючих можливостей сформованих систем заводнення, а конкретніше за рахунок проведення геолого-технічних заходів на існуючому фонді свердловин, спрямованих на зміну (трансформацію) системи. Проведення різних заходів дозволяє обмежити відбір рідини з високопроникних зон пластах

(якщо це ефективно), форсувати відбір у низькопроникних пластах, збільшити тиск нагнітання, організувати роздільне закачування або створити додаткові осередки заводнення. Найчастіше може виявитися раціональною організація випереджального вилучення нафти з нижніх пластів експлуатаційного об'єкта в порівнянні з верхніми завдяки можливості відсікання нижніх пластів у міру їх обводнення.

За рахунок періодичної зміни тиску та обсягу закачуваної рідини застосування нестационарного заводнення створює додаткову різницю тиску між зонами з різними фільтраційно-ємнісними властивостями, що призводить до збільшення зони охоплення заводненням нафтонасичених колекторів із низькою проникністю. Використання циклічного методу заводнення разом із зміною напрямку фільтраційних потоків флюїдів усередині пласта сприяє максимальній нафтовіддачі пластів з неоднорідним колектором, чого важко досягти при стаціонарному заводненні. У цьому випадку одним із питань стоїть визначення вибірного тиску, при якому регулювання розробки даватиме максимальний ефект.

Одним із найважливіших моментів регулювання розробки є вчасно проведена ізоляція пластів, що обводнилися, в експлуатаційних свердловинах, що підвищує техніко-економічні показники розробки родовища за рахунок скорочення обсягу води, що відбирається попутно з нафтою води [4, 16, 35].

Вода істотно впливає на стадії існування нафтового родовища у період його експлуатації – від пошуку і розвідки, коли за положенням водонафтового контакту (ВНК) необхідне визначення геологічних і видобутих запасів нафти, через розробку, видобуток і дорозробку родовища. По мірі вилучення нафти з пласта вода, що надходить з підстилаючих водоносних пластів або закачування в пласт, в результаті змішується з нафтою, викликаючи додаткові капітальні та операційні витрати при видобуток.

Ефективність нестационарного методу заводнення неоднорідних пластів визначається двома пов'язаними один з одним процесами, а саме уведенням

води в малопроникні зони пласта за рахунок перепадів тиску, що виникають при нерівномірному розподілі тисків, та капілярним утриманням у низькопроникних зонах пласта води, що закачується [35, 38, 47].

## 2.2 Індикація шляхів і напрямків руху води

Процес нестационарного заводнення потребує ретельного геолого-промислового контролю за надходженнями води в пласт, її рухом та виходом на поверхню через видобувні свердловини.

Одним з напрямків здійснення такого контролю може бути індикація шляхів і напрямків руху води від нагнітальних до видобувних свердловин з використанням трасерів – маркеруючих речовин. Використання цього методу дає можливість:

- визначати істинну швидкість та напрямок руху води в пласті;
- ступінь гідродинамічного зв'язку між пластами та свердловинами;
- визначити ефективність процесу витіснення нафти заводненням та вплив режиму роботи свердловин;
- провести оцінювання ступені анізотропії колекторів.

Трасери достовірно ідентифікуються за умов їхньої незначної кількості у воді нагнітання. При трасуванні розчин індикатора подають у потік води та системно відбирають проби рідини з видобувних свердловин, визначаючи в продукції наявність та концентрацію індикатора. При проведенні трасерних досліджень корегують режим нагнітання і відбору продукції у свердловинах.

Як індикатори використовуються хімічні елементи, солі хімічних сполук, стійкі радикали, різні барвники (метилен, ураніл, флюоресціл), ізотопи тощо. Для визначення частки впливу нагнітальних свердловин на видобувні використовують полііндикатори, тобто в сусідні свердловини нагнітають різні індикатори. Наприклад, останнім часом на родовищах України використовували азотисті з'єднання – нітрати та карбаміди (рис. 2.1).

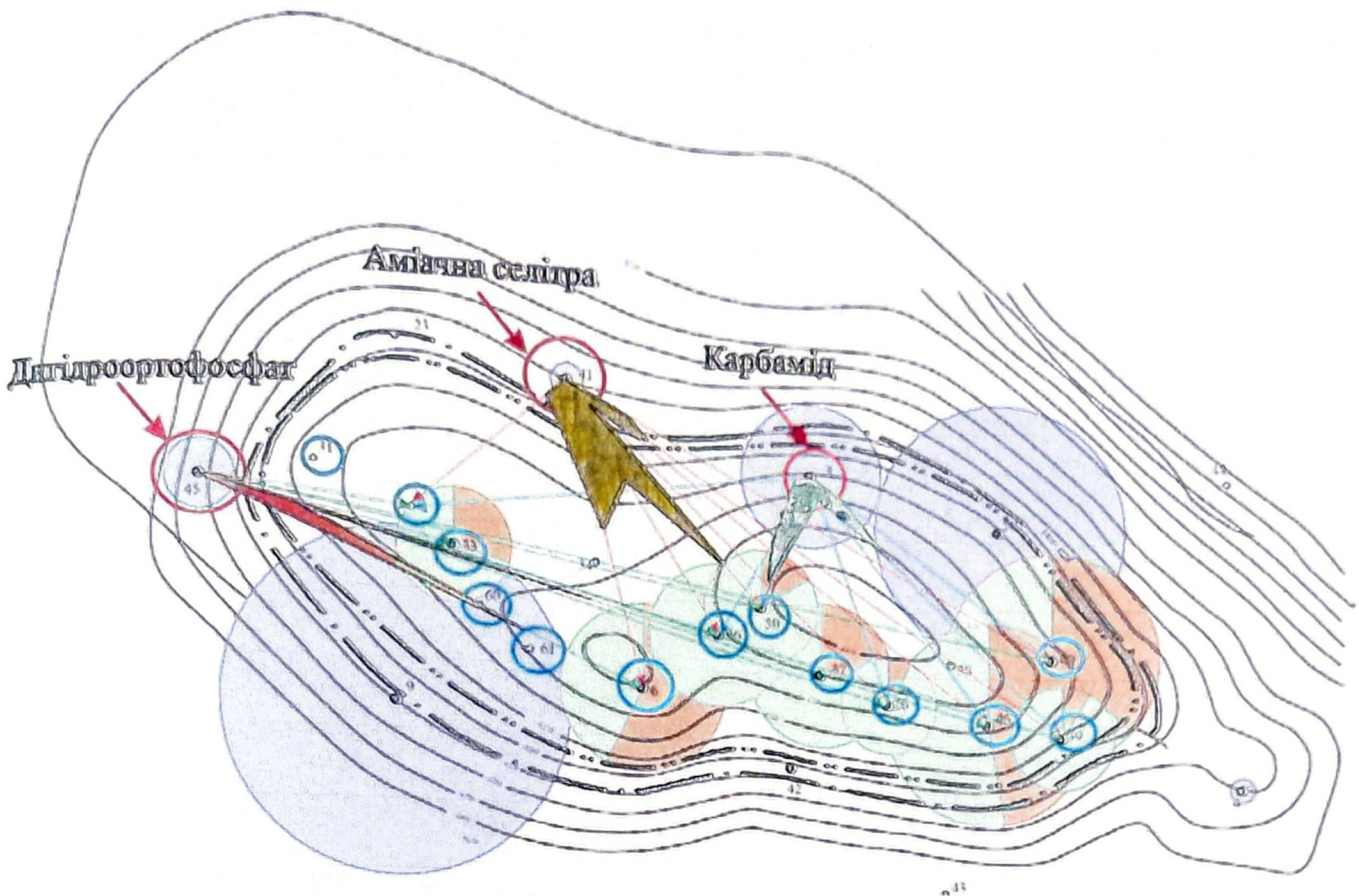


Рисунок 2.1 – Індикація горизонту В-19 Перекоповського нафтового родовища через нагнітальні свердловини №№ 3, 41, 45

Зазначені індикатори мають доволі високу хімічну стійкість у пластових умовах, простоту ідентифікації, доступні та не дуже витратні. Проте, нітрати здатні взаємодіяти з солями кальцію, що накладає обмеження на їх використання у карбонатних колекторах.

Використання індикаторів на Анастасівському, Богданівському, Бугруватівському, Долинському, Козіївському, Малодівицькому, Перекопівському, Північно-Долинському, Скороходівському, Спаському, Чижівському родовищах дозволило:

- визначити ділянки для буріння пріоритетних свердловин;
- оптимізувати роботу нагнітальних свердловин шляхом усунення локальних проривів води;
- визначити ділянки привибійної зони пласта, які виявилися частково блоковані;

- упізнати напрямки фільтрації, що переважають;
- побудувати стратегію вирівнювання профілю приймальності у нагнітальних свердловинах і припливу у видобувних свердловинах.

Перспективним напрямком є нагнітання разом з водою полімерів, які першочергово проникають у промиті водою, високопроникні проміжки пласта, тим самим сприяють вирівнюванню профілю приймальності, зменшенню обводнення видобувних свердловин та збільшенню продуктивності. Фізико-хімічною властивістю полімерів є здатність загущувати, тобто збільшувати в'язкість води і, відповідно, зменшувати співвідношення в'язкості нафти та рідини й впливами на фазову проникність пластової системи [11].

### 2.3 Висновки за розділом 2

1. Контроль та регулювання процесів розробки нафтового пласта передбачає обов'язкове здійснення наступних процедур: аналіз зміни дебітів рідини та закачування води у свердловинах з метою отримання максимального коефіцієнта витіснення; аналіз існуючої сітки експлуатаційних та нагнітальних свердловин з погляду правильності їх розміщення; уточнення геометрії ізольованих лінз, ціликів нафти, а також зон уривчастого колектору.

2. Оскільки вироблення запасів нафти відбувається лише у зонах з просуванням фронту води, потрібно проводити спостереження за напрямом переміщення контуру нафтоносності.

3. Використання циклічного методу заводнення разом із зміною напряму фільтраційних потоків флюїдів усередині пласта сприяє максимальній нафтовіддачі пластів з неоднорідним колектором, чого важко досягти при стаціонарному заводненні.

4. Для здійснення контролю за нестационарним заводненням може бути використана індикація шляхів і напрямків руху води від нагнітальних до видобувних свердловин з використанням трасерів – маркеруючих речовин, що

дає можливість визначати швидкість та напрямок руху води в пласті, ефективність процесу витіснення нафти, проводити оцінювання ступеня анізотропії тощо.

5. Як індикатори використовуються хімічні елементи, солі хімічних сполук, стійкі радикали, різні барвники (метилен, ураніл, флюоресціл), ізотопи тощо. Останнім часом на родовищах України використовували азотисті з'єднання – нітрати та карбаміди. Нітрати мають обмеження щодо використання у карбонатних породах.

6. Перспективним напрямком є нагнітання разом з водою полімерів, які першочергово проникають у промиті водою, високопроникні проміжки пласта, тим самим сприяють вирівнюванню профілю приймальності, зменшенню обводнення видобувних свердловин та збільшенню продуктивності.

## РОЗДІЛ 3

### ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ АСИНХРОННОГО ЦИКЛІЧНОГО ЗАВОДНЕННЯ УЩІЛЬНЕНИХ НАФТОВИХ КОЛЕКТОРІВ

#### 3.1 Характеристика об'єкту досліджень

У цьому розділі подані дослідження китайських науковців [44] щодо моделювання і випробування нестационарного заводнення при видобуванні нафти в ущільнених колекторах одного із китайських родовищ.

За геологічною оцінкою запаси нафти у важкодоступних породах у Китаї оцінюються в  $178,2 \times 10^8$  т. В основному вони поширені в басейні Ордос, Тарім, Сичуань, Басейн Сонляо, Бохайський басейн, Джунгарський басейн [42].

Ущільнені нафтові поклади Китаю в основному розробляються горизонтальними свердловинами з багатостадійним гідророзривом пласта. При цьому відбувається швидке падіння та низького первинного вилучення нафти. Вилучення нафти протягом первинного періоду виснаження зазвичай становить менше 10%.

Нестационарне заводнення (асинхронне циклічне заводнення) покладів при видобуванні нафти горизонтальними свердловинами, що були проведені останнім часом, досягли гарних результатів.

Порушення тиску є основним механізмом вилучення нафти при циклічному заводненні. Це може сприяти обміну рідин між тріщинами (зони з високою проникністю) з матрицею (зоною з низькою проникністю) у тріщинуватому колекторі, роблячи відносно однорідним витіснення закачуваної води, уникаючи подальшого збільшення обводненості, і таким чином затримуючи час прориву води свердловин.

Попередні дослідження показали, що ефект від асиметричного циклічного заводнення з коротким часом закачування та довгим часом зупинки є найкращим порівняно з іншими режимами заводнення. Воді під час

асиметричного циклічного заводнення з коротким часом нагнітання та тривалим часом зупинки простіше створити канали, що призводить до вищого кінцевого вилучення нафти.

Наразі накопичено ще невеликий досвід досліджень факторів впливу та оптимізації параметрів асинхронного циклічного заводнення, що обумовлювало б його широке використання.

Автори досліджувати ущільнений нафтовий колектор у формації Яньчан, району Фусянь, басейну Ордос.

Спочатку були проаналізовані механізми вилучення нафти асинхронним циклічним заводненням для горизонтальних свердловин. Потім методом чисельного моделювання були оптимізовані параметри роботи асинхронного циклічного заводнення: інтервал часу нагнітання, час нагнітання та зупинки, коефіцієнт нагнітання – видобуток. Згодом було досліджено вплив положення нагнітальної свердловини на продуктивність горизонтальної свердловини та розраховано контрольну площу нагнітальної свердловини. На цій основі методом нечіткої синтетичної оцінки була оптимізована пропорція нагнітання. Далі було проведено польове випробування за оптимізованими параметрами.

На рис. 3.1 видно, що збагачена нафтою та газом зона (незалучені до розробки, защемлені, вуглеводні) в середині короткої та довгої сторін горизонтально-вертикальної схеми свердловин для асинхронного циклічного заводнення набагато менша, ніж для синхронного циклічного заводнення.

Причина полягає в тому, що відхилення потоку води, викликане асинхронним закачуванням через нагнітальні свердловини, ще більше збільшує площу охоплення. Тому, збурення тиску та відхилення лінії потоку води є основними механізмами вилучення нафти при асинхронному циклічному заводненні.

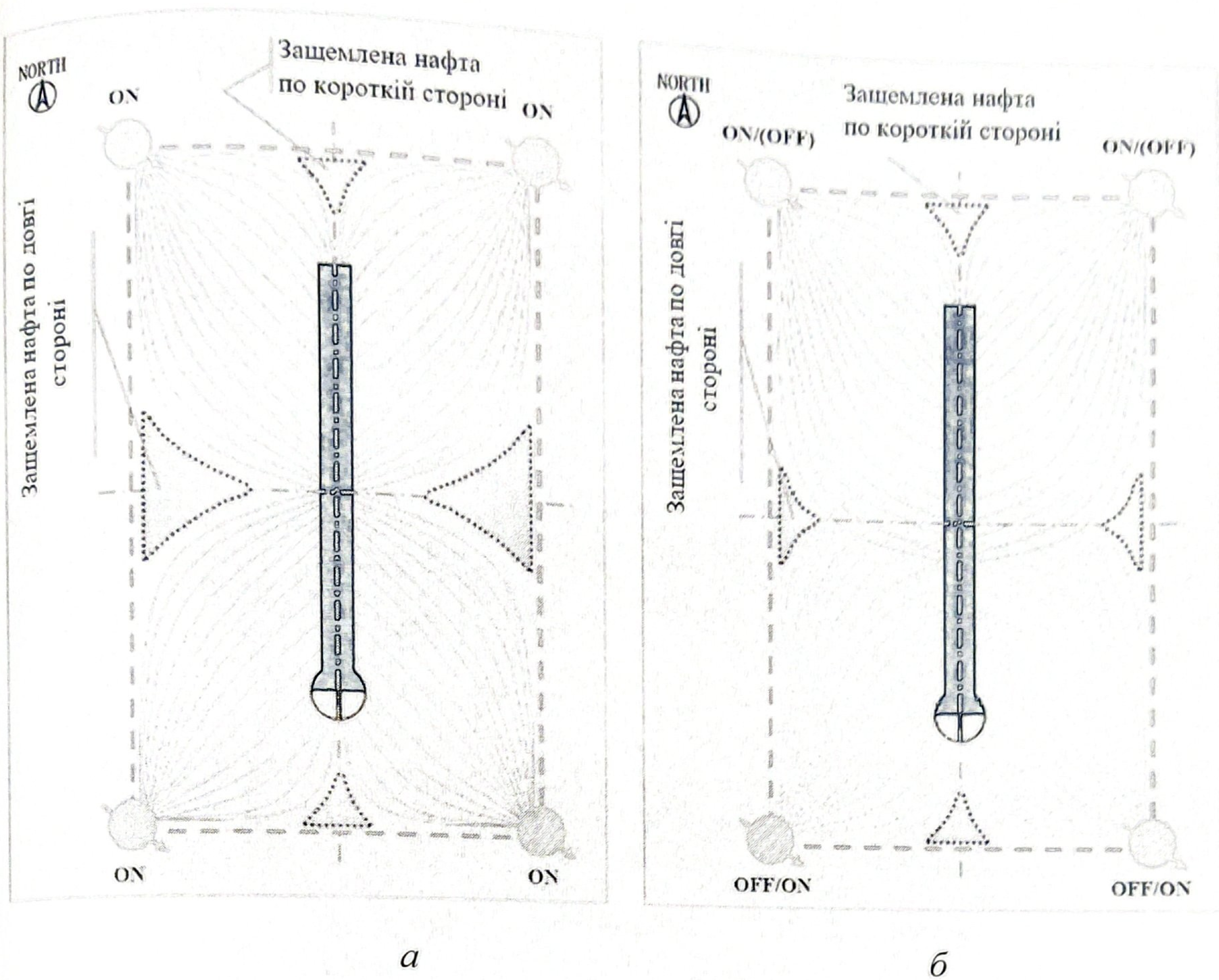


Рисунок 3.1 – Розгорнута площа різних режимів закачування:

а – синхронне (традиційне) заводнення; б – асинхронне циклічне заводнення

Попередньо було визначено, що п'ятиточкова горизонтально-вертикальна структура свердловин дає найкращу продуктивність. Модель містить чотири горизонтально-вертикальні свердловини, як показано на рис. 3.2. Кількість тріщин у кожній горизонтальній свердловині – 7, напівдовжина тріщин становить 250 м, а ширина мережі тріщин становить 20 м. Властивості колектору подано в табл. 3.1.

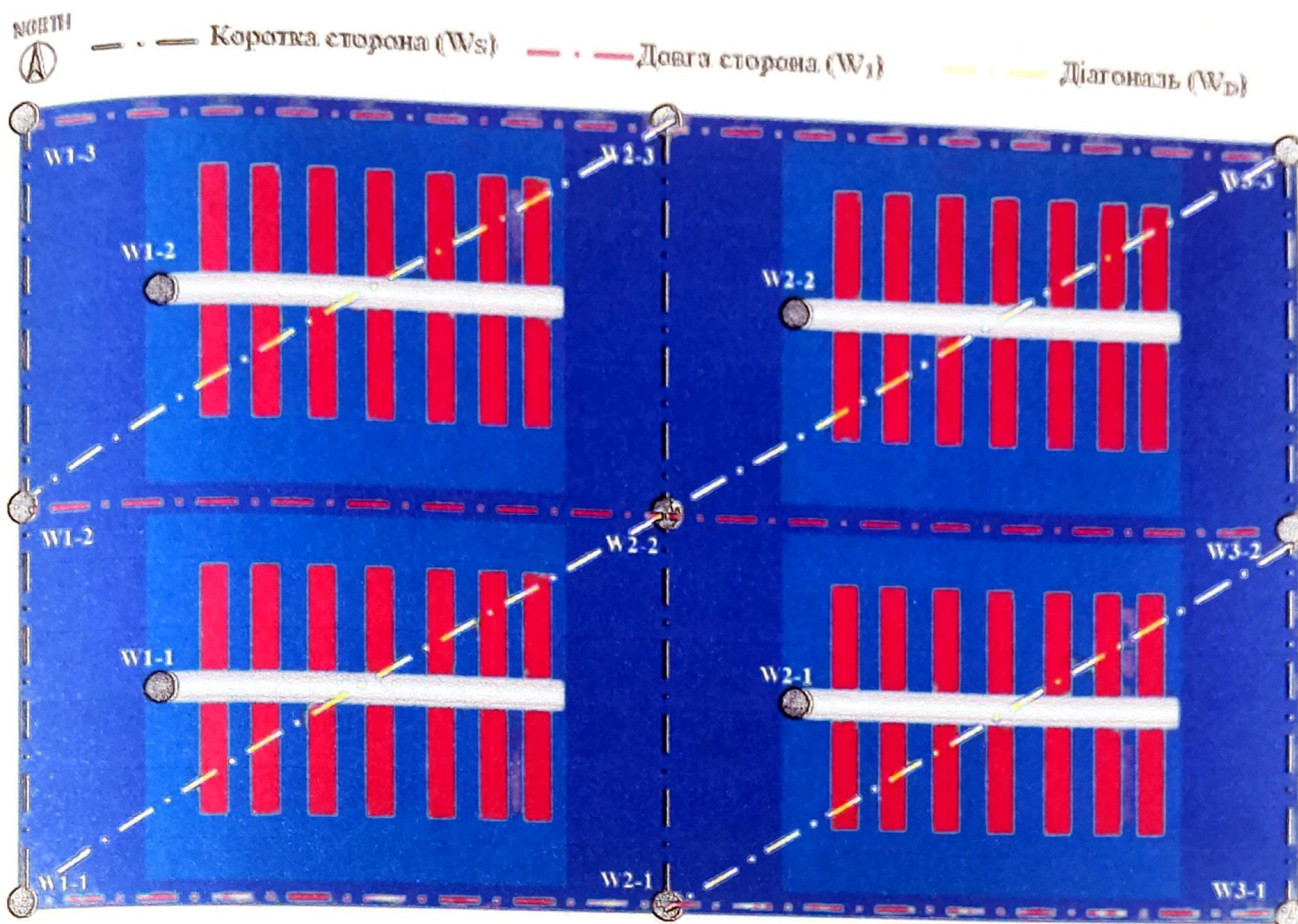


Рисунок 3.2 – 5-точкова модель колектору

Таблиця 3.1 – Властивості колектору

Найменування показника	Значення
Довжина горизонтальної частини свердловини, м	225
Початковий пластовий тиск, МПа	11,3
Пластова температура, °С	54
Пористість, ч.о.	0,08
Середня проникність в зоні без ГРП, мД	0,17
Середня проникність в зоні основних тріщин після ГРП, мД	200
Середня проникність в зоні вторинної тріщинуватості після ГРП, мД	23

### 3.2 Моделювання 5-точкової системи заводнення

Модель пласта характеризується матрицею (рис. 3.3). Були проведені симуляції асинхронного режиму у різній послідовності та при різному часі нагнітання води.

Характеристика нагнітальних свердловин	Режим	Час початку нагнітання в $n$ -ому циклі
$\begin{bmatrix} W_{1-1} & W_{1-2} & W_{1-3} \\ W_{2-1} & W_{2-2} & W_{2-3} \\ W_{3-1} & W_{3-2} & W_{3-3} \end{bmatrix}$	$W_{AS}$	$\begin{bmatrix} t_0 + (n-1)T & t_0 + (n-1)T & t_0 + (n-1)T \\ t_0 + t + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T \\ t_0 + (n-1)T & t_0 + (n-1)T & t_0 + (n-1)T \end{bmatrix}$
	$W_{AL}$	$\begin{bmatrix} t_0 + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T & t_0 + (n-1)T \\ t_0 + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T & t_0 + (n-1)T \\ t_0 + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T & t_0 + (n-1)T \end{bmatrix}$
	$W_{AD}$	$\begin{bmatrix} t_0 + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T & t_0 + (n-1)T \\ t_0 + t + (n-1)T & t_0 + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T \\ t_0 + (n-1)T & t_0 + t + (n-1)T & t_0 + (n-1)T \end{bmatrix}$

Рисунок 3.3 – Схема з різними режимами та інтервалами часу нагнітання

Були проведені серії симуляцій з використанням різних асинхронних режимів ( $W_{AS}$ ,  $W_{AL}$  та  $W_{AD}$ ) та інтервалів часу нагнітання ( $a = 0,25T$ ,  $b = 0,5T$ ,  $c = 0,75T$ ,  $d = T$ ).

На рис. 3.3 у третьому стовпці матриці представлено час початку нагнітання в  $n$ -му циклі для кожної свердловини, де  $t_0$ ,  $t$  і  $T$  – час початку нагнітання в першому циклі, інтервал часу нагнітання та період нагнітання відповідно. У роботі було змодельовано 20 циклів, в кінці яких накопичений видобуток нафти подано на рис. 3.4. За графіками видно, що накопичений видобуток нафти спочатку зростає, а потім зменшується зі збільшенням інтервалу між часом нагнітання. Найкращий ефект показала схема з  $0,5T$ . Причина в тому, що коли інтервал часу нагнітання малий, схема аналогічна традиційному заводненню, тому площа змивання невелика і накопичений видобуток нафти низький. Відхилення лінії потоку діє поступово зі збільшенням інтервалу часу нагнітання, що призводить до збільшення площі охоплення та збільшення накопиченого видобутку нафти.

однакового об'єму нагнітання по мірі збільшення часу нагнітання та зупинки, охоплена площа збільшується через стабільний фронт витиснення, тому накопичений видобуток нафти збільшується. Однак при подальшому збільшенні часу нагнітання – зупинки відхилення лінії потоку послаблюється і площа охоплення зменшується. Таким чином, накопичений видобуток нафти зменшується.

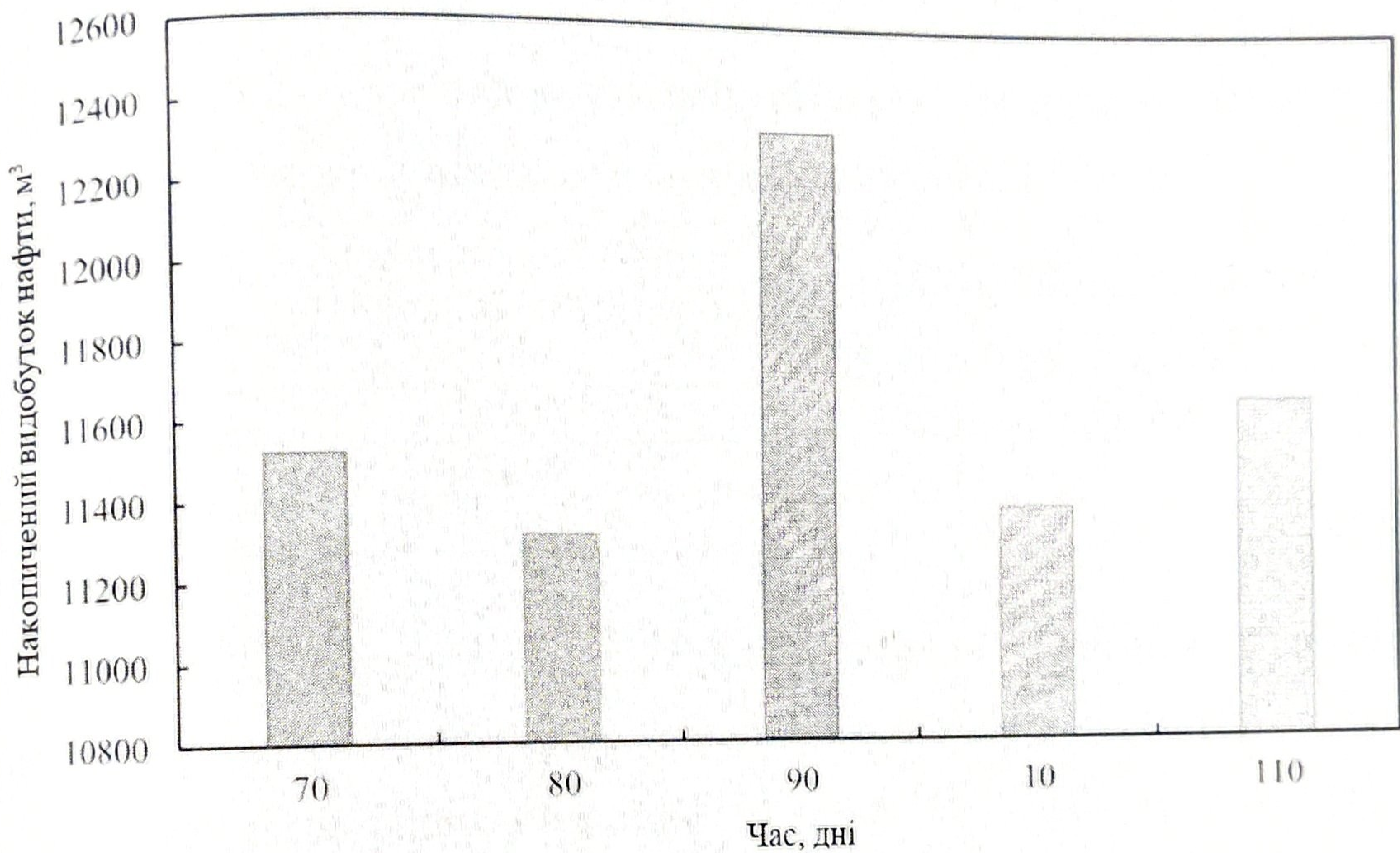


Рисунок 3.5 – Продуктивність горизонтальної свердловини при асинхронному циклічному заводненні з різним часом нагнітання та часом зупинки

Час нагнітання та час зупинки в основному методом чисельного моделювання та емпіричним методом за рівнянням (3.1)

$$T_1 = \frac{L^2 c_f \mu_o}{2K} \times \frac{1}{86,400} \quad (3.1)$$

де  $L$  – середня відстань між нагнітальною свердловиною та горизонтальною свердловиною, см;  $C$  – комплексна стисливість пласта,  $10^{-4}$  МПа;  $K$  – середньозважена за площею проникність, мД;  $\mu_o$  – динамічна

в'язкість нафти,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ;  $T_1$  – час нагнітання, діб;  $\phi$  – середня пористість породи, %.

Для кращого вивчення впливу коефіцієнта нагнітання – видобутку на продуктивність асинхронного циклічного заводнення, проведена серія досліджень при різному часі розвитку природної енергії, як показано в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Схеми моделювання з різними коефіцієнтами закачування – видобутку та ступенем дефіциту енергії пласта

Група	Час етапу розвитку природної енергії, діб	Коефіцієнт видобутку
I	1000	0.85, 0.9, 0.95, 1.0, 1.05, 1.1, 1.15, 1.2, 1.25, 1.3, 1.35, 1.4
II	2000	
III	3000	
IV	4000	

На рис. 3.6 показано кумулятивний видобуток нафти при асинхронному циклічному заводненні з різним ступенем дефіциту пластової енергії й коефіцієнтом нагнітання – видобутку. Короткий час стадії розвитку природної енергії означає низький ступінь дефіциту енергії утворення та більший запас, що залишився. Тому зі збільшенням часу стадії розробки природної енергії зростає накопичений видобуток нафти. Крім того, вплив коефіцієнту нагнітання – видобутку на продуктивність асинхронного циклічного заводнення при різних ступенях енергодефіциту пласта є однаковим. Сукупний видобуток нафти асинхронного циклічного заводнення спочатку зростає, а потім падає зі збільшенням коефіцієнта нагнітання – видобутку і досягає оптимального значення, коли коефіцієнт нагнітання – видобутку становить близько 1.

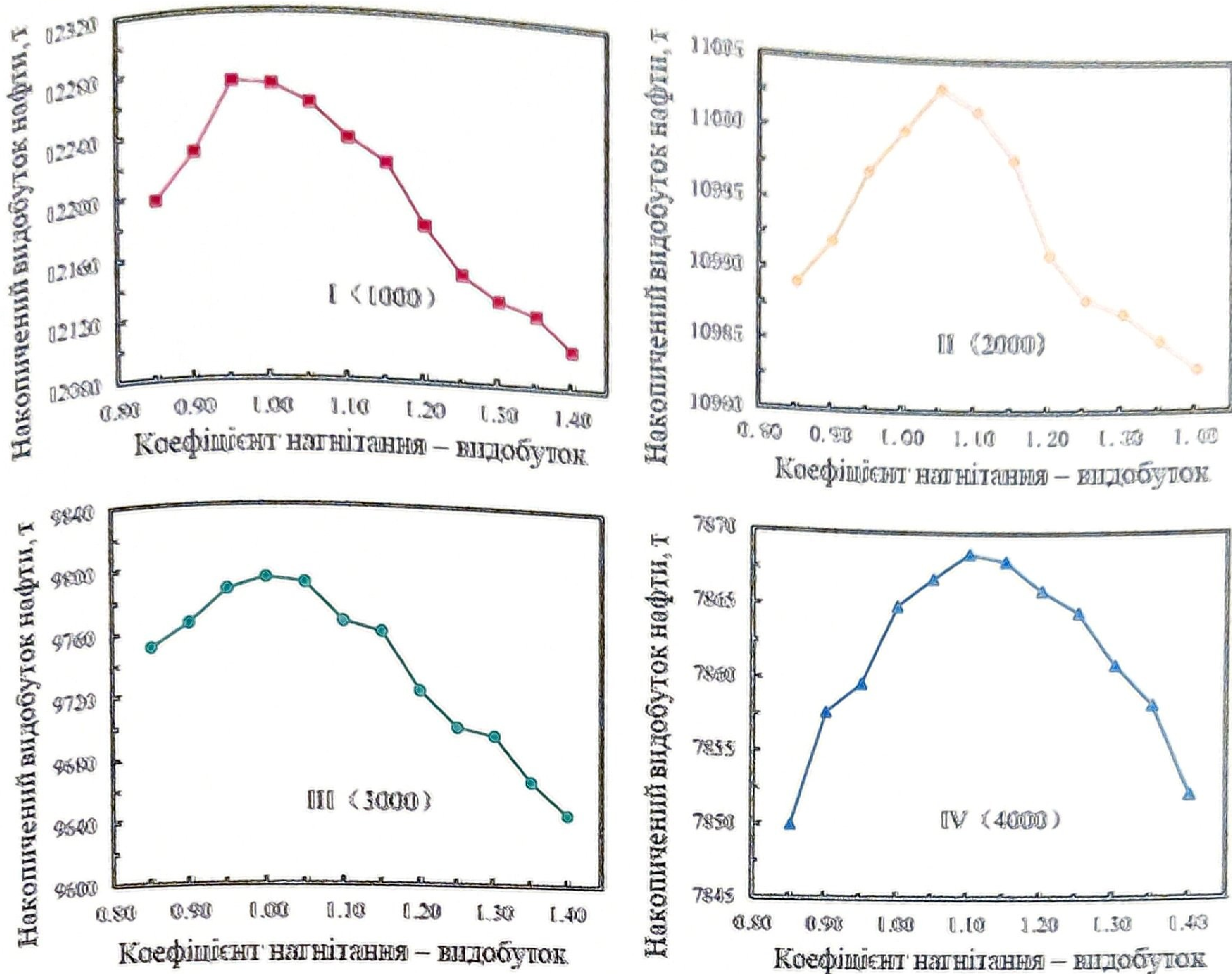


Рисунок 3.6 – Сукупний видобуток нафти при різних коефіцієнтах нагнітання – видобутку

Результати показали, що основними механізмами вилучення нафти при асинхронному заводненні є створення тиску та відхилення лінії потоку. Асинхронний режим діагонального ряду свердловин кращий за інші асинхронні режими. Для інтервалу часу нагнітання, коефіцієнт нагнітання – видобутку, а також нагнітання та зупинки, сукупний видобуток нафти демонструє тенденцію спочатку до збільшення, а потім до зменшення зі збільшенням цих параметрів. Оптимальний інтервал часу закачування та коефіцієнт нагнітання – видобуток складають 0,5 Т і 1 відповідно.

Оптимальний час нагнітання – зупинки можна розрахувати за емпіричними формулами.

Практичні випробування показали, що середньодобовий дебіт нафти збільшився з 1,7 до 3 м<sup>3</sup> з оптимізованими параметрами. Таким чином, ці дослідження забезпечують теоретичне підґрунтя для ефективного розробки нафтових покладів з ущільнених колекторів.

### 3.3 Моделювання 7-точкової системи заводнення

Також було проведено моделювання пласта для 7-точкової схеми заводнення (рис. 3.7), в якій видобувна свердловина оточена 6-ма нагнітальними, з яких 4 – кутові, 2 – крайові.

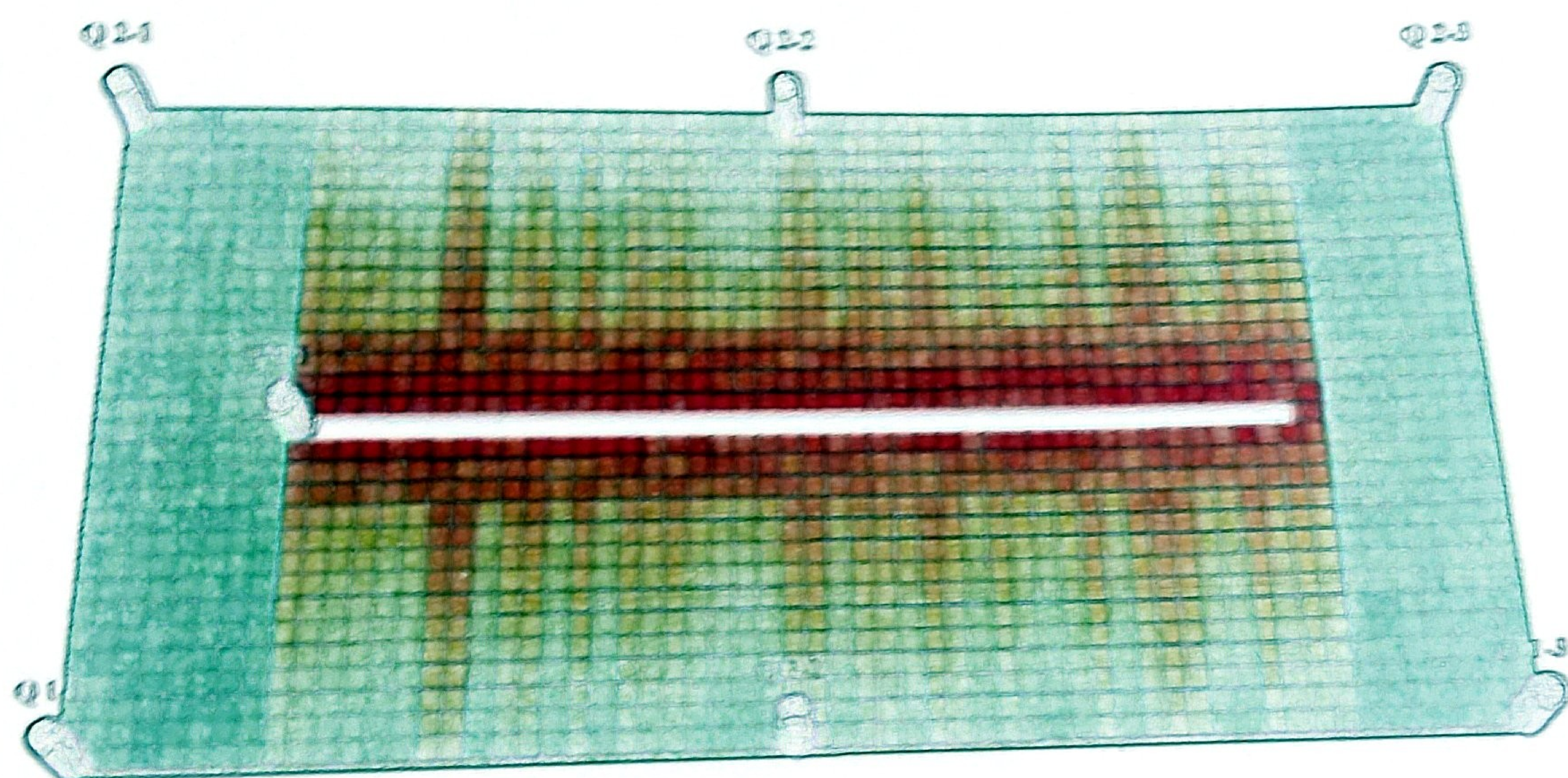


Рисунок 3.7 – Модель 7-точкової схеми заводнення

Результати моделювання 5-точкового заводнення показали, що коли пропорції нагнітання однакові, асинхронне циклічне заводнення досягає найкращих продуктивних показників. Однак у інвертованій 7-точковій горизонтально-вертикальній схемі свердловин є кутові та крайові свердловини, тому вплив пропорції нагнітання на продуктивність асинхронного циклічного заводнення може відрізняється.

Частка заводнення кожної свердловини наведена в табл. 3.3. Накопичений видобуток нафти за схемами заводнення подано на рис. 3.8.

Таблиця 3.3 – Схеми заводнення

Схема	Частка нагнітання кутових свердловин				Частка нагнітання крайових свердловин	
	Q1-1	Q1-3	Q2-1	Q2-3	Q1-2	Q2-2
QD-1	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6
QD-2	0,18	0,18	0,18	0,18	0,14	0,14
QD-3	0,13	0,24	0,15	0,2	0,19	0,21
QD-4	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16
QD-5	0,19	0,14	0,18	0,17	0,13	0,19
QD-6	0,16	0,16	0,16	0,16	0,18	0,18
QD-7	0,18	0,12	0,13	0,21	0,16	0,2
QD-8	0,15	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2
QD-9	0,09	0,12	0,19	0,2	0,17	0,23

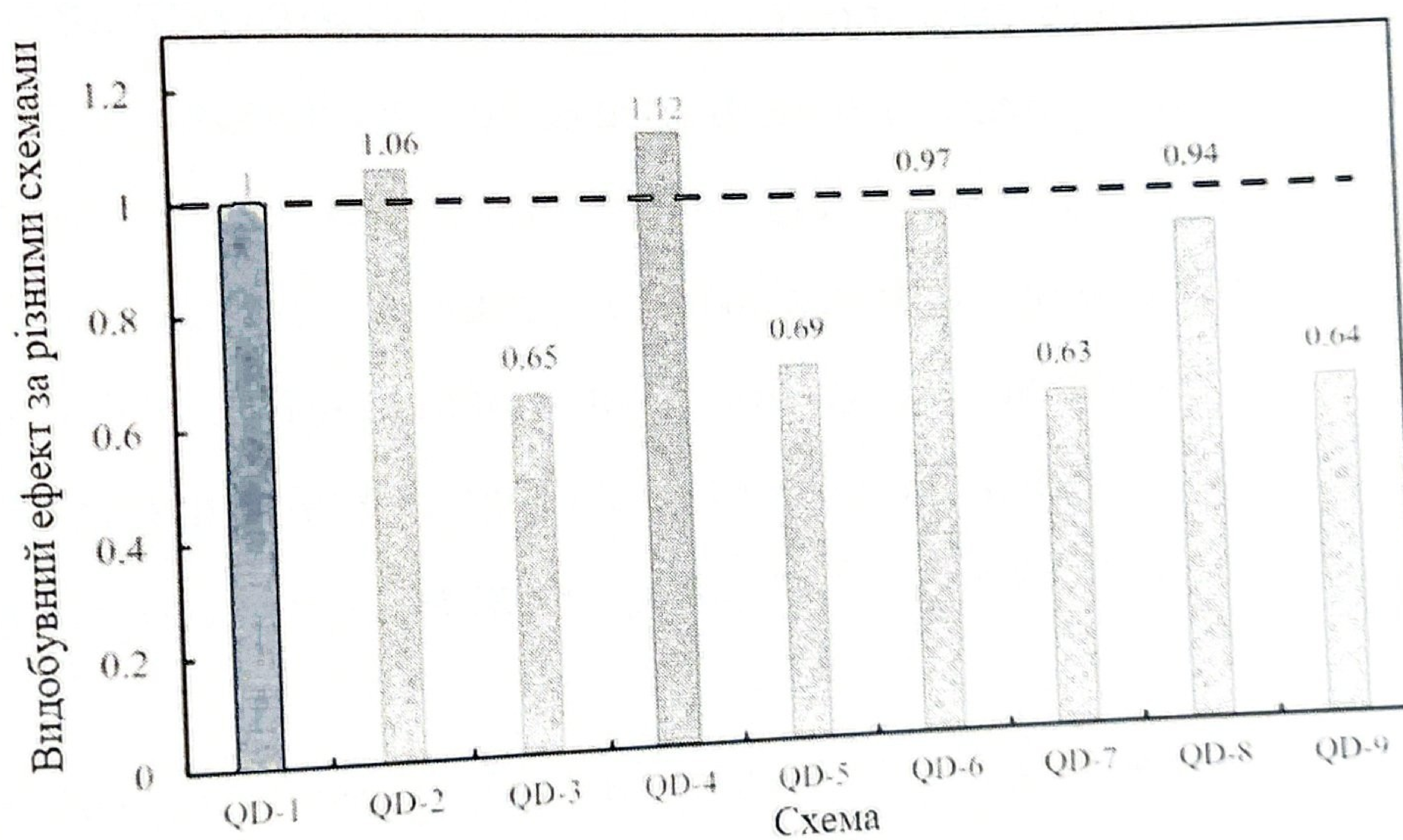


Рисунок 3.8 – Накопичений видобуток нафти при асинхронному циклічному заводненні для різних схем нагнітання

З усіх розглянутих схем, найефективнішою схемою виявилась схема №4.

### 3.4 Висновки за розділом 3

1. Ущільнені нафтові поклади Китаю в основному розробляються горизонтальними свердловинами з багатостадійним гідророзривом пласта. При цьому відбувається швидке падіння та низьке первинне вилучення нафти. Вилучення нафти протягом первинного періоду виснаження зазвичай становить менше 10%.

2. Ефект від асиметричного циклічного заводнення з коротким часом закачування та довгим часом зупинки є найкращим порівняно з іншими режимами заводнення. Збурення тиску та відхилення лінії потоку води є основними механізмами вилучення нафти при асинхронному циклічному заводненні.

3. Для ущільненого колектору з проникністю в зоні тріщин 200 мД, у зоні з вторинною тріщинуватістю – 23 мД, а у природному стані до проведення ГРП 0,17 мД були проведені симуляції асинхронного режиму у різній послідовності та при різному часі нагнітання води для 5-точкової системи заводнення. Визначено, що при нагнітання – відстоювання з періодом 0,5 Т досягається найкращий ефект. Відхилення лінії потоку діє поступово зі збільшенням інтервалу часу нагнітання, що призводить до збільшення площі охоплення та збільшення накопиченого видобутку нафти. Коефіцієнт нагнітання – видобуток відповідає 1.

4. Практичні випробування показали, що середньодобовий дебіт нафти збільшився з 1,7 до 3 м<sup>3</sup> з оптимізованими параметрами. Таким чином, ці дослідження забезпечують теоретичне підґрунтя для ефективної розробки нафтових покладів з ущільнених колекторів.

5. При використанні 7-точкової системи нагнітання оптимальною є система, коли кутові свердловини працюють з часткою 0,17, а крайові – 0,16.

## РОЗДІЛ 4 УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ НЕСТАЦІОНАРНОГО ЗАВОДНЕННЯ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

### 4.1 Загальний аналіз проведення нестационарного заводнення на родовищах Західного нафтогазоносного регіону

Розробка родовищ Передкарпаття на природних режимах є малоефективною через низький коефіцієнт вилучення нафти (10 – 16 %). Основні родовища регіону (Битківське, Гвіздецьке, Долинське, Довбушансько-Бистрицьке, Луквинське, Орів-Уличнянське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Старосамбірське) розробляються із застосуванням технології витіснення нафти водою шляхом заводнення, що дає можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 26 – 46 %. Родовища, що розробляються за допомогою заводнення, вступили у пізню стадію розробки (табл. 4.1). Тому виникає проблема дорозробки їх з метою додаткового вилучення нафти. На завершальній стадії розробки в основному використовуються гідродинамічні та фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення [22].

Для підвищення нафтовилучення на родовищах Передкарпаття розглянуто нестационарне заводнення як метод дії на пласт.

Нестационарне заводнення використовувалось на Гвіздецькому, Долинському та Північно-Долинському родовищах. Циклічне нагнітання води підвищує ефективність заводнення неоднорідних пластів з контрастом по проникності. Концепція нестационарного заводнення ґрунтується на пульсуючому нагнітанні та зміні напрямків фільтраційних потоків.

Ефективність процесу вища у гідрофільних пластах, насичених стиснутими флюїдами. На мікрорівні підвищення коефіцієнта вилучення нафти при реалізації нестационарного заводнення є результатом проявлення ефектів

капілярного тиску і відносних фазових проникностей. На макрорівні основні ефекти проявляються у вигляді:

- а) підвищення охоплення заводненням менш проникних зон з високою залишковою нафтонасиченістю, які мають гідродинамічний зв'язок з більш проникними і більш виробленими зонами;
- б) розширення горизонтального охоплення, яке досягається внаслідок зміни напрямку фільтраційних потоків у пласті;
- в) періодична зміна переваги сил гравітації над в'язкісними силами і навпаки [23].

Таблиця 4.1 – Основні показники розробки найбільших за запасами нафти родовищ Західного регіону [5]

Назва родовища	Початкові видобувні запаси нафти (категорій А+В+С <sub>1</sub> ), млн. т	Відбір від початкових видобувних запасів, %	Коефіцієнт випучення, част. од.	Середній дебіт нафти, т/добу	Обводненість нафти, %
1. Бориславське нафтогазоконденсатне	39,292	82,1	0,16-0,552	0,23	90,9
2. Долинське нафтове	38,321	90,9	0,197-0,45	3,6	86,8
3. Битків-Бабчинське нафтогазоконденсатне	12,442	71,48	0,08-0,468	1,3	24,5
4. Північно-Долинське нафтогазоконденсатне	6,756	94,0	0,12-0,46	2,8	87,9
5. Лопушнянське нафтове	6,401	4,3	0,25-0,3	35,7	0,8
6. Струтинське газонафтове	6,081	73,5	0,088-0,34	6,6	64,0
7. Пасічнянське нафтове	5,089	6,64	0,2	7,8	5,1
8. Орів-Уличнянське нафтове	4,524	70,0	0,18-0,298	1,2	4,8
9. Бистрицьке нафтове	4,174	9,9	0,15	1,4	7,9
10. Східницьке нафтове	3,812	99,8	0,74	0,04	98,0
11. Заводівське нафтове	3,793	31,5	0,27-0,298	4,2	41,9
12. Старосамбірське нафтове	3,719	44,7	0,12-0,33	7,0	21,2

Для зменшення темпів падіння нафтовидобутку та його стабілізації на родовищах Західного регіону у великих масштабах проводилися різноманітні методи інтенсифікації. За період з 1986 по 1996 рік у видобувних свердловинах було здійснено 1391 операцію, успішність яких становила 80,6 %. Додатково видобуто близько 500 тис т нафти, що в середньому становить 352 т на одну операцію [3, 15].

Підвищення ефективності видобування нафти за рахунок нестационарного заводнення може бути досягнуто фактично при малих додаткових затратах і без суттєвих ускладнень схем нагнітання.

#### 4.2 Реалізація нестационарного заводнення на Долинському родовищі

Долинське нафтове родовище належить до Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району Передкарпатської нафтогазоносної області Західного нафтогазоносного регіону України.

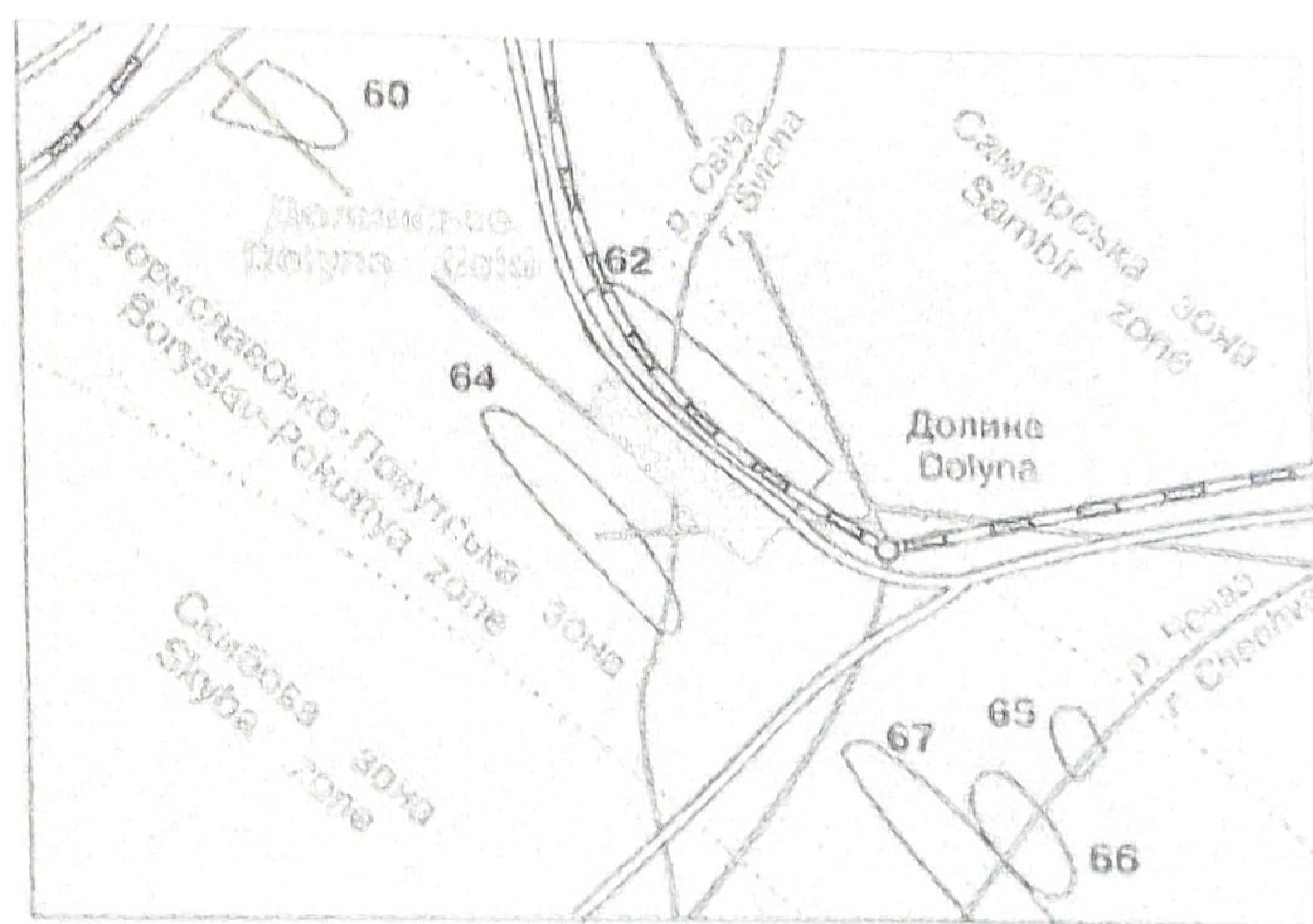


Рисунок 4.1 – Ситуаційна схема Долинського нафтового родовища [1]

Розташоване у Долинському районі Івано-Франківської області на відстані 5 км від м. Долина (рис. 4.1).

Знаходиться в першому ярусі складок центральної частини Бориславсько-Покутської зони.

Виявлене з 1930-х роках. Розвиток цього нафтового родовища розпочався в середині 1930-х років після того, як розвідувальна свердловина в районі селища Долина після кількомісячного буріння дала потужний нафтовий фонтан.

Розробляється родовище з 1950 – 1956 роках. По утвореннях палеогену Долинська складка є антикліналлю з похилим південно-західним крилом і крутим, значною мірою зрізаним насувом, північно-східним. Складка має загальнокарпатське простягання. Розміри складки 11,0x2,9 м, висота 1200 м. У 1950 році з менілітових відкладів олігоцену з інтервалу 1543 – 1818 м отримано фонтан нафти дебітом 30 т/добу. У 1950 році Долинське родовище (Івано-Франківщина) вийшло на перше місце в Україні за видобутком нафти.

Поклад пов'язаний з відкладами еоцену і олігоцену [1].

Поклади родовища масивно-пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані, один з них – пластовий, літологічно обмежений. Колектори – пісковики і алевроліти. Пористість 7,8 – 12,3 %, проникність 0,1 – 110 мД. Тип колектору порово-тріщинний. Глибина залягання покрівлі покладу 1600 м. Глибина залягання нафтоносних верств – 1600 – 3000 м, потужність пластів – до 100 – 120 м. Висота покладу 1401 м (рис. 4.2). Початковий пластовий тиск 30,4 МПа, температура 54 – 82 °С. Режим покладів пружний та розчиненого газу. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: нафти – 38320 тис т; розчиненого газу – 12963 млн м<sup>3</sup>. Густина дегазованої нафти 769 – 844 кг/м<sup>3</sup>. Уміст сірки у нафті 0,17 – 0,32 мас %, парафіну 8,3 – 11,5%, смол 6 – 19%. Спосіб експлуатації – фонтанний і насосний. Для підтримки пластового тиску використовується законтурне заводнення.

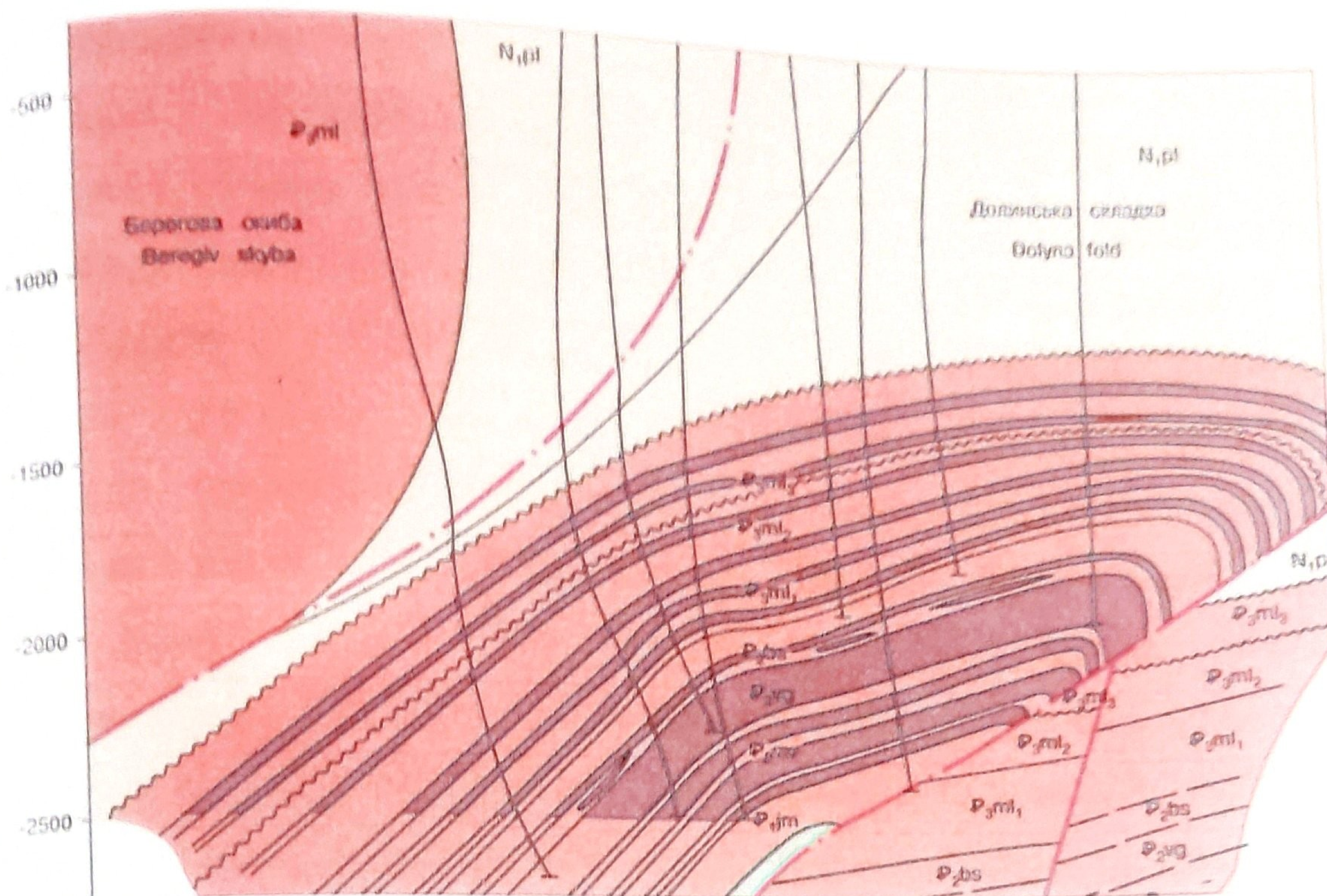


Рисунок 4.2 – Геологічний розріз [1]

У 1966 році на циклічний режим роботи було переведено всі свердловини склепінного ряду вигодського покладу Долинського родовища та окремі свердловини манявського і менілітового покладів. У наступні роки кількість свердловин, які працювали у циклічному режимі, збільшувалася, але для менілітового покладу вона не перевищувала 25 % загального фонду, тоді як на еоценових покладах досягла 68 – 82 % від загального фонду нагнітальних свердловин. З 1975 року у зв'язку із зменшенням приймальності нагнітальних свердловин об'єми води, які запомповувалися циклічно, різко зменшилися на всіх покладах. Найбільший додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення було отримано у перші 7 – 8 років запровадження процесу, коли величина його досягла 7 – 18 % від загального річного видобутку. На цьому етапі додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення має місце тільки на вигодсько-бистрицькому покладі і величина його становить 4,2 – 4,5 % від загального видобутку з покладу. При цьому слід зауважити, що на пізній стадії розробки більш ефективним є довготривала зупинка нагнітальних свердловин,

В які запомповані великі об'єми води, оскільки вона дає можливість використати і термобаричний ефект, зумовлений відновленням температури охолодженої частини розрізу. Саме за рахунок такої довготривалої зупинки нагнітальних свердловин було суттєво зменшено темпи падіння видобутку нафти у межах II і IV ділянок вигодсько-бистрицького покладу. Додатковий видобуток за рахунок циклічного режиму запомповування води і відбір нафти із свердловин, пробурених у слабодренуваних зонах на 1.01.2008 становив 29,198 млн т нафти. Циклічне заводнення на Північно-Долинському родовищі почали впроваджувати у 1970 році. Кількість свердловин з циклічним запомповуванням води до 1987 року становила 73 – 87% від загального фонду свердловин, і лише в окремі роки зменшувалася до 50 – 60%. З 1988 року у зв'язку з різким падінням приймальності у циклічному режимі працюють лише 3 – 5 свердловин.

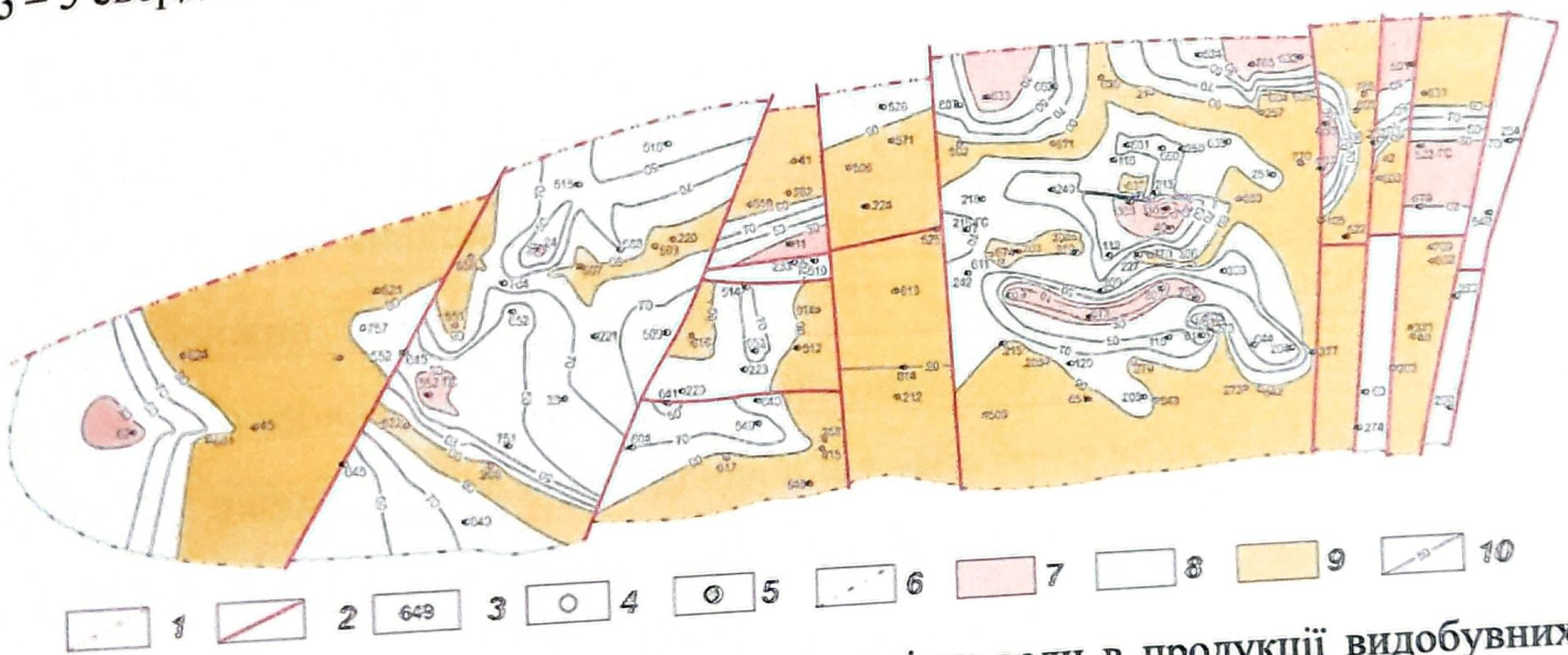


Рисунок 4.3 – Карта-схема відсоткового вмісту води в продукції видобувних свердловин менілітових відкладів Долинського родовища (склав О.С. Паславський із використанням матеріалів НГВУ «Долинанафтогаз»): 1 – лінія насуву; 2 – тектонічні порушення (за даними НГВУ «Долинанафтогаз»); 3 – номер свердловини; 4 – нагнітальні свердловини; 5 – видобувні свердловини; 6 – зовнішній контур нафтоносності; відсотковий вміст води: 7 – від 0 до 30 %, 8 – від 30 до 90 %, 9 – від 90 до 100 %; 10 – ізолінії відсоткового вмісту води в нафті [20].

В 1996 році 96,7 % запомпованої води в еоценовий поклад поступило через 6 свердловин при діючому фонді 17, три з яких розміщені на ділянці, де є зони з мінімальним пластовим тиском, що не дає можливості перевести їх на циклічний режим роботи. Тому на цьому етапі циклічне запомповування води ведеться лише у свердловину 167. Максимальний приріст видобутку нафти за рахунок циклічного заводнення припав на 1972 – 1973 роки і 1977 – 1979 роки, коли він складав 10,1 – 11,7 % від загального видобутку. З початку впровадження циклічного заводнення додатково одержано 266,2 тис т нафти, в тому числі видобуток з нових свердловин, які проектувались для вироблення недренованих зон еоценового покладу.

Заводнення менілітових продуктивних пластів у межах родовища проходило неоднорідно. Найбільш заводнені зони покладу знаходяться в районах поширення тектонічних порушень, тобто в зонах поширення тектонічної тріщинуватості, і практично збігаються із зонами максимальної продуктивності видобувних свердловин та високої приймальності нагнітальних свердловин, що знаходяться в склепінних частинах складки (рис. 4.4). Як приклад можна привести свердловину 27, яку пробурено в зоні склепіння менілітового покладу і введено в експлуатацію в січні 1955 року з дебітом 250 т/добу нафти. На час переведення її під нагнітання води з неї було видобуто 100,2 тис т нафти. Початкова приймальність становить 470 м<sup>3</sup>/добу води при тиску нагнітання 12 МПа. Згідно з термометричним дослідженням, воду приймає клівський пісковик в інтервалі 2060 – 2090 м у кількості 420 м<sup>3</sup>/добу [22].

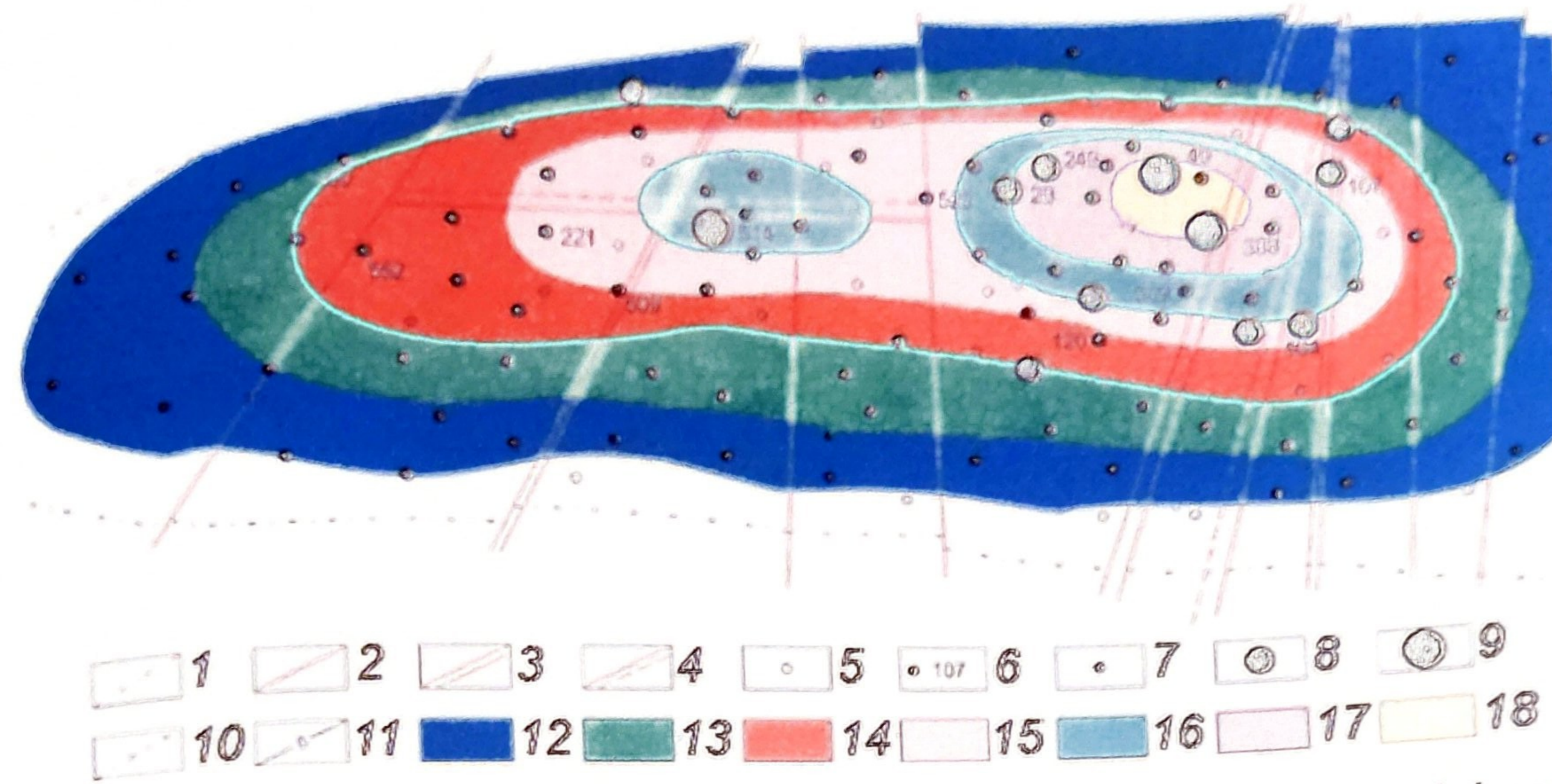


Рисунок 4.4 – Карта-схема інтегрального видобування нафти з менілітових відкладів Долинського родовища (склав М.І. Манюк): 1 – лінія насуву; 2 – тектонічні порушення (за даними НГВУ «Долинанافتогаз»); 3 – провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973); 4 – тектонічні порушення (за даними М.І. Манюка, 1997); 5 – свердловини, в яких не отримано припливу нафти; 6 – номер свердловин, в яких отримано промисловий приплив нафти; накопичений видобуток нафти: 7 – 10 – 100 тис. т, 8 – 100 – 200 тис. т, 9 – понад 200 тис. т; 10 – зовнішній контур нафтоносності; 11 – ізолінії питомих відборів нафти, тис. т/га; питомий відбір нафти: 12 – від 0 до 4 тис. т/га; 13 – від 4 до 8 тис. т/га; 14 – від 8 до 12 тис. т/га; 15 – від 12 до 16 тис. т/га; 16 – від 16 до 20 тис. т/га; 17 – від 20 до 24 тис. т/га; 18 – понад 24 тис. т/га [20]

#### 4.3 Реалізація нестационарного заводнення на Гвіздецькому родовищі

Гвіздецьке нафтове родовище належить до Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району Передкарпатської нафтогазоносної області Західного нафтогазоносного регіону України.

Воно розташоване у Богородчанському районі Івано-Франківської області на відстані 12 км від м. Богородчани (рис. 4.5).

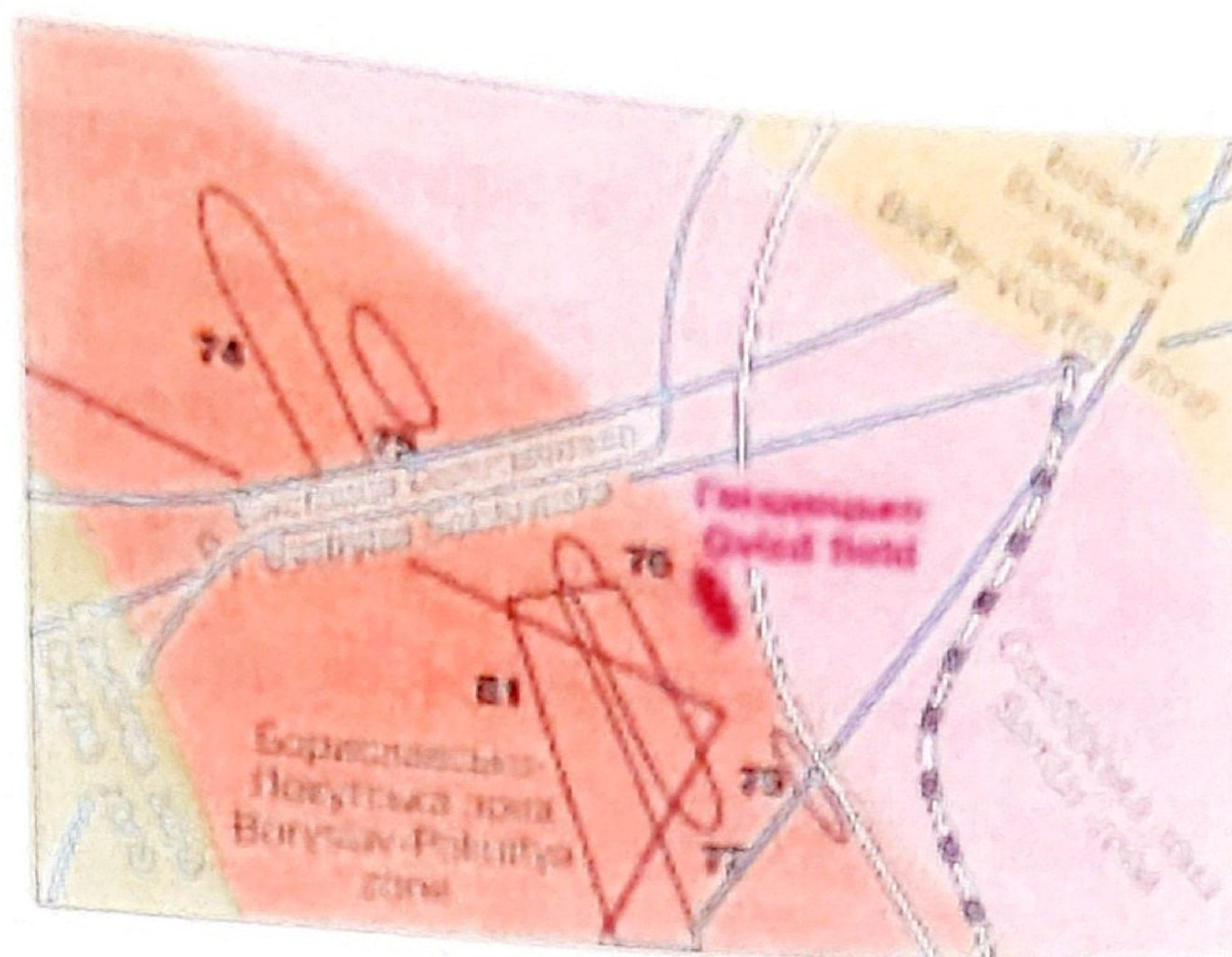


Рисунок 4.5 – Ситуаційна схема Гвіздецького нафтового родовища [1]

Приурочене до четвертого ярусу структур південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони. Гвіздецька складка виявлена в 1962 році. Це антикліналь субмеридіонального простягання, яка є фронтальною у четвертому ярусі. Розміри складки 4,4х1,4 м, висота понад 600 м (рис. 4.6).

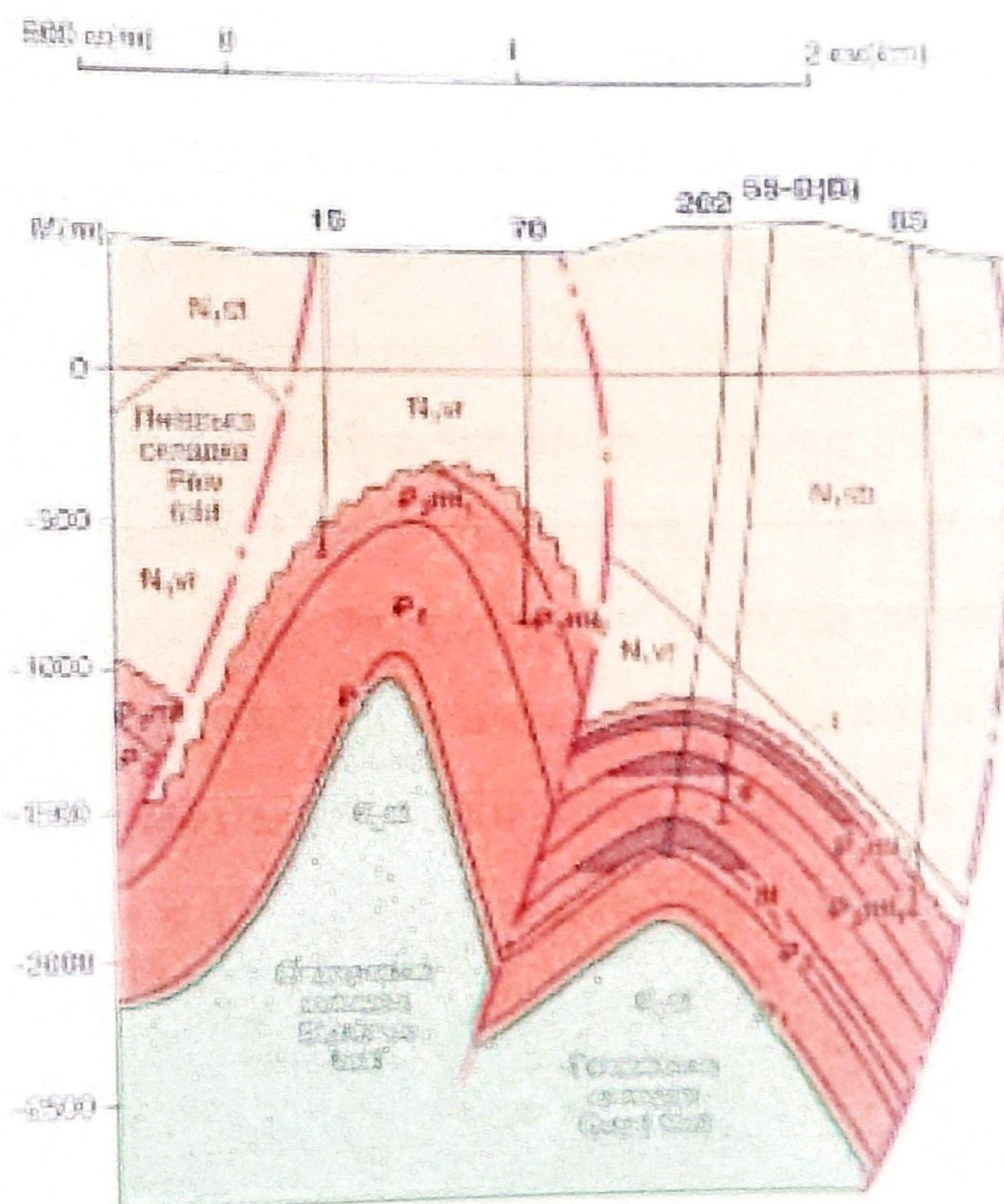


Рисунок 4.6 – Геологічний розріз [1]

Перший промисловий приплив нафти отримано в 1963 році з середньоменілітових відкладів з інтервалу 1750 – 1840 м.

Поклади пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані. Режим Покладів пружний та розчиненого газу.

Експлуатується з 1963 року. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: нафти – 1297 тис т; розчиненого газу – 459 млн м<sup>3</sup>. Густина дегазованої нафти 851 – 870 кг/м<sup>3</sup>. Вміст сірки у нафті 0,21 – 0,27 мас % [1].

На ділянці 1 середньоменілітового покладу Гвіздецького родовища проведено експеримент із впровадження циклічного заводнення в поклад з 1988 року. За рахунок цього із свердловини 212 додатково видобуто 1,7 тис. т нафти за період 1988 – 1994 років. Родовище знаходиться на завершальній стадії розробки. Поточний дебіт нафти складає 0,16 – 6,1 т/д при обводненості продукції 85 – 98 %. З метою підключення до роботи менш продуктивних прошарків і використання термобаричних умов для зміни фільтраційних потоків з 1.07.1994 року, у вигляді промислового експерименту, припинено нагнітання води в середньоменілітовий і еоценовий поклади, дві нагнітальні свердловини переведені у видобувні. Запомповування води проводиться в свердловину 1 нижньоменілітового покладу, а з вересня 1995 року відновлене нагнітання води у свердловину 230 еоценового покладу. Сумарний видобуток нафти із родовища складає 1203,7 тис т, газу – 448,9 млн м<sup>3</sup>, води – 2712,2 тис м<sup>3</sup>, запомповано води 3934,6 тис м<sup>3</sup>. Від геологічних запасів нафти (3877/1297 тис т) відібрано 31 %, реалізовано 92,8 % видобувних запасів. За рахунок вторинних та третинних технологій вилучення нафти додатково видобуто 217,2 тис т, в т.ч. за рахунок запомповування води 168,5 тис т, циклічного запомповування – 1,7 тис т.

#### 4.4 Перспективи впровадження нестационарного заводнення на родовищах Східного нафтогазового регіону

Понад 80% початкових видобувних запасів нафти Дніпровсько-Донецької западини зосереджено в 12 найбільших родовищах, які формують поточний нафтовидобуток у регіоні (табл. 4.2). Більшість з них також знаходяться на завершальних стадіях розробки і характеризуються постійним зменшенням видобутку нафти та високою обводненістю продукції.

Таблиця 4.2 – Основні показники розробки найбільших за запасами нафти родовищ Східного регіону [5]

Назва родовища	Початкові видобувні запаси нафти (категорій А+В+С <sub>1</sub> ), млн. т	Відбір від початкових видобувних запасів, %	Коефіцієнт вилучення нафти, част. од.	Середній дебіт нафти, т/добу	Обводненість нафти, %
1. Леляківське нафтогазоконденсатне	52,364	94,7	0,29-0,609	4,0	97,0
2. Гнідинцівське нафтогазоконденсатне	38,045	98,1	0,594-0,64	4,9	97,1
3. Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне	31,773	95,4	0,312-0,62	3,7	95,3
4. Бутруватівське нафтове	20,947	20,0	0,209-0,48	21,9	43,8
5. Качанівське нафтогазоконденсатне	16,839	103,0	0,093-0,566	5,0	95,3
6. Анастасівське нафтогазоконденсатне	16,295	83,3	0,35-0,45	104,9	12,7
7. Рибальське нафтогазоконденсатне	8,632	74,6	0,15-0,5	3,3	86,5
8. Скороходівське нафтогазоконденсатне	7,035	65,8	0,16-0,53	25,7	31,2
9. Малодівицьке нафтове	6,665	83,8	0,3-0,64	12,6	77,9
10. Перекопівське нафтогазоконденсатне	6,461	61,4	0,2-0,53	31,7	3,1
11. Коржівське нафтогазоконденсатне	5,818	51,6	0,3-0,465	83,0	14,9
12. Прилуцьке нафтове	5,809	95,9	0,117-0,568	5,9	94,8

Величина залишкових видобувних запасів цих родовищ зазвичай не перевищує 20%. При цьому коефіцієнти нафтовилучення з покладів Рибальського родовища) до 0,64 (продуктивні горизонти К-2-3 Гнідинцівського і В-15 Малодівницького родовищ).

Найбільш поширеним є заводнення, яке в широких масштабах застосовується на 12 родовищах. Кінцеве нафтовилучення на об'єктах заводнення очікується збільшити вдвічі, якщо застосовувати комбіновані технології: нестационарне заводнення + хімічні методи (нагнітання ПАР, полімерів, луг тощо).

#### 4.5 Висновки за розділом 4

1. Розробка родовищ Передкарпаття на природних режимах є малоефективною через низький коефіцієнт вилучення нафти (10 – 16 %). Основні родовища Західного нафтогазоносного регіону (Битківське, Гвіздецьке, Долинське, Довбушансько-Бистрицьке, Луквинське, Орів-Уличнянське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Старосамбірське) розробляються із застосуванням технології витіснення нафти водою шляхом заводнення, що дає можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 26 – 46 %.

2. Для підвищення нафтовилучення на родовищах Передкарпаття розглянуто нестационарне заводнення як метод дії на пласт. Нестационарне заводнення використовувалось на Гвіздецькому, Долинському та Північно-Долинському родовищах.

3. На прикладі Долинського нафтового родовища проаналізована динаміка видобування нафти шляхом проведення нестационарного заводнення. Найбільший додатковий видобуток нафти від нестационарного заводнення було отримано у перші 7 – 8 років запровадження процесу, коли величина його досягла 7 – 18 % від загального річного видобутку. Визначено, що на пізній

стадії розробки більш ефективним є довготривала зупинка нагнітальних свердловин, в які заповнені великі об'єми води, оскільки вона дає можливість використати і термобаричний ефект, зумовлений відновленням температури охолодженої частини розрізу.

4. На Гвіздецькому нафтовому родовищі за рахунок проведення циклічного заводнення як третинного методу було додаткового видобуто 1,7 тис т нафти.

5. Понад 80% початкових видобувних запасів нафти Дніпровсько-Донецької западини зосереджено в 12 найбільших родовищах, які формують поточний нафтовидобуток у регіоні. Більшість з них також знаходяться на завершальних стадіях розробки і характеризуються постійним зменшенням видобутку нафти та високим обводненням продукції. Проведенням нестационарного заводнення в поєднанні з хімічним впливом можна підвищити нафтовилучення цих родовищ.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було вирішено науково-практичну задачу оптимізації видобутку заземленої нафти шляхом нестационарного заводнення.

Загальні висновки за результатами роботи:

1. Встановлено, що освоєння залишкових запасів нафти є значним резервом енергоресурсів. Для їх видобутку рекомендується використовувати поєднання нестационарного заводнення з хімічним впливом.
2. Визначено, що на кожному об'єкті впровадження нестационарного заводнення необхідно проводити контроль та регулювання процесів. Для цього необхідно використовувати трасери для індикації шляхів і напрямків руху води від нагнітальних до видобувних свердловин.
3. Емпірично доведено, що ефект від нестационарного заводнення з коротким часом закачування та довгим часом зупинки є найкращим порівняно з іншими режимами заводнення. При цьому співвідношення часу роботи та зупинки нагнітальних свердловин повинно бути в інтервалі 0,5 – 1.

## 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. 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.
3. Бойко В.С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – К.: Міжнародна економічна фундація. Тт. 1 – 2, 2004–2006 рр. – 560 + 800 с.
4. Бойко В.С. Модернізація заводнення на основі створення потягоскерувальних бар'єрів у міжсвердловинній зоні пласта / В.С. Бойко, І.М. Купер // *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 2022, № 1(82), р. 105-114. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1\(82\)-105-114](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1(82)-105-114)
5. Витвицька У.Я. Ресурси нафтовидобутку України і ефективність їх використання / У.Я. Витвицька // *Економіка та організація виробництва*. – №2(3). – 2002. – С. 117 – 122.
6. Возний В. Р. Аналіз методів інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищах НГВУ «Бориславнафтогаз» і оцінка коефіцієнта нафтогазовилучення / В. Р. Возний, О.В. Дудра // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2013. – № 1(46). – С. 215-225.
7. Ганущак О.М. Визначення граничних меж можливості та доцільності подальшої експлуатації свердловин [Текст] / О.М. Ганущак, Т.А. Бабій // *Нафтова і газова промисловість*. – 2007. – №2. – С. 24 – 26.
8. Грищенко В.П. Наукові основи вдосконалення в системі розробки родовищ нафти і газу / В.П. Дорошенко та інш.: Монографія. – К.: ДП «Наукагафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2014. – 456 с.

9. Депутат Б.Ю. Дослідження впливу нафтових родовищ на оточуюче середовище на різних стадіях розробки / Б.Ю. Депутат // Науковий вісник НЛТУ України. – 2014. – Вип. 24.4. – С. 190 – 196.
10. Дорошенко В.М. Розвиток методів обмеження припливу пластових вод у свердловину в умовах пізньої стадії розробки родовищ / В.М. Дорошенко, С.В. Дорошенко // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №5. – С. 34 – 37.
11. Дорошенко В. М. Основні напрямки вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / В.М. Дорошенко, Ю. О. Зарубін, В. П. Гришаненко, В.Й. Прокопів, О.А. Швидкий // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №2. – С. 27-30.
12. Драган І.М. Підвищення нафтовилучення нафт перехідного стану на прикладі родовищ ДДЗ / І.М. Драган // Innovative views of young scientists '2016. – <http://www.sworld.education/conference/molodej-conference-sw/the-content-of-conferences/archives-of-individual-conferences/april-2016>.
13. Іванченко І.М. Резерви видобування нафти за рахунок низько дебітних свердловин у західному регіоні України / І.М. Іванченко // Науковий вісник ІФНТУНГ (Економіка та організація виробництва). – 2011. №4 (30). – С. 51 – 54.
14. Кондрат О.Р. Прикладні і теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу і нафти: Дисертація на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук зі спец. 05.15.06 «Розробка нафтових та газових родовищ» / О.Р. Кондрат. – Івано-Франківськ:ІФНТУНГ, 2014. – 366 с.
15. Кондрат Р.М. Технології видобування залишкової нафти з обводнених родовищ із застосуванням поверхнево-активних систем / Р.М. Кондрат, Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(45).
16. Кондрат Р.М. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу / Р.М. Кондрат, В.М. Дорошенко, О.Р. Кондрат // Нафтогазов енергетика. – 2007. – № 1(2). – С. 7 – 22.

17. Кочмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Кочмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.
18. Купер І. М. Підвищення нафтовилучення на родовищах України / І.М. Купер // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 3(60). – С. 19-25.
19. Ларрі, Лейк. Основи методів підвищення нафтовіддачі / Лейк Ларрі. – Університет Техас, 2005.
20. Маєвський Б.Й. Вплив тріщинуватості порід-колекторів на особливості нафтовилучення і заводнення нафтових покладів Долинського родовища // Б.Й. Маєвський, О.С. Паславський // Нафтогазова галузь України. – 2015. №5. – С. 21 – 25.
21. Михайлів Р.А. Аналіз та перспективи існуючих методів розробки родовищ з високов'язкими нафтами на основі гравітаційного дренажу [Електронний ресурс] / Р. А. Михайлів, І.М. Драган. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.sworld.com.ua/konferu7-317/32.pdf>.
22. Мороз Л.Б. Проблеми і перспективи методів підвищення нафтовилучення на родовищах Передкарпаття/ Л.Б. Мороз// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – №3(52). – С. 26 – 32.
23. Мороз Л.Б. Огляд впроваджень технологій з інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на родовищах світу / Л.Б. Мороз // Нафтогазова енергетика. – 2014. – № 1(21). – С. 22 – 31.
24. Нагорняк Р.І. Основні напрямки удосконалення системи заводнення продуктивних пластів як одного з перспективних шляхів їх розробки / Р.І. Нагорняк, Я. М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – № 4. – С. 96-102. [http://nbuv.gov.ua/UJRN/rrngr\\_2017\\_4\\_14](http://nbuv.gov.ua/UJRN/rrngr_2017_4_14)
25. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко, М.В. Гунда [та ін.]. – К.: ДП «Науканафтогаз», 2014. – 456 с.

26. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.
27. Оганов К.О. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів / К.О. Оганов, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 2005. – 352 с.
28. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик. – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.
29. Правила розробки нафтових і газових родовищ України. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2017. – 107 с.
30. Сабан В.З. Потенційні екологічні небезпеки у процесі експлуатації нафтових родовищ на кінцевій стадії розробки (на прикладі Північно-Долинського та Долинського родовищ) / В.З. Сабан, Я.М. Семчук // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2009. – № 2 (20). – С. 127 – 130.
31. Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій: СОУ 11.1-00135390. [Чинний від 2006-06-01]. – Івано-Франківськ, 2006. – 70 с.
32. Свердловини на нафту і газ. Вода для заводнення нафтових покладів і повернення в підземні горизонти. Технічні вимоги: СОУ 09.1-00135390-150:2017. – [Чинний від 2017-04-01]. – ПАТ «Укнафта», 2017. – 41 с.
33. Світницький В.М. Техніка та технологія підземного ремонту свердловин: [навч. посібник] / В.М. Світницький, Б.Б. Синюк, В.П. Троцький. – Х.: «Прапор», 2007. – 496 с.
34. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.Г. Вітрик; ХНУМГ ім. О.М.Бекетова; НТУ «ХПІ». – Полтава: ТОВ «Фірма «Техсервіс», 2020. – 243 с.

35. Федоришин Д.Д. Застосування індикаторних та геофізичних досліджень свердловин на родовищах, що розробляються з підтриманням пластового тиску / Д.Д. Федоришин, Р.І. Нагорняк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2013. № 3(48). – С. 77 – 83.
36. Ahmed, T., McKinney, P.D. Advanced Reservoir Engineering. Gulf Professional Publishing, 2005. 407p.
37. Chen, T.; Yang, Z.; Ding, Y.; Luo, Y.; Qi, D.; Lin, W.; Zhao, X. Waterflooding huff-n-puff in tight oil cores using online nuclear magnetic resonance. *Energies* 2018, 11, 1524.
38. Cyclic water injection: improved oil recovery at zero cost / Leonid Surguchev, Alexander Koundin, Oddbjørn Melberg, Trond A. Rolfsvåg, Wendell P. Menard // *Petroleum Geoscience*. Vol. 8. Pp. 89 – 95. <https://doi.org/10.1144/petgeo.8.1.89>
39. Fusheng Zhang, Jian Ouyang, SPE 144788-MS., 2011. A chemical agent enhancing recovery of the heavy oil reservoir. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 19-21 July 2011, Kuala Lumpur, Malaysia.
40. Guntis Moritis. California steam EOR produces less; other EOR continues//*Oil and Gas Journal*. – 2002. – April 15. – P. 43 – 47.
41. Guntis Moritis. New companies, infrastructure, projects // *Oil and Gas Journal*. – 2001. – May 14. – P. 68 – 73.
42. Jia, C.; Zheng, M.; Zhang, Y. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development. *Pet. Explor. Dev.* 2012, 39, 139–146.
43. Handy L. L., Datta P. Fluid distributions during immiscible displacements in porous media. – *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1966, September. – P. 261 – 266.
44. Parameter Optimization of Asynchronous Cyclic Waterflooding for Horizontal–Vertical Well Patterns in Tight Oil Reservoirs / Shaofei Kang, Chunsheng Pu, Yuchuan Wang, Wei Liu, Kai Wang, Feifei Huang, Qiao Fan, Xiang

Gao, Qiangqiang Yang // ACS Omega 2022, 7, 13, 11226–11239.  
<https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00097>.

45. Qin, G.; Dai, X.; Sui, L.; Geng, M.; Sun, L.; Zheng, Y.; Bai, Y. Study of massive water huff-n-puff technique in tight oil field and its field application. *J. Pet. Sci. Eng.* 2021, 196, 107514.

46. Zhao, J.; Fan, J.; He, Y.; Yang, Z.; Gao, W.; Gao, W. Optimization of horizontal well injection-production parameters for ultra-low permeable-tight oil production: a case from Changqing Oilfield, Ordos Basin, NW China. *Pet. Explor. Dev.* 2015, 42, 74–82.

47. Zhijie Wei, Yuyang Liu, Xiaodong Kang. Enhanced Oil Recovery by Cyclic Injection of Wettability Alteration Agent for Tight Reservoirs. *Geofluids*. Vol. 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/4533585>.

48. Wang, X.; Peng, X.; Zhang, S.; Du, Z.; Zeng, F. Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir. *Fuel* 2018, 224, 280–288.