



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**

Завідувач кафедри НГІТ

*С. Сабрич*

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Кривенко Артему Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Комплексна технологія інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах з тріщинно-поровими колекторами»

Керівник роботи Мирний Вадим Іванович, старший викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2024 року № \_\_\_\_\_

2. Строк подання студентом роботи \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності). 3. Проекти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ або інші технологічне схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.

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

Анотація

Вступ

1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Теоретична частина.

3. Експериментальна частина.

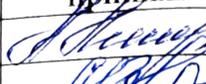
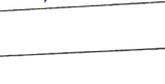
4. Впровадження результатів досліджень.

Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація із демонстрацією результатів наукової роботи

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Ст. викладач Лисенко Р.В.		
2	Ст. викладач Мирний В.І.		
3	К.м.н. доц. доц. Дмитренко В.І.		
4	Ст. викладач Мирний В.І.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Теоретична частина	21.10-03.11
3	Моделювання. Експериментальна частина.	04.11-17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-15.12
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12-29.12
6	Попередні захисти робіт	06.01-19.01
7	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент

  
(підпис)

Кривенко А.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Мирний В.І.

(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ:

АНОТАЦІЯ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ І ТЕХНОЛОГІЙ ВПЛИВУ НА ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ І ПЕРСПЕКТИВИ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДО ОБРОБОК ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	12
1.1. Причини зниження фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони пласта.....	13
1.2. Огляд сучасних методів підвищення нафтовіддачі пластів.....	15
1.3. Застосування поверхнево-активних речовин у нафтовидобуванні.....	18
1.4. Застосування віброхвильового впливу з метою підвищення нафтовіддачі пластів.....	19
1.5. Ударно-хвильовий гідравлічний вплив на пласт.....	21
1.6. Висновки до розділу 1.....	24
РОЗДІЛ 2. ОБЛАДНАННЯ І МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	26
2.1. Постановка задач та обґрунтування методики експериментальних досліджень.....	26
2.2. Методика підготовки зразків керна матеріалу до досліджень.....	27
2.3. Методика визначення відкритої пористості та абсолютної проникності по газу.....	31
2.4. Методика дослідження впливу ПАР на міжмолекулярні сили на межі поділу середовищ.....	33
2.5. Методика фільтраційних досліджень щодо визначення впливу комплексної дії на витіснення моделі пластового флюїду зі зразка породи.....	36
2.5.1. Оцінка впливу регулювання факторів на фільтраційні характеристики зразка керна при моделюванні обробки ПЗП видобувних свердловин.....	39

2.5.2. Оцінка впливу регулювання факторів на фільтраційні характеристики зразка керна при моделюванні обробки ПЗП нагнітальних свердловин.....	42
2.6. Висновки до розділу 2.....	44
<b>РОЗДІЛ 3. ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА КОМПЛЕКСНОГО ВПЛИВУ НА ПЗП ТЕХНОЛОГІЄЮ ГІДРОІМПУЛЬСНОГО ВПЛИВУ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕІОНОГЕННИХ ПОВЕРХНО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН.....</b>	<b>46</b>
3.1. Дослідження зміни пористості та абсолютної проникності колектора від зміни тиску обтискання зразка.....	46
3.2. Обґрунтування вибору та дослідження впливу ПАР на міжмолекулярну взаємодію на границі «дистильована вода-газ».....	49
3.3. Результати фільтраційних досліджень щодо визначення впливу комплексної дії на витіснення моделі пластового флюїду зі зразка породи.....	52
3.3.1. Результати фільтраційних експериментів при моделюванні комплексної дії на ПЗП видобувної свердловини.....	53
3.3.1.1. Аналіз результатів фільтраційних експериментів при моделюванні комплексної дії на ПЗП видобувної свердловини.....	60
3.3.2. Результати фільтраційних експериментів при моделюванні комплексної дії на ПЗП нагнітальної свердловини.....	63
3.3.2.1. Аналіз результатів фільтраційного експерименту при моделюванні комплексного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини.....	70
3.4. Висновки до розділу 3.....	72
<b>РОЗДІЛ 4. ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ДОСЛІДНО-ВИРОБНИЧА ОЦІНКА КОМПЛЕКСНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ОБРОБКИ ПЗП З ТРІЩИННО-ПОРОВИМИ КОЛЕКТОРАМИ.....</b>	<b>75</b>
4.1. Удосконалення технологічної схеми гідроімпульсного впливу на ПЗП.....	75
4.2. Дослідно-виробничі випробування гідроімпульсного впливу на ПЗП.....	78
4.3. Комплексна технологія інтенсифікації притоку на родовищах із тріщинно-поровими колекторами.....	80
4.4. Висновки до розділу 4.....	83

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	84
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	86

## АНОТАЦІЯ

Кривенко А.С. Комплексна технологія інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах з тріщинно-поровими колекторами. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено вирішенню актуальної проблеми – підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ, складених тріщинно-поровими колекторами, що знаходяться на пізніх стадіях розробки, шляхом покращення фільтраційних характеристик привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин.

В першому розділі проведено аналіз сучасних методів і технологій впливу на продуктивні пласти і перспективи комплексного підходу до обробок привибійної зони пласта (ПЗП).

У другому розділі виконано постановку задач та обґрунтування методики експериментальних досліджень.

У третьому розділі описано обґрунтування та експериментальна оцінка комплексного впливу на привибійну зону пласта технологією гідроімпульсного впливу з використанням неіоногенних поверхно-активних речовин.

У четвертому розділі проведено обґрунтування, удосконалення та дослідно-виробнича оцінка комплексної технології обробки привибійної зони пласта з тріщинно-поровими колекторами.

**Ключові слова:** родовище, привибійна зона пласта, тріщинно-поровий колектор, гідроімпульсні технології, неіоногенні поверхнево-активні речовини.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Перспективи розвитку нафтовидобувної промисловості України багато чому визначаються станом ресурсної бази її вуглеводневих запасів. Більшість родовищ, що експлуатуються, в даний час вже перейшли або переходять на завершальні етапи розробки, які відрізняються високим ступенем вмісту води в продукції, що видобувається, і вкрай низькими дебітами свердловин.

В умовах крайньої нестабільності світового нафтового ринку зростає необхідність пошуку та розробки нових енергоефективних методів та способів збільшення нафтовіддачі пластів, оскільки застосування традиційних технологій впливу на продуктивний пласт в умовах завершальних стадій розробки родовищ найчастіше балансує на межі рентабельності їх застосування.

Як показує практика, поєднання фізико-хімічних і фізичних методів на продуктивний пласт сприяє підвищенню ефективності експлуатації родовищ, при цьому за рахунок спільного використання впливів досягається сумарний, синергетичний ефект.

Сьогодні все більшої популярності набувають віброхвильові методи фізичного впливу на продуктивні пласти в цілому та привибійну зону пласта зокрема. Технологія ударно-хвильового гідравлічного впливу, також звана гідроімпульсною дією, становить значний інтерес до підвищення ефективності експлуатації родовищ на завершальних етапах розробки. Однак, нині недостатньо вивчені особливості, механізм дії та ефективність її застосування для конкретних об'єктів.

У зв'язку з цим актуальними є дослідження, спрямовані на вивчення впливу гідроімпульсної дії на фільтраційно-ємнісні характеристики ПЗП з метою розробки та обґрунтування нових енергоефективних комплексних технологій інтенсифікації видобутку в умовах тріщинно-порових колекторів.

**Метою роботи** є підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ, складених тріщинно-поровими колекторами, що знаходяться на пізніх стадіях розробки, шляхом покращення фільтраційних характеристик привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин.

Для вирішення поставленої мети були сформульовані такі **основні завдання**:

- проаналізувати причини та фактори, що впливають на зміну фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони пласта. Розглянути та аналізувати сучасні методи та технології впливу на ПЗП та пластову систему в цілому, що спрямовані на підвищення нафтовіддачі, та перспективи їх розвитку;
- визначити фільтраційно-ємнісні характеристики породи-колектора на зразках природного керна матеріалу;
- дослідити склади технологічних рідин для здійснення комплексного впливу з метою підвищення ефективності фільтрації водонафтової суміші у пласті;
- промоделювати фізично та провести стендові дослідження з вивчення комплексного впливу гідроімпульсної технології та розчинів неіоногенних ПАР на фільтраційні характеристики ПЗП у термобаричних умовах;
- удосконалити технологічну схему проведення комплексного гідроімпульсного впливу на ПЗП тріщинно-порових продуктивних колекторів;
- оцінити запропоновані технологічні рішення в умовах тріщинно-порових колекторів Яблунівського НГКР.

**Об'єкт дослідження** – процес комплексної гідроімпульсної дії та розчинів неіоногенних ПАР на ПЗП тріщинно-порових продуктивних колекторів.

**Предмет дослідження** – вплив гідроімпульсних технологій та розчинів неіоногенних ПАР на процес фільтрації нафти в тріщинно-порових колекторах.

**Наукова новизна** полягає в експериментальному встановленні залежностей зміни фільтраційних характеристик породи-колектора та флюїду

від кількості прикладених імпульсів впливу при моделюванні комплексної дії гідроімпульсною технологією та розчином неіоногенного ПАР на привибійну зону пласта тріщинно-порових колекторів.

**Методологія та методи досліджень.** Дослідження мають експериментально-теоретичний характер і включають лабораторні дослідження складів технологічних рідин, наукове обґрунтування та розробку комплексної технології впливу на привибійну зону пласта, фізичне моделювання та проведення відповідних чисельних експериментальних досліджень на високоточному, сучасному обладнанні з моделюванням пластових умов. Обробка отриманих даних проводилася за допомогою передових комп'ютерних технологій, визнаних закономірностей підземної гідродинаміки та встановлених факторів.

#### **Теоретичне та практичне значення:**

- виконано обґрунтування спільного застосування фізичного та фізико-хімічного впливу для підвищення продуктивності родовищ, складених тріщинно-поровими колекторами.
- розроблено та пройдено дослідно-виробничі випробування способу гідроімпульсної обробки привибійної зони пласта, що дозволяє покращувати її фільтраційні характеристики, збільшувати рухливість флюїду та керувати режимом роботи свердловини.

**Особистий внесок автора** полягає в наступному: аналіз науково-технічних джерел за напрямком роботи; обґрунтування мети та задач досліджень; планування та реалізація досліджень технологічних рідин для здійснення комплексного впливу з метою підвищення ефективності фільтрації водонафтової суміші у пласті; удосконалення технологічної схеми проведення комплексного гідроімпульсного впливу на ПЗП.

**Структура та обсяг роботи.** Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел із 90 найменувань на 10 стор. Загальний об'єм роботи 95 стор., у т. ч. 84 стор. основного тексту, 12 табл. і 26 рис.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Магістрант щиро вдячний своєму науковому керівнику старшому викладачу кафедри нафтогазової інженерії та технологій Вадиму Івановичу Мирному.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ І ТЕХНОЛОГІЙ ВПЛИВУ НА ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ І ПЕРСПЕКТИВИ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДО ОБРОБОК ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Починаючи з ранніх етапів розвитку нафтовидобувної галузі, промисловці зіткнулися з проблемами, пов'язаними з підвищенням нафтовіддачі пластів. Експлуатація родовищ на природних режимах призводила до швидкого виснаження, дозволяючи видобути всього 10-30 % від початкових геологічних запасів нафти.

Запропонована професорами В.С. Бойко, Р.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, І.Г. Зезекало та ін. технологія штучного заводнення пластів через свердловини з поверхні з метою підтримки пластового тиску (ППТ), частково вирішила цю проблему [6-14, 30-33, 34-35, 79 та ін.]. Сьогодні близько 90 % всієї нафти, що видобувається, викачується завдяки застосуванню на родовищах систем ППТ.

Незважаючи на відносну простоту та економічну ефективність системи ППТ, в останні десятиліття частіше виявляються і негативні аспекти застосування цього методу. При фільтрації водонафтової суміші через відмінності в ступені гідрофілізації і гідрофобізації порід колекторів у пласті може залишатися до 20-40 % запасів нафти. Така розсіяна нафтова фаза може бути у вигляді глобул, защемлених в мікронеоднорідностях змінних перерізів порових каналів, а також у вигляді плівок на поверхні твердої фази [6-14].

Постійне виснаження вже розвіданих запасів, колосальні витрати на розвідку і освоєння нових родовищ у важкодоступних регіонах і велика кількість залишкових запасів нафти у вже освоєних районах підштовхує на пошуки і розробку нових, прогресивних, що відповідають сучасним тенденціям і реаліям, технологіям інтенсифікації.

## **1.1. Причини зниження фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони пласта**

У більшості випадків ефективність та техніко-економічні показники розробки всього родовища залежать від стану привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин. У роботах [30-33] висловлюється думка, що своєчасне відновлення проникності ПЗП до природної проникності пласта у всьому інтервалі перфорації у багатьох випадках ефективніше, ніж застосування найсучасніших способів обробки привибійної зони (ОПЗ). Ефективність таких заходів виражається як збільшенням охоплення діючої потужності, а й істотним підвищенням продуктивності свердловин.

Встановлено, що проникність привибійної зони практично ніколи не є постійною, і інформація про її стан, без жодного сумніву, має колосальну цінність не тільки для регулювання процесу експлуатації родовища, але й для розробки та обґрунтування вибору нових вискоефективних методів та способів ОПЗ. У зв'язку з різноманіттям геолого-фізичних і технологічних умов розробки родовищ привибійна зона пласта на протязі всього періоду роботи свердловини схильна до різних фізико-хімічних, біологічних та інших змін, які певною мірою впливають на гідропровідність ПЗП. У зв'язку з цим проникність привибійної зони пласта практично ніколи не є постійною, а зміна її в часі йде, як правило, у бік зниження [30-33]. Через збіг певних чинників ПЗП свердловин забруднюється настільки, що відновлення проникності навколо свердловинної зони пласта можливе лише із використанням тривалих і трудомістких технологічних операцій. При цьому в більшості випадків відновлення проникності ПЗП до природної проникності пласта зовсім недосяжне [30].

До основних факторів, що знижують гідропровідність ПЗП видобувних свердловин під час їх експлуатації, слід віднести зниження фазової проникності нафти під впливом наступних причин:

- забруднення привибійної зони асфальтосмолопарафіновими відкладами (АСПВ) та мінеральними солями, як внаслідок зміни термобаричних пластових умов, так і внаслідок проведення різних технологічних операцій у свердловині;
- розгазування нафти при експлуатації свердловин із вибійним тиском нижче тиску насиченості та, як наслідок, підвищення її в'язкості і погіршення фільтраційних характеристик ПЗП;
- зміна гідрофільності або гідрофобності в результаті впливу на породу хімічними реагентами при проведенні різного роду геолого-технічних робіт;
- замулювання ПЗП механічними частинками та мінеральними сполуками через суффозійні процеси, що відбуваються в пласті;
- збільшення товщини граничних шарів на поверхні порового простору через зниження температури.

Причини забруднення ПЗП нагнітальних свердловин у період буріння, первинного розкриття пласта, проведення геолого-технічних та ремонтних робіт ідентичні як і для видобувних свердловин. Відмінними рисами характеризується період роботи нагнітальних свердловин, під час якого гідропровідність ПЗП може знижуватися через замулювання та забруднення навколо свердловинної зони продуктивного пласта наступними видами відкладень:

- механічними домішками та вуглецевими сполуками, що містяться в стічних водах, які закачуються в установки підготовки нафти (УПН);
- продуктами корозії.

В окремих випадках через інтенсивне забруднення привибійної зони пласта відбувається повна втрата проникності нагнітальних свердловин. Зниження фільтраційно-ємнісних характеристик ПЗП веде до погіршення умов регулювання розробки родовищ та зниження темпів та повноти вироблення покладів [30-33].

## 1.2. Огляд сучасних методів підвищення нафтовіддачі пластів

Як відомо, залишкова нафтонасиченість пластів характеризується різноманітним станом запасів: вона може бути як розсіяна в заводній частині пласта, так і знаходитися у вигляді зон підвищеної нафтонасиченості в слабопроникних шарах і пропластках заводнених товщ, або взагалі утримуватися в зонах, не охоплених дренаванням при існуючій системі розробки. У таких умовах цілком очевидно, що для ефективного впливу на пластову систему з метою підвищення нафтовіддачі, не існує єдиного універсального методу.

В даний час всі методи збільшення нафтовіддачі пластів умовно прийнято поділяти на традиційні (вторинні) та нетрадиційні (сучасні). Традиційні методи ґрунтуються на поповненні та підтримці природної пластової енергії шляхом стаціонарного заводнення нафтових пластів звичайною необробленою водою. Відповідно, всі методи впливу на продуктивний поклад, які передбачають його розробку на природних режимах і із застосуванням традиційних методів ППТ, прийнято класифікувати сучасними, які, за своєю чергою, можна розділити на вторинні гідродинамічні і третинні методи [37, 51, 52, 84, 86]. Вторинні гідродинамічні методи засновані на зміні напрямків фільтраційних потоків у пласті з метою підвищення дренавання запасів. Під третинними методами мається на увазі усунення або зниження негативного впливу сил, що утримують нафту в пласті. Нині сучасні методи умовно поділяються на сім груп (рис. 1.1) [13-19].

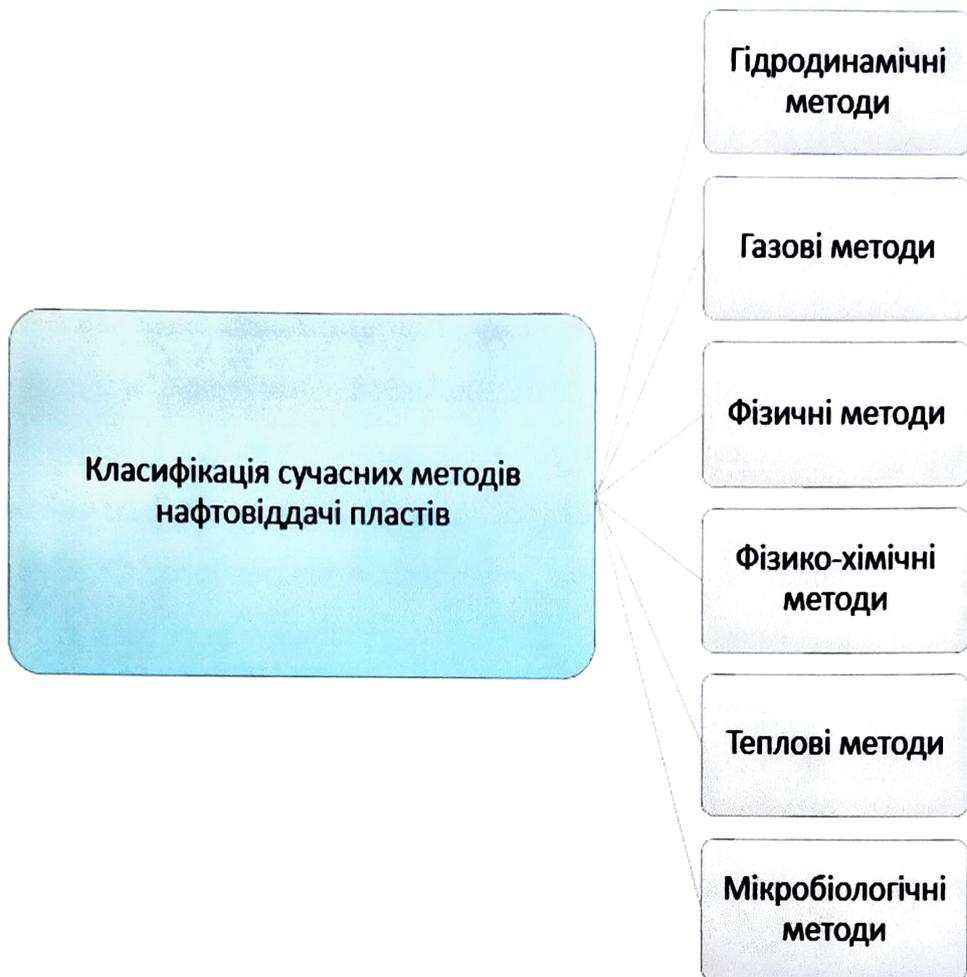


Рис.1.1. Класифікація сучасних методів нафтовіддачі пластів

Застосування газових методів обумовлено зниженням в'язкості нафти при закачуванні в пласти різних газів, а отже, підвищенням коефіцієнта охоплення і коефіцієнта нафтовіддачі. Однак їх масштабне впровадження стримується певними технічними труднощами, складністю проведення процесу та високою вартістю [14, 35, 56, 70, 80, 84].

Фізичні методи збільшення нафтовіддачі спрямовані на підвищення ступеня охоплення пласта дренаванням. Широко застосовуються методи гідравлічного розриву пласта (ГРП), горизонтального та розгалужено-горизонтального або багатовибійного буріння [34-37]. У групі технологій впливу фізичними полями особливий інтерес становлять віброхвильові методи ОПЗ, як менш витратні і які характеризуються найменшим впливом на пласт [16, 46, 67].

Теплові методи – найефективніший спосіб зниження в'язкості нафти. В основі лежить нагрівання породи-колектора і флюїду, шляхом закачування в нього теплоносія (вода, газ, пара, спінена пара) [7, 44, 45]. Однак є суттєві обмеження для застосування цих методів.

Перспективи застосування мікробіологічних методів засновані на простоті їх реалізації, мінімальній вартості та відносній екологічній безпеці. Так, наприклад, при закачуванні активного мулу збільшується охоплення пласта заводненням. Це відбувається внаслідок закупорювання високопроникних зон зростаючою масою мікроорганізмів [38, 57]. Однак є і ряд недоліків, пов'язаних в основному з мінералізацією пластових вод, що закачуються для ППТ, які обмежують його застосування.

З усіх третинних методів фізико-хімічні набули найбільшого поширення у вітчизняній та зарубіжній практиці. Суть фізико-хімічних методів полягає у зниженні негативного впливу капілярних сил та адгезійних ефектів. Їх метою є збільшення коефіцієнтів витіснення нафти та охоплення пласта заводненням, шляхом закачування в нагнітальні та видобувні свердловини різних хімічно активних речовин, таких як поверхнево-активні речовин (ПАР), полімери, кислоти, луки та ін. В даний час фізико-хімічні методи все більше застосовуються як системні або у складі комплексних технологій збільшення нафтовіддачі пластів [10, 11, 52, 57].

Слід зазначити, що особливо виділяється комплексний підхід, що передбачає одночасне застосування кількох методів збільшення нафтовіддачі пластів, у результаті чого досягається ефективність, яка перевищує сумарний результат обробки пластів кожним методом окремо [57]. Так, на думку ряду дослідників, особливу перспективу становить комплексування фізико-хімічних та фізичних методів, а зокрема симбіотичний вплив поверхнево-активними речовинами та віброхвильовими технологіями підвищення нафтовіддачі [9, 12, 57, 81, 85].

### 1.3. Застосування поверхнево-активних речовин у нафтовидобуванні

Застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) з метою підвищення нафтовіддачі пластів обумовлено їх здатністю змінювати міжмолекулярні сили на межі розділу водного та вуглеводневого середовища та властивості поверхневого шару колектора. Створені українськими вченими у 50-ті роки ХХ століття теоретичні основи застосування ПАР у технологічних процесах послужили поштовхом для дослідження впливу ПАР на здатність води відмивати розсіяну в пласті плівкову нафту. На сьогодні відомо і широко застосовується в нафтопромисловій практиці безліч різних поверхнево-активних речовин. З метою підвищення нафтовіддачі пластів найбільшого поширення набули неіоногенні ПАР, зокрема, реагенти низки ОП-7, ОП-10, АФ<sub>9-4</sub>, АФ<sub>9-6</sub>. Як показують чисельні дослідження, застосування НПАР для підвищення нафтовіддачі пластів краще, ніж іоногенні поверхнево-активні речовини (ІПАВ). Як переваги НПАВ перед ІПАВ виділяються такі фактори: підвищена поверхнева активність, краща сумісність з водами високої мінералізації. Також виділяється їх переважна миюча здатність і мінімальна адсорбція на глинистих включеннях [15, 38, 44, 46, 50, 52, 59].

Незважаючи на те, що сьогодні застосування ПАР позиціонується як один з найбільш перспективних методів підвищення нафтовіддачі пластів, тривалий час не було однозначної думки щодо ефективності їх застосування. У 80-ті роки минулого століття через неоднозначність результатів дослідно-промислового застосування та лабораторних досліджень спроможність наукової теорії про застосування ПАР у системі заводнення перебувала під сумнівом. Через майже півстоліття чисельні дослідження підтвердили спроможність застосування ПАР для підвищення нафтовіддачі пластів [44, 46, 52, 88].

Технологічна ефективність від додавання поверхнево-активних речовин у воду, що закачується в продуктивні пласти, з метою підвищення нафтовіддачі, досягається завдяки здатності ПАР послаблювати міжфазний натяг на межі поділу водного та вуглеводневого середовищ і зменшувати вплив сил адгезії. Це

виявляється у підвищеній здатності розсіяних у заводненій частині пласта нафтових глобул до деформування, відповідно їм легше фільтруватися крізь звуження порових каналів, а також сприяє зміні змочуваності поверхневого шару породи колектора і змиву адсорбційних плівок нафти з поверхневого шару. Додатково ПАР впливають і на реологічні властивості нафти. Однак, незважаючи на загалом позитивні результати застосування ПАР з метою підвищення нафтовіддачі пластів, використання їх у системах заводнення у вітчизняній практиці на сьогоднішній день дуже обмежене. Пов'язано це насамперед із хімічною нестабільністю в пластових умовах, високою адсорбцією на поверхні гірської породи та дорожчею реалізацією методів широкомасштабного заводнення. У той же час механізм дії поверхнево-активних речовин дозволив їм стати найкращою основою для реалізації комплексних технологій інтенсифікації видобутку [15, 38, 44, 46, 50, 52, 59].

Чисельні дослідження та промислові випробування останніх десятиліть виявили закономірності, що технологічна ефективність проведених обробок кратно зростає при комплексуванні фізико-хімічних та фізичних методів на продуктивний пласт. У зв'язку з цим, одним з перспективних векторів розвитку досліджень є вивчення аспектів спільного застосування поверхнево-активних речовин з фізичними методами впливу, зокрема, з методами віброхвильового впливу на ПЗП та пластову систему в цілому [3-10].

#### **1.4. Застосування віброхвильового впливу з метою підвищення нафтовіддачі пластів**

У роботі [76] автори зазначають: «Як свідчить історія, ще у XIX столітті деякі підприємливі власники нафтових свердловин у США викопували навколо гирла глибокі траншеї і закопували в них мішки з порохом. Після вибухів дебіти свердловин значно зростали. Поштовхом до систематичних досліджень впливу вібраційно-сейсмічних процесів на нафтогазові поклади стали спостереження за

землетрусами. Виявилось, що під час землетрусів змінюються пластові тиски та дебїти свердловин» [76].

Кореляція зв'язків між підвищеннями сейсмічної активності та змінами пластових тисків та дебітів свердловин на розташованих поблизу нафтових родовищах [72] дозволили на початку 70-х років ХХ століття сформулювати ідею застосування віброесейсмічного впливу на продуктивні пласти з метою підвищення нафтовіддачі. Сьогодні у вітчизняній та зарубіжній практиці розроблено та застосовується ціла низка методів та технологій віброхвильового впливу на продуктивні пласти нафтових родовищ, в основі яких лежать пружнохвильові коливання, узагальнена класифікація яких наводиться на рисунку 1.2 [12, 53, 58, 67, 72].

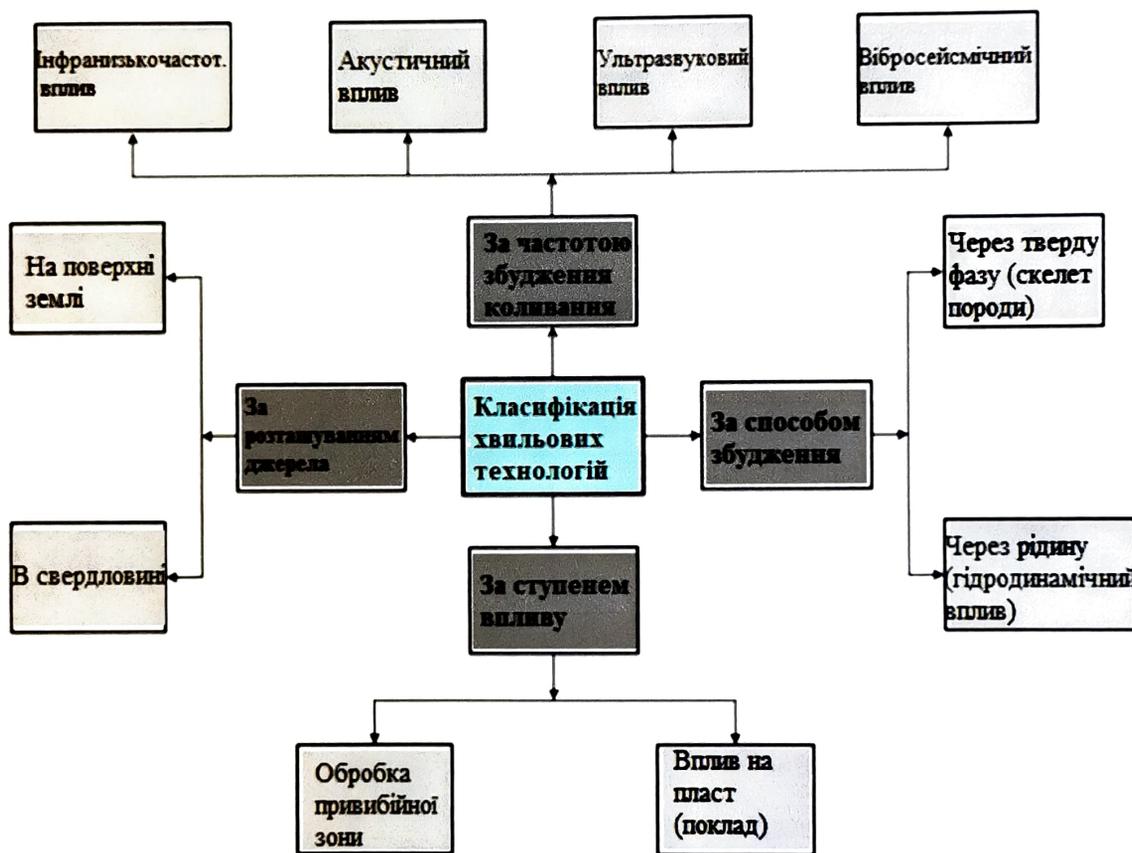


Рис. 1.2. Класифікація віброхвильових технологій впливу

Починаючи з середини 80-х років ХХ століття, у вітчизняній практиці починається промислове застосування технологій віброхвильової дії на нафтові пласти. Крім обробки ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин, також

розроблені та застосовуються технології об'ємного резонансного хвильового впливу для обробки цілих ділянок нафтогазових родовищ. Одночасно велися роботи із впровадження хвильових технологій у процеси буріння з метою підвищення якості приготування бурових і тампонажних розчинів та збільшення швидкості буріння свердловин [79].

Перспективність застосування технологій віброхвильової дії обумовлена тим, що за рахунок перистальтичного ефекту пружнохвильові коливання здатні генерувати в масиві порід пласта і флюїді ряд специфічних явищ [12, 53, 58, 67, 72, 89]:

- виробляти декольматацию поверхневого шару стінки свердловини та розкупорювання порових каналів продуктивного пласта;
- знижувати в'язкість нафти та змінювати фазову проникність колектора, впливаючи тим самим на гравітаційну сегрегацію залишкової нафти та залучаючи до розробки, обводнені раніше ділянки розсіяної нафтової фази;
- змінювати термохімічні та реофізичні властивості рідини, що видобувається та закачується;
- припиняти процес асфальтосмолопарафінізації привибійної зони.

Особливий інтерес серед технологій віброхвильової дії представляють технології низькочастотного впливу, оскільки коливання з частотою менше 1 Гц характеризуються малим загасанням і сприяють перерозподілу напруги в масиві порід, підвищуючи тим самим рухливість флюїду.

### **1.5. Ударно-хвильовий гідравлічний вплив на пласт**

Під час експлуатації нафтових родовищ на завершальних стадіях розробки до вибору методів і технологій підвищення нафтовіддачі висуваються особливі вимоги. Режими роботи свердловин у цей період характеризуються малими дебітами нафти і високим рівнем обводненості продукції, що видобувається. В цьому випадку на перше місце виходить економічна складова ефективності заходів, вкладених у підвищення нафтовіддачі. У більшості випадків доводиться

відмовлятися від ефективних методів інтенсифікації видобутку, що добре зарекомендували себе, оскільки технологічна ефективність заходів повністю перекривається витратами на їх реалізацію. У зв'язку з цим ударно-хвильовий гідравлічний вплив на ПЗП є найбільш кращим методом регулювання режиму роботи видобувних і нагнітальних свердловин на родовищах складених тріщинно-поровими колекторами, і які знаходяться на завершальних етапах розробки, оскільки для його реалізації не потрібно проводити ремонт свердловин (ПКРС), специфічне та дороге обладнання і спецтехніки [17-19].

Особливість даного методу впливу на ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин полягає у створенні серії коротких гідравлічних ударних імпульсів, в результаті яких ПЗП свердловини піддається знакозмінному репресійно-депресійному впливу, що сприяє декольматації поверхонь порових каналів і тріщин [19].

Реалізація ударно-хвильового гідравлічного впливу на пласт здійснюється за допомогою модернізованого гирлового обладнання та насосного агрегату з автоцистерною. На нагнітальній ліфтовій частині гирлової арматури встановлюється спеціальна засувка ЗМС 65-210, обладнана пневмоприводом відкрити-закрити з дистанційним керуванням. Насосний агрегат об'язується із засувкою з пневмоприводом та гирловою арматурою за допомогою з'єднувальних ліній. При відкритій засувці у ліфт НКТ з автоцистерни нагнітається рідина (пластова вода). Пластова вода має високу густину, практично стислива. При наповненому ліфті НКТ, засувка закривається за допомогою дистанційного управління. Насосний агрегат створює тиск, що перевищує дозволений робочий, але не більше півторакратного дозволеного робочого тиску гирлової арматури. З відкриттям ЗМС роз'єднаний раніше простір нагнітальної лінії та ліфта НКТ миттєво поєднуються, відбувається гідравлічний удар. Ударна хвиля, близька до швидкості звуку, переміщається до привибійної зони пласта, створюючи при цьому репресійно-депресійну дію на ПЗП. За допомогою дистанційного керування ЗМС регулюється циклічність гідравлічних ударів.

Автором роботи [19] наводяться такі способи передачі гідравлічних ударних хвиль на вибій свердловини:

- здійснення гідроудару у верхній частині колони, передача його по стовпу рідини та відхилення у зоні перфорації [75, 82];
- чергування періодичних імпульсів тиску з промиванням свердловини [76];
- формування стоячої ударної хвилі чергуванням тиску та розрядження на гирлі свердловини [77];
- формування перепадів тиску між привибійною зоною пласта та гирлом свердловини з поступовим та рівномірним очищенням ПЗП по довжині інтервалу перфорації [78];
- посилення ударної хвилі застосуванням гідроакумуляторів для накопичення енергії [79-81].

У порівнянні з іншими методами впливу на ПЗП, технологія ударно-хвильового гідравлічного впливу вигідно відрізняється малими матеріальними витратами та часом її проведення. Не потрібно здійснювати спуско-підйомні операції для підготовки свердловини до обробки привибійної зони. Необхідний тільки насосний агрегат із цистерною та спеціальна засувка. Тривалість операції з обробки ПЗП триває від 4 до 8 год. Незважаючи на масу переваг, є й певні недоліки технології: під час створення гідравлічних ударів частина рідини, що знаходиться в ліфті НКТ та грає роль хвилеводу, поглинається пластом, знижуючи при цьому ефективність формування наступних гідравлічних імпульсів. Доводиться періодично зупиняти операцію для заповнення ліфта НКТ рідиною.

Розглянута вище технологія ударно-хвильового гідравлічного впливу, також відома як гідроімпульсний вплив, становить значний інтерес підвищення ефективності експлуатації родовищ, що знаходяться на завершальних етапах розробки. Однак, для обґрунтування ефективності її застосування в умовах родовищ, складених тріщинно-поровими колекторами, необхідно провести низку досліджень.

## 1.6. Висновки до розділу 1

1. Сучасний стан та напрями розвитку нафтовидобутку в Україні, з урахуванням особливостей експлуатації родовищ, що знаходяться на завершальних етапах розробки, підтвердили актуальність досліджень, присвячених обґрунтуванню комплексної технології інтенсифікації видобутку на родовищах із тріщинно-поровими колекторами.

2. Проаналізовано причини та фактори зниження фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони пласта. Встановлено, що при збігу певних факторів можлива повна втрата проникності привибійної зони свердловин, що веде до погіршення умов регулювання розробки родовищ та зниження темпів і повноти вироблення покладів.

3. Розглянуто основні сучасні методи збільшення нафтовіддачі. Встановлено, що при всьому різноманітті способів впливу, не може існувати єдиного універсального методу підвищення нафтовіддачі. Чисельні дослідження та промислові випробування останніх двох-трьох десятиліть виявили закономірності, що технологічна ефективність проведених обробок кратно зростає при комплексуванні фізико-хімічних та фізичних методів на продуктивний пласт. У зв'язку з цим, багатообіцяючим напрямом розвитку досліджень є вивчення аспектів спільного застосування поверхнево-активних речовин з фізичними методами впливу, а зокрема з методами віброхвильового впливу на ПЗП та пластову систему вцілому.

4. Зазначається, що до експлуатації нафтових родовищ на завершальних стадіях розробки та підбору методів і технологій підвищення нафтовіддачі висуваються особливі вимоги. Режим роботи видобувних свердловин у цей період характеризуються малими дебітами нафти і високим рівнем обводненості продукції, що видобувається. У таких умовах на провідні позиції виходить економічна складова ефективності заходів. Встановлено, що розглянута технологія ударно-хвильового гідравлічного впливу, також звана гідроімпульсним методом, становить значний інтерес для підвищення

ефективності експлуатації родовищ, що знаходяться на завершальних етапах розробки, та характеризується відносною простотою реалізації і мінімальними капіталовкладеннями, необхідними для проведення даного методу.

Тому **метою роботи** є підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ, складених тріщинно-поровими колекторами, що знаходяться на пізніх стадіях розробки, шляхом покращення фільтраційних характеристик привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин.

Для вирішення поставленої мети були сформульовані такі **основні завдання**:

- проаналізувати причини та фактори, що впливають на зміну фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони пласта. Розглянути та аналізувати сучасні методи та технології впливу на ПЗП та пластову систему в цілому, що спрямовані на підвищення нафтовіддачі, та перспективи їх розвитку;
- визначити фільтраційно-ємнісні характеристики породи-колектора на зразках природного керна матеріалу;
- дослідити склади технологічних рідин для здійснення комплексного впливу з метою підвищення ефективності фільтрації водонафтової суміші у пласті;
- промоделювати фізично та провести стендові дослідження з вивчення комплексного впливу гідроімпульсної технології та розчинів неіоногенних ПАР на фільтраційні характеристики ПЗП у термобаричних умовах;
- удосконалити технологічну схему проведення комплексного гідроімпульсного впливу на ПЗП тріщинно-порових продуктивних колекторів;
- оцінити запропоновані технологічні рішення в умовах тріщинно-порових колекторів Яблунівського НГКР.

## РОЗДІЛ 2. ОБЛАДНАННЯ І МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

### 2.1. Постановка задач та обґрунтування методики експериментальних досліджень

З проведеного аналізу теоретичного і практичного матеріалу встановлено, що у сьогоденнішніх реаліях ефективна розробка родовищ вуглеводневої сировини без застосування методів збільшення нафтовіддачі практично неможлива. В даний час відомо і широко застосовується в промисловості безліч різних технологій впливу на ПЗП та пласт вцілому. Однак часто окремі технології не приносять такого ефекту, який дає їх спільне застосування.

Метою досліджень є підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ, складених тріщинно-поровими колекторами, які знаходяться на завершальних етапах розробки, шляхом спрямованого поліпшення фільтраційних характеристик привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин, за допомогою комплексного фізичного (гідроімпульсного) та фізико-хімічного (обробка розчином ПАР) впливу на привибійну зону продуктивного пласта.

З метою обґрунтованого застосування комплексної технології фізичного та фізико-хімічного впливу були визначені основні завдання експериментальних досліджень:

1. Визначення фільтраційно-ємнісних характеристик породи-колектора продуктивного пласта, на зразках природного керна матеріалу.
2. Дослідження складів технологічних рідин для здійснення комплексного впливу з метою підвищення ефективності фільтрації водонафтової суміші у пласті.

3. Фізичне моделювання та проведення стендових досліджень з вивчення комплексного впливу гідроімпульсної технології та розчинами ПАР на фільтраційні характеристики ПЗП у термобаричних умовах.

4. Розробка технологічної схеми проведення комплексного гідроімпульсного впливу на ПЗП у тріщинно-порових продуктивних колекторів.

## **2.2. Методика підготовки зразків керна до досліджень**

Лабораторні експериментальні дослідження проводились на зразках природного керна матеріалу, згідно з: ГОСТ 26450.1-85 «Породи гірські. Метод визначення коефіцієнта відкритої пористості насиченням» [20]; СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки [59]; СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки [65]; ОСТ 39-195-86 «Нафта. Метод визначення коефіцієнта витіснення нафти водою у лабораторних умовах» [60]; СОУ 11.1-00135390-023:2006 Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій [63]; СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки [64].

### ***Висвердлювання та шліфування зразків.***

Висвердлювання та подальше шліфування торців зразків керна, що застосовуються для подальшого проведення експериментальних досліджень, з матеріалу повнорозмірного керна, зумовлено необхідністю дотримання ряду умов за геометричними розмірами зразка, встановленими вимогами нормативної документації та параметрами керноутримувача фільтраційної установки. Висвердлювання зразків проводилося ручним свердлильним станком MDP-405 (рис. 2.1) з повнорозмірного керна, паралельно до напластування, коронкою з внутрішнім діаметром 30 мм.

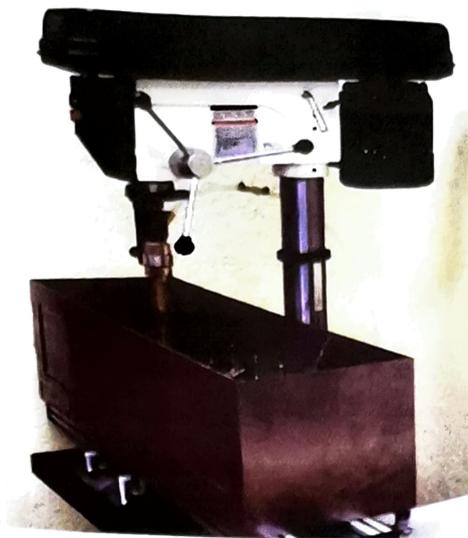


Рис. 2.1. Свердлильний станок MDP-405 (Coretest Systems Corporation, США)

Після висвердлювання вироблялася обробка торцевих частин зразка до правильних циліндричних розмірів. Торцева поверхня повинна бути відшліфована строго перпендикулярно до осі циліндра до отримання рівної площини круглого перерізу. Наявність на торцевій поверхні сколів або вибоїн не допускається. Обробка торцевих поверхонь проводилася на верстаті DTS-430 (рис 2.2).

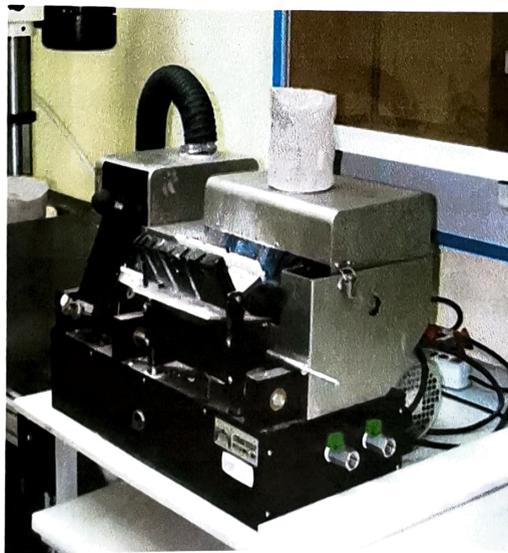


Рис. 2.2. Розпилювальний верстат DTS-430 (Coretest Systems Corporation, США)

Вимірювання геометричних розмірів підготовлених зразків (довжини та діаметру) проводилося штангенциркулем ШЦЦ-1-125 (точність вимірювань до 0,01 см). Вимірювання маси зразків керна під час проведення експериментів і реагентів, необхідних для підготовки моделей флюїду, здійснювалося лабораторними вагами АВ-204-S/FACT (рис 2.3). Дані ваги дозволяють зважувати з точністю до 0,01 г.



Рис. 2.3. Лабораторні ваги АВ-204-S/FACT (Mettler Toledo, Швейцарія)

### ***Екстрагування підготовлених зразків керна.***

Для очищення від залишків пластового флюїду та різних забруднень підготовлених зразків керна перед проведенням експериментальних досліджень необхідно провести їхнє екстрагування. Процес екстрагування проводився на апараті проточної очистки зразків керна FTCC-100 (рис. 2.4) шляхом фільтрації через зразок спиртобензольної суміші (співвідношення 30:70) з витратою 0,5 мл/хв. Для покращення якості очищення на кернотримачі установки FTCC-100 передбачена термосорочка з нагрівальним елементом, що дозволяє проводити його нагрівання до 100 °С. Після завершення процесу екстрагування зразки керна піддавалися сушінню в термошафі при температурі 80 °С періодичним зважуванням до моменту настання незмінності маси зразка.

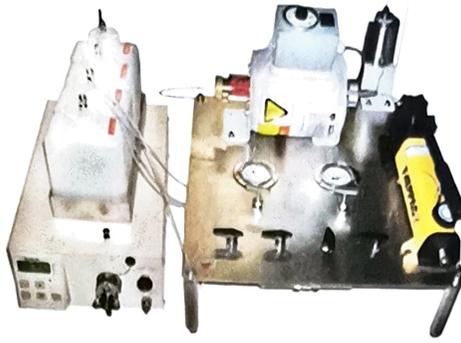


Рис. 2.4. Апарат проточної очистки FTCC-100 (Vinci Technologies, Франція)

***Насичення зразків керна моделлю пластової флюїду.***

Для насичення підготовлених зразків керна моделлю пластової води застосовувалася установка сатуратора MS-535 (рис. 2.5). В процесі насичення зразків операції виконувались у чіткій послідовності. Підготовлені зразки кернавого матеріалу завантажувалися до спеціальної герметичної камери установки. Після завантаження зразків та загвинчування кришки камери починалося її повільне заповнення моделлю пластової води з одночасним безперервним вакуумуванням. По заповненню камери необхідною кількістю флюїду при створеному негативному тиску зразки в камері піддавалися статичній витримці протягом 12 годин та витягалися з камери. Для тимчасового зберігання насичених зразків використовувався герметичний контейнер з рідиною, що насичує.



Рис. 2.5. Сатуратор MS-535 (Coretest Systems Corporation, США)

### *Визначення густини рідин, що застосовуються у дослідженнях.*

Вимірювання густини використаних в експериментах рідин проводилося на густиномірі DE-40 (рис. 2.6), що дозволяє визначати густину рідин, розчинів і газів в діапазоні від 0 до 3 г/см<sup>3</sup>, з дискретністю вимірювань 0,00005 г/см<sup>3</sup>, за коливанням вимірювальної трубки. Для проведення вимірювань необхідно лише 1-2 мл досліджуваної рідини. Завдяки вбудованому терморегулятору можна проводити вимірювання густини при температурі від 4 до 90 °С.



Рис. 2.6. Густиномір DE-40 (Mettler Toledo, Швейцарія)

### **2.3. Методика визначення відкритої пористості та абсолютної проникності по газу**

З визначення відкритої пористості та абсолютної проникності по газу починається цикл фільтраційних досліджень. Базові параметри, що отримуються при цьому, є підставою для відбору зразків, призначених для виконання подальших досліджень [59].

Дослідження проводилися відповідно до СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки [59].

Для визначення відкритої пористості та абсолютної проникності газу підготовлених зразків кернавого матеріалу в лабораторних експериментах

застосовувався аналізатор газопроникності та пористості (рис. 2.7), призначений для вимірювань коефіцієнта газопроникності та відкритої пористості гірських порід.

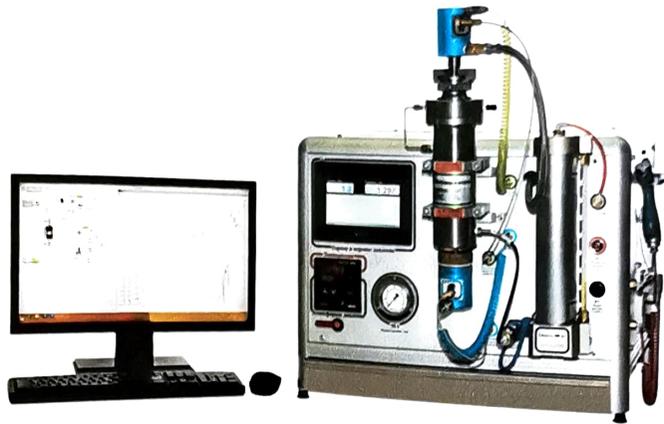


Рис. 2.7. Аналізатор газопроникності та пористості

Аналізатор являє собою настільний вимірювальний прилад із системою подачі газу та електронними блоками для контролю процесу вимірювання та обробки даних.

Принцип дії аналізаторів заснований на законі Бойля-Маріотта, де базова характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей породи визначається витратою газу, що пройшов через досліджуваний зразок при постійному тиску.

Технологічною особливістю визначення пористості є те, що нагнітання газу через досліджуваний зразок відбувається з обох його боків, що забезпечує врівноваження порового тиску за зразком. У роботі пристрою використовується метод падіння тиску для визначення проникності з поправкою Клінкенберга, фактора прослизання (slipfactor) та інерційних коефіцієнтів потоку. Використання тиску газу до 200 psi (1,4 МПа) дозволяє проводити дослідження зразків із дуже низькою проникністю [59].

Аналізатор оснащений програмним забезпеченням, що дозволяє проводити контроль процесу вимірювань, здійснювати збір експериментальних даних, обробляти та зберігати отримані результати.

Основні метрологічні та технічні характеристики аналізатора газопроникності та пористості представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Основні метрологічні та технічні характеристики аналізатора газопроникності та пористості

Найменування характеристик	Значення характеристик
Діаметр досліджуваних зразків керна, мм	30
Довжина досліджуваних зразків, мм	до 100
Тиск обтиску зразка, МПа	до 70
Поровий тиск, МПа	до 1,7
Діапазон показників коефіцієнта газопроникності, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> (міліДарсі)	0,01 - 10000
Діапазон показань відкритої пористості, %	0,01 - 40
Гази, які використовувались	гелій, азот, повітря
Умови експлуатації:	
- температура навколишнього повітря, °С	від 10 до 30
- відносна вологість, %, не більше	80

Перед початком проведення випробування необхідно провести калібрування аналізатора еталонними зразками. Після калібрування досліджуваний зразок поміщається в керноутримувач установки, в програмне забезпечення заносяться необхідні дані і в автоматизованому режимі починаються вимірювання відкритої пористості та абсолютної проникності газу випробуваного зразка. Для підвищення якості досліджень та зменшення впливу похибки вимірювань при встановленому тиску обтиску проводиться шість послідовних вимірювань пористості та абсолютної проникності зразка. З отриманих значень відсікаються максимальне і мінімальне, а іншими, що залишились, розраховується необхідне значення. Отримані дані вимірювань аналізуються, достовірність результатів досягається методом математичних обчислень з чотирьох обраних близьких за значенням вимірювань.

#### 2.4. Методика дослідження впливу ПАР на міжмолекулярні сили на межі поділу середовищ

З практичної точки зору, в першу чергу необхідно, щоб розчин ПАР впливав на процеси змочування порід-колекторів і володів нафтовідмивними здібностями. Для виконання цих умов необхідно, щоб розчини ПАР могли брати

участь у диспергації гетерогенних систем, у процесах утворення або руйнування гідрофобізуючих плівок, а також мали стабілізуючу або навпаки дестабілізуючу властивість [46].

Міжфазний натяг на межі «дистильована вода – гас» вимірювався за допомогою автоматизованого приладу для визначення крайового кута змочування та поверхневого/міжфазного натягу EASYDROP [83] (рис. 2.8).

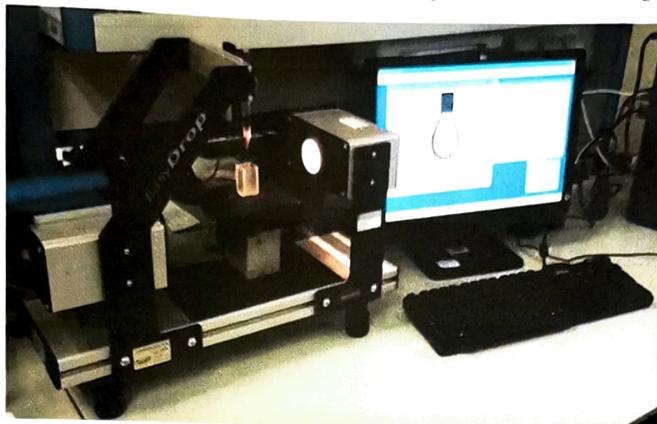


Рис. 2.8 Аналізатор EASYDROP (KRUSS GmbH, Німеччина)

Система аналізу форми краплі призначена для вивчення молекулярно-поверхневих явищ при взаємодії рідин та твердих тіл. За допомогою комп'ютерної програми DSA-209 здійснюється керування установкою. Визначення крайових кутів змочування можливе в динаміці, завдяки високоточній відеокамері, навіть якщо час життя краплі на поверхні, що вивчається від 0,1 с.

#### ***Підготовка та проведення експерименту.***

Дистильована вода наливається в стандартну мірну пробірку загальним об'ємом 25 мл, і до нього додається ПАР, причому масова концентрація ПАР у кінцевому розчині дорівнює 0,1; 0,5; 1; 2 та 5%. Отриманий зразок досліджуваної рідини перемішується шляхом повороту пробірки на 180 градусів 10 разів таким чином, щоб повітряна подушка встигала повністю переміститися з верхньої частини пробірки в нижню і навпаки.

Підготовлена описаним методом рідина набирається в шприц, який закріплюється в установці EASYDROP так, щоб кінчик голки було видно на моніторі комп'ютера. Потім голка міститься в кювету з гасом марки ТС-1 і

проводиться рівномірне витіснення досліджуваної рідини зі шприца в кювету з утворенням крапель, що падають (бо густина водних розчинів ПАР більше густини гасу). Весь процес витіснення записується як відеофайл, який потім аналізується за допомогою комп'ютерної програми DSA-209.

В результаті аналізу для кожного зразка рідини розраховується шість значень міжфазного натягу, з яких видаляється максимальне та мінімальне. З чотирьох значень, що залишилися, розраховується середнє арифметичне, за яким будується графік залежності міжфазного натягу на межі «вода-гас» залежно від масової концентрації ПАР у дистильованій воді [43].

Оптимальний процентний склад розчину ПАР визначається за ГОСТ 29232-91 «Аніонні та неіонногенні поверхнево-активні речовини. Визначення критичної концентрації міцелютворення» [21]. Суть методики полягає у побудові залежності міжфазного натягу від натурального логарифму масової концентрації ПАР у дистильованій воді. За перегином залежності на графіці визначається критична концентрація міцелютворення (ККМ) – характерна для ПАР концентрація, при перевищенні якої з'являються та розвиваються міцели. Відсутність на графіку перегину означає, що концентрація ПАР у розчині недостатня для міцелютворення [21] (рис. 2.9).

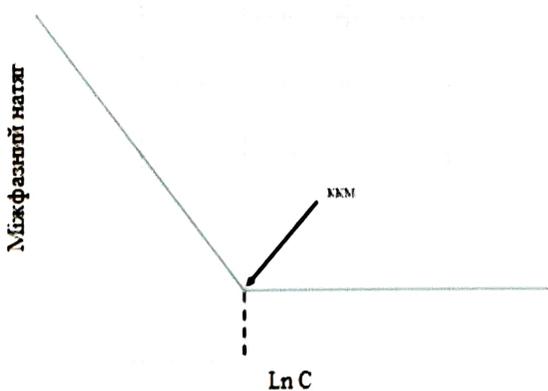


Рис. 2.9. Визначення критичної концентрації міцелютворення

Під міцелю розуміють асоціат дифільних молекул, ліофільні групи яких звернені до розчинника, аліофобні групи збираються разом у ядро міцели.

Орієнтування дифільних молекул ПАР у міцелі забезпечує мінімальний міжфазний натяг на межі міцела – середовище і, тим самим, термодинамічна стійкість міцелярного розчину [59].

При подальшому підвищенні концентрації ПАР у розчині міжфазний натяг залишається практично постійним, оскільки вище ККМ у розчині мимовільно протікають процеси утворення міцел і істинний розчин переходить в ультрамікрогетерогенну систему [44].

## **2.5. Методика фільтраційних досліджень щодо визначення впливу комплексної дії на витіснення моделі пластового флюїду зі зразка породи**

Експерименти проводились за ГОСТ 26450.1-85. Породи гірські. Метод визначення коефіцієнта відкритої пористості насиченням [20], СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки [65] та СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки [59] на установці RPS-812, призначеної для вимірювання відносної фазової проникності колектора та проведення експериментів на природних зразках керна у термобаричних умовах, максимально наближених до пластових (рис. 2.10).



Рис. 2.10. Установка RPS-812 (Coretest Systems Corporation, США)

Установка для вимірювання відносної фазової проникності колектора RPS-812 (фільтраційна установка) призначена для моделювання та дослідження різних фільтраційних завдань в умовах одно- та двофазного потоку рідини при стаціонарному та нестаціонарному режимі фільтрації флюїду.

Установка оснащена програмним забезпеченням та контролером для управління фільтраційними процесами, що дозволяє вести контроль, змінювати параметри та здійснювати запис необхідних даних під час проведення фільтраційного експерименту.

Основним робочим елементом установки RPS-812 є керноутримувач типу «Хаслер», що дозволяє створювати тиск обтиску до 68 МПа та працювати зі зразками керна діаметром 30 мм та довжиною від 25 до 100 мм. На торцях керноутримача встановлені спеціальні кришки, що вгвинчуються, забезпечені трьома лініями подачі флюїду. Одночасно з цим, установка комплектується кількома ємностями-накопичувачами з роздільником у вигляді поршня, що дозволяють проводити експерименти з одночасним застосуванням різних флюїдів. Витіснення флюїду з ємностей-накопичувачів проводиться робочою рідиною, що подається двопоршневим насосом QX-6000. Керноутримувач типу «Хаслер» та ємності-накопичувачі змонтовані в термошафі, що дозволяє створювати та підтримувати температуру під час експерименту до 150 °C з похибкою 0,5 °C (рис. 2.11). Контроль тиску здійснюється датчиками Texas Instruments у кількох точках фільтраційної установки з точністю вимірювання 0,001 МПа.

Усі частини фільтраційної установки RPS-812 виготовляються з інертних матеріалів: Hastelloy™, C-276, Viton та Teflon™, що дозволяють проводити фільтраційні експерименти з використанням різних типів робочих рідин за термобаричних умов, максимально наближених до пластових.

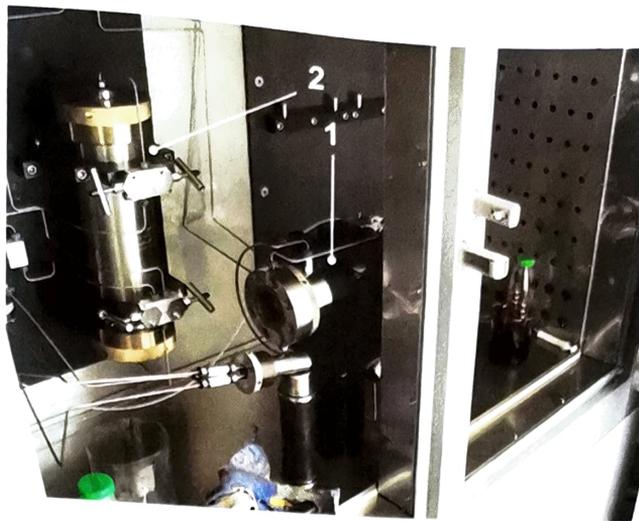


Рис. 2.11. Пристрій фільтраційної установки RPS-812 (Coretest Systems Corporation, США): 1 – керноутримувач типу «Хаслер», 2 – ємність-накопичувач

Технологія гідроімпульсного впливу на ПЗП свердловини передбачає створення в навкодосвердловинній зоні продуктивного пласта практично миттєвого, репресійно-депресійного впливу, який багаторазово чергується, на породи-колектори і флюїди. Дані впливу формуються та передаються від гирла до ПЗП свердловини у вигляді робочої рідини у ліфті НКТ, спущених в свердловину. Керованими технологічними чинниками під час проведення обробок є:

- кількість імпульсів впливу;
- склад робочої рідини, що впливає на ПЗП.

Виходячи з вищесказаного, цілями та завданнями проведення фільтраційних досліджень є встановлення впливу зміни керованих технологічних факторів на фільтраційні властивості підготовлених зразків керну.

Дослідження проводили на зразках породи природного кернового матеріалу тріщинно-порового колектора. Як витісняючі флюїди застосовувалися газ марки ТС-1 і модель пластової води. Експерименти проводилися в режимі постійної витрати рідини з фіксацією перепадів тиску закачування, що

змінюються, при моделюванні пластових термобаричних умов на установці RPS-812 (рис. 2.10).

На основі технічних можливостей фільтраційної установки розроблено цілу низку експериментів, що дозволяють змодельовати запропоновану технологію впливу на ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин.

### **2.5.1. Оцінка впливу регулювання факторів на фільтраційні характеристики зразка керна при моделюванні обробки ПЗП видобувних свердловин**

*1) Фільтраційний експеримент № 1.* Дослідження впливу зміни кількості прикладених імпульсів впливу на фільтраційні характеристики зразка керна при застосуванні моделі пластової води в якості робочої рідини імпульсної дії.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей зразка керна від кількості прикладених до зразка дії імпульсів.

При підготовці зразка керна до фільтраційних досліджень попередньо насичений моделлю пластової води на сатураторі зразок встановлювався в керноутримувачі установки RPS-812, де проводилося його донасичення шляхом прокачування через нього моделі пластової води при постійній витраті не менше п'яти порових об'ємів. Далі створювалася залишкова водонасиченість шляхом фільтрації через зразок керна моделі пластової нафти при постійній витраті до припинення витіснення води та стабілізації перепаду тиску закачування, але не менше десяти об'ємів пор.

Флюїдонасичений зразок витримувався в статичі протягом доби. Далі в термобаричних умовах вироблялося витіснення моделі пластової нафти зі зразка моделлю пластової води при постійній витраті до повного обводнення флюїду, що витісняється, і стабілізації перепаду тиску закачування, в об'ємі не менше десяти об'ємів пор. Напрямок фільтрації при цьому «прямий», тобто відповідає припливу флюїду з пласта в свердловину.

Вироблялося визначення градієнта тиску фільтрації флюїду, що витісняє, і коефіцієнт витіснення. Після створення залишкової нафтонасиченості моделювався гідроімпульсний вплив на ПЗП свердловини. Імпульс впливу створювався у «зворотному» фільтрації напрямку, тобто відповідав впливу на ПЗП зі свердловини.

Формування імпульсів здійснювалося тиском, попередньо створеним насосом фільтраційної установки шляхом короткочасного відкриття електромагнітного клапана, встановленого на лінії подачі флюїду в кернотримач. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася модель пластової води. У промислових умовах амплітуда впливу вибирається з умов перевищення над пластовим тиском, але не більше ніж півторакратного робочого тиску гирлового обладнання. У разі експериментальних досліджень тиск формування імпульсу впливу приймався 1 МПа. Імпульси створювалися серіями до досягнення загальної кількості прикладених імпульсів впливу в 5, 10, 15, 30 і 50 шт.

Після завершення кожної серії моделювання гідроімпульсного впливу відновлювалася фільтрація витісняючого флюїду в «прямому» напрямку і при стабілізації тиску фільтрації визначалися градієнт тиску закачування, що встановився, і зміна коефіцієнта витіснення моделі нафти. Після експериментів зразок керна екстрагувався і готувався до наступного етапу фільтраційних досліджень.

**2) Фільтраційний експеримент № 2.** Дослідження впливу зміни кількості прикладених імпульсів впливу на фільтраційні характеристики зразка керна при застосуванні в якості робочої рідини імпульсної дії розчину моделі пластової води та НПАВ.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей зразка керна від кількості прикладених імпульсів з урахуванням зміни властивостей рідини впливу.

Підготовка та проведення фільтраційного експерименту здійснювалося за аналогією з раніше описаною методикою фільтраційного експерименту №1.

Відмінність полягала у застосуванні як робочої рідини гідроімпульсного впливу розчину моделі пластової води з НПАВ. У ході експерименту так само визначалися градієнт тиску закачування, що встановився, і зміна коефіцієнта витіснення моделі нафти. Після експериментів зразок керна екстрагувався і готувався до наступного етапу фільтраційних досліджень.

**3) Фільтраційний експеримент № 3.** Дослідження впливу зміни кількості прикладених імпульсів впливу на фільтраційні характеристики зразка керна при попередній обробці зразка розчином НПАВ.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей зразка керна від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу з урахуванням попередньої обробки зразка розчином НПАВ з різними інтервалами часу реагування розчину у флюїдонасиченому зразку керна.

Підготовка зразка до випробувань, аж до створення залишкової нафтонасиченості проводилася за методикою, описаною раніше для фільтраційного експерименту №1. Після цього через насичений флюїдом зразок керна методом «зворотної» фільтрації прокачувався один поровий об'єм розчину моделі пластової води з НПАВ. Зразок витримувався в статичному стані протягом певного інтервалу часу, після завершення якого починався вплив серіями імпульсів до досягнення загальної кількості прикладених імпульсів впливу 5, 10, 15, 30 і 50 шт.

Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася модель пластової води. Дослідження проводилися в кілька циклів, протягом яких час статичної витримки обробленого розчином НПАВ зразка становив 1, 2, 4, 8 год. В кожному циклі змінювався лише час статичної витримки обробленого розчином НПАВ зразка керна.

Після завершення кожної серії моделювання гідроімпульсного впливу відновлювалася фільтрація витісняючого флюїду в «прямому» напрямку і при стабілізації тиску фільтрації визначалися градієнт тиску закачування, що встановився, і зміна коефіцієнта витіснення моделі нафти. Після експериментів

зразок керна екстрагувався і готувався до наступного етапу фільтраційних досліджень.

## **2.5.2. Оцінка впливу регулювання факторів на фільтраційні характеристики зразка керна при моделюванні обробки ПЗП нагнітальних свердловин**

**1) Фільтраційний експеримент № 4.** Дослідження впливу зміни кількості прикладених імпульсів впливу на фільтраційні характеристики зразка керна при застосуванні моделі пластової води в якості робочої рідини імпульсної дії.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей зразка керна від кількості прикладених до зразка дії імпульсів.

При підготовці зразка керна до фільтраційних досліджень попередньо насичений моделлю пластової води на сатураторі зразок встановлювався в керноутримувач установки RPS-812, де проводилося його донасичення шляхом прокачування через нього моделі пластової води при постійній витраті не менше 5 порових об'ємів. Потім проводилося навмисне «погіршення» фільтраційних характеристик зразка керна шляхом фільтрації 0,3 порових об'ємів моделі пластової нафти та витримка зразка у статиці протягом доби.

Далі в термобаричних умовах відбувалося витіснення моделі пластової нафти зі зразка моделлю пластової води за постійної витрати до стабілізації перепаду тиску фільтрації. Напрямок фільтрації при цьому «зворотній», тобто відповідає закачування флюїду зі свердловини у пласт. Визначався градієнт тиску фільтрації флюїду, що витісняється.

Потім моделювався гідроімпульсний вплив на ПЗП нагнітальної свердловини. Імпульс впливу створювався у попутному фільтрації напрямку, тобто відповідав впливу на ПЗП зі свердловини. Формування імпульсів здійснювалося тиском, попередньо створеним насосом фільтраційної установки шляхом короткочасного відкриття електромагнітного клапана, встановленого на лінії подачі флюїду в кернотримач. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу

застосовувалася модель пластової води. У промислових умовах амплітуда впливу вибирається з умов перевищення над пластовим тиском, але не більше ніж півторакратного робочого тиску гирлового обладнання. У разі експериментальних досліджень тиск формування імпульсного впливу приймався 1 МПа. Імпульси створювалися серіями до досягнення загальної кількості прикладених імпульсів в 5, 10, 15, 30 і 50 шт.

Після завершення кожної серії моделювання гідроімпульсного впливу відновлювалася фільтрація витісняючого флюїду в «зворотному» напрямку і при стабілізації тиску фільтрації визначався градієнт тиску фільтрації. Після закінчення експериментів зразок керна екстрагувався та готувався до наступного етапу фільтраційних досліджень.

**2) Фільтраційний експеримент № 5.** Дослідження впливу зміни кількості прикладених імпульсів впливу на фільтраційні характеристики зразка керна при застосуванні в якості робочої рідини імпульсної дії розчину моделі пластової води та НПАВ.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей зразка керна від кількості прикладених імпульсів з урахуванням зміни властивостей рідини впливу.

Підготовка та проведення фільтраційного експерименту здійснювалися за аналогією з описаною раніше методикою для фільтраційного експерименту № 4. Відмінність полягала у застосуванні як робочої рідини гідроімпульсного впливу розчину моделі пластової води з НПАВ. У ході експерименту так само визначався градієнт тиску закачування, що встановився. Після експериментів зразок керна екстрагувався і готувався до наступного етапу фільтраційних досліджень.

**3) Фільтраційний експеримент № 6.** Дослідження впливу зміни кількості прикладених імпульсів впливу на фільтраційні характеристики зразка керна при попередній обробці зразка розчином НПАВ.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей зразка керна від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу

з урахуванням попередньої обробки зразка розчином НПАВ з різними інтервалами часу реагування розчину у флюїдонасиченому зразку керна.

Підготовка зразка до випробувань, до навмисного погіршення фільтраційних характеристик, проводилася за методикою, описаною раніше для фільтраційного експерименту № 4. Після цього через зразок керна методом «зворотної» фільтрації прокачувався один поровий об'єм розчину моделі пластової води з НПАВ. Зразок витримувався в статичному стані протягом певного інтервалу часу, після завершення якого починався вплив серіями імпульсів, до досягнення загальної кількості прикладених імпульсів впливу 5, 10, 15, 30 і 50 шт. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася модель пластової води. При цьому дослідження проводилися в кілька циклів, протягом яких час статичної витримки обробленого розчином НПАВ зразка становив 1, 2, 4, 8 год. У кожному циклі досліджень наново проводилось екстрагування, насичення, навмисне «погіршення» фільтраційних характеристик, обробка розчином НПАВ, створення імпульсів впливу, і від циклу до циклу змінювався лише час статичної витримки обробленого розчином НПАВ зразка керна.

Після завершення кожної серії моделювання гідроімпульсного впливу відновлювалася фільтрація витісняючого флюїду в «зворотному» напрямку і при стабілізації тиску фільтрації визначався градієнт тиску фільтрації. Після закінчення експериментів зразок керна екстрагувався і готувався до наступного фільтраційного етапу досліджень.

## 2.6. Висновки до розділу 2

1. З метою обґрунтованого застосування комплексної технології фізичного та фізико-хімічного впливу було визначено основні завдання експериментальних досліджень.

2. Розроблено програму дослідження впливу зміни керованих технологічних факторів на ефективність технології комплексного впливу на ПЗП свердловини. Розроблена програма експериментальних досліджень дозволяє

змоделювати застосування технології комплексного гідроімпульсного впливу на ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин у лабораторних умовах.

### **РОЗДІЛ 3. ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА КОМПЛЕКСНОГО ВПЛИВУ НА ПЗП ТЕХНОЛОГІЄЮ ГІДРОІМПУЛЬСНОГО ВПЛИВУ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕІОНОГЕННИХ ПОВЕРХНО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН**

#### **3.1. Дослідження зміни пористості та абсолютної проникності колектора від зміни тиску обтискання зразка**

Дослідження щодо визначення відкритої пористості та абсолютної проникності підготовлених зразків кернавого матеріалу проводилися згідно з методикою, описаною в розділі 2.3 цієї роботи. Експерименти проведено на 5 підготовлених зразках кернавого матеріалу одного інтервалу теригенного колектора. Попередньо зразки були висвердлені, відшліфовані, екстраговані та висушені до постійної маси згідно з методикою, описаною в розділі 2.2.

Виходячи з того, що технологія гідроімпульсного впливу передбачає створення різноспрямованих імпульсів тиску на гирлі свердловин, створюючи в навколосвердловинній зоні продуктивного пласта інтервали навантаження і розвантаження породи продуктивного пласта, що чергуються в часі, було прийнято рішення провести вимірювання відкритої пористості і абсолютної проникності. Дослідження проводилися при значеннях бічного обтиску в інтервалі від 10 до 20 МПа. Результати досліджень представлені у таблиці 3.1.

Враховуючи той факт, що зразки породи були висвердлені з одного інтервалу повнорозмірного кернавого матеріалу, відібраного з однієї свердловини, в пласті присутні помітні мікронеоднорідності, викликані найімовірніше наявністю мікротріщинноватості породи продуктивного пласта.

Таблиця 3.1. Фільтраційно-ємнісні характеристики підготовлених зразків  
кернового матеріалу

№ зразка	Тиск обтиску, МПа	Пористість по азоту, %	Абсолютна проникність, мкм <sup>2</sup>	Відносна зміна проникності, %
1	10	18,3	0,0156	-
	13	18,3	0,0155	99,6
	17	18,3	0,0152	97,6
	20	18,3	0,0149	95,6
2	10	20,3	0,0551	-
	13	20,4	0,0534	96,9
	17	20,4	0,0525	95,3
	20	20,3	0,0518	94,1
3	10	26,2	0,0210	-
	13	26,0	0,0199	94,9
	17	25,8	0,0191	91,3
	20	25,7	0,0185	88,3
4	10	21,0	0,0231	-
	13	21,0	0,0225	97,4
	17	20,9	0,0221	95,8
	20	20,9	0,0217	93,9
5	10	23,7	0,0966	-
	13	23,5	0,0933	96,5
	17	23,3	0,0910	94,2
	20	23,3	0,0889	92,0

З проведених експериментів видно, що при зміні тиску обтиску в межах від 10 до 20 МПа у всіх випробуваних зразках при практично постійній пористості відбувається плавне зменшення проникності зразка по газу зі зростанням тиску обтиску в межах від 4,4 до 11,7 % від початкових значень. Узагальнені за зразками зміни абсолютної проникності по азоту від зміни тиску обтиску представлені на рисунку 3.1.

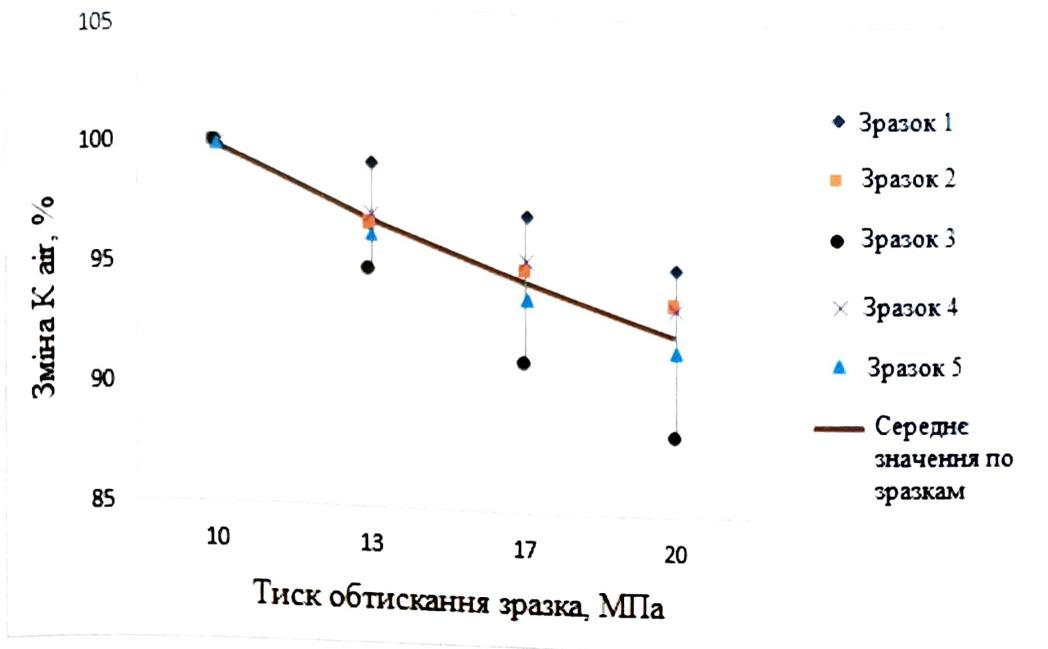


Рис. 3.1. Відносна зміна абсолютної проникності зразків по азоту від зміни тиску обтискання

Абсолютна проникність азоту в представлених зразках на досліджуваних змінах тиску обтиску зменшується на величину від 4,4 до 11,7 % залежно від зразка, при цьому середнє зменшення становить 7,2 % від початкової величини.

Застосування технології гідроімпульсного впливу передбачає знакозмінну, практично миттєву стрибкоподібну зміну тиску на вибої свердловини та в привибійній зоні пласта. Ґрунтуючись на проведених експериментальних дослідженнях, можна дійти невтішного висновку, що циклічне знакозмінний вплив на ПЗП з підвищенням і зниженням ефективного тиску аналогічно діє на коефіцієнт проникності породи, отже, і коефіцієнт рухливості флюїду в пластових умовах. Якщо говорити про високообводнений фонд свердловин, де в пласті присутня значна кількість «защемленої» в порах залишкової нафтової фази, гідроімпульсний вплив сприяє підвищенню цієї рухливості «защемленої» фази.

### 3.2. Обґрунтування вибору та дослідження впливу ПАР на міжмолекулярну взаємодію на границі «дистильована вода-газ»

На сьогоднішній день немає жодних сумнівів у тому, що застосування ПАР у різних технологіях підвищення нафтовіддачі пластів є найкращим з точки зору збереження та покращення колекторських властивостей продуктивних пластів. Це, насамперед, визначається багатоплановим механізмом дії ПАР [10]:

- додавання ПАР у воду знижує міжфазний натяг води на границі з нафтою. При низькому міжфазному натягу краплі нафти легко деформуються і фільтруються через звуження пор, що збільшує швидкість їх переміщення у пласті;
- добавка ПАР у воду за рахунок зниження поверхневого натягу зменшує крайові кути змочування, тобто збільшує змочуваність породи водою. Гідрофілізація разом зі зниженням міжфазного натягу призводить до сильного ослаблення адгезійних взаємодій нафти з поверхнею породи;
- водні розчини ПАР виявляють миючу дію щодо нафти, що покриває поверхню породи тонкою плівкою, сприяючи розриву плівки нафти. Адсорбуючись на поверхні поділу нафти з водою та витісняючи активні компоненти нафти, що створюють на поверхні поділу адсорбційні шари з високою міцністю, ПАР полегшують деформацію менісків у порах – капілярах пласта. Все це збільшує глибину і швидкість капілярного вбирання води в нафтонасичену породу. Під дією ПАР інтенсивніше відбувається диспергування нафти у воді, причому ПАР стабілізують дисперсію, що утворюється. Розміри нафтових крапель зменшуються. Імовірність їхньої коалесценції та прилипання до твердої поверхні знижується. Це веде до значного підвищення відносної фазової проникності пористого середовища для нафти та води;
- найкраще витіснення нафти водою, що містить ПАР, пов'язане також із сильним впливом ПАР на реологічні властивості нафти. Введення ПАР в нафту призводить до ізолювання мікрокристалів парафінів і руйнування

просторової структури, що утворюється ними, а також до впровадження ПАР в асоціати асфальто-смолистих речовин, наслідком чого є зниження ступеня агрегування АСР (асфальто-смолистих речовин) у розчині низькомолекулярних вуглеводнів [10].

Згідно з іонною класифікацією Шварца і Перрі, прийнятої в 1960 р. на III Міжнародному конгресі з ПАР у Кельні, всі ПАР за хімічною природою ділять на неіоногенні, тобто не дисоціюючі на іони (НПАР) у водних розчинах, та іоногенні, які у воді розпадаються на іони, як звичайні електроліти. Іоногенні ПАР, у свою чергу, поділяють на аніонактивні (АПАР), катіонактивні (КПАР), амфотерні та цвіттер-іонні [10].

Неіоногенні ПАР, як правило, не вступають у реакцію із солями пластових вод і не втрачають свою поверхневу активність. Завдяки цій властивості вони набули широкого поширення в нафтовидобувній промисловості. ПАР такого типу ефективно знижують міжфазний натяг.

Крім того, як показали дослідження неіоногенні ПАР здатні дифундувати в нафту з водних розчинів, що закачуються в пласт, надаючи диспергуючу дію на основні структуроутворюючі компоненти нафти – асфальтени, внаслідок чого покращуються її реологічні та фільтраційні властивості [97].

Вибір ПАР із широкого спектра відомих реагентів для умов конкретного родовища є непростим завданням. Досі не існує єдиної системи критеріїв, за якою можна зробити однозначні висновки про ефективність та сферу застосування того чи іншого реагенту [47].

На думку дослідників [22, 34, 88], ефективний ПАР повинен задовольняти наступні вимоги:

- добре розчинятися в пластовій воді;
- мати мінімальну адсорбцію;
- знижувати міжфазний натяг на межі розділу фаз «вода-нафта»;
- не втрачати своєї активності при контакті з флюїдами та поверхнями свердловинного обладнання;
- запобігати набуханню глинистих порід;

– бути доступним та екологічно безпечним [47].

На підставі критеріїв ефективності ПАР, а також вищенаведеної інформації вибір був зроблений на користь неіоногенного ПАР ОП-10, як широко відомого, доступного і реагенту, що довів свою ефективність. Змочувач ОП-10 – неіоногенна поверхнево-активна речовина, є продуктом обробки суміші моно і діалкілфенолів окисом етилену. Застосовується як змочувальна та емульгуюча поверхнево-активна речовина в різних технологічних процесах [30].

Міжфазний натяг водних розчинів НПАР на границі з гасом марки ТС-1 вимірювався за методикою, описаною в розділі 2.4 цієї роботи.

Результати визначення поверхнево-активних властивостей різної концентрації досліджуваного розчину НПАР представлені рисунку 3.2.

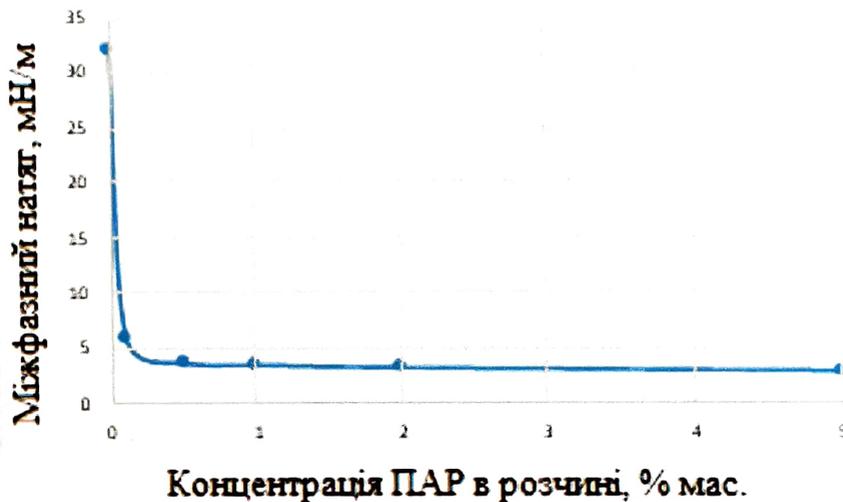


Рис. 3.2. Ізотерма міжмолекулярної взаємодії водних розчинів ОП-10 на границі з гасом марки ТС-1

Аналіз отриманої залежності показав, що при масовій концентрації в діапазоні 0,1-0,5 % НПАР у водному розчині спостерігається значне зниження міжмолекулярної взаємодії на межі розділу середовищ «дистильована вода-гас». При 0,5 %-ної концентрації реагенту ОП-10 у водному розчині значення міжфазного натягу дорівнює 3,7 мН/м і зі збільшенням відсоткового вмісту ПАР у розчині залишається практично незмінним.

Оптимальну концентрацію поверхнево-активної речовини у розчині зазвичай визначають, виходячи зі значення критичної концентрації міцелоутворення (ККМ). Критична концентрація міцелоутворення – концентрація ПАР у досліджуваному розчині, при перевищенні якої з'являються та розвиваються міцели. Подальше збільшення концентрації ПАР мало призводить до зміни міжфазного натягу [47]. Це відбувається внаслідок повного насичення міжфазних поверхонь індивідуальними іонами ПАР з термодинамічно більш вигідною асоціацією їх у міцели різноманітної будови і колоїдного ступеня дисперсності: циліндричні, кулясті, пластинчасті при ККМ [23, 24, 55, 90, 111].

Аналізуючи отриману інформацію, можна дійти невтішного висновку, що поведінка реагенту ОП-10 (ККМ – 0,5 % мас.) характерно переважній більшості ПАР, тобто зниження міжмолекулярної взаємодії на межі поділу середовищ відбувається до досягнення критичної концентрації міцелоутворення, після чого зі збільшенням відсоткового вмісту ПАР у розчині значення міжмолекулярної взаємодії практично не змінюється. Ця концентрація є оптимальною для застосування вибраного реагенту.

### **3.3. Результати фільтраційних досліджень щодо визначення впливу комплексної дії на витіснення моделі пластового флюїду зі зразка породи**

Визначення впливу комплексного впливу на ПЗП технологією гідроімпульсного впливу із застосуванням неіоногенних поверхнево-активних речовин на характер зміни фільтраційних характеристик зразків природного ядерного матеріалу проводилося згідно з методиками, описаними у розділі 2.5 цієї роботи.

Як витісняючий флюїд в ході експериментальних досліджень застосовувалася модель пластової води, як модель нафти – гас марки ТС- 1. Фільтраційні дослідження проводилися в режимі постійної витрати рідини з фіксацією перепадів тиску фільтрації, що змінюються, при моделюванні

максимально наближених до пластових, термобаричних умов. Лінійні та фільтраційно-ємнісні характеристики підготовлених до досліджень зразків керна представлені у таблиці 3.2.

Під час експериментів дотримувалися термобаричні умови, характерні для середньостатистичного теригенного колектора:

- температура колектора – 35 °С;
- гірський тиск на колектор – 35 МПа;
- поровий тиск продуктивного пласта – 17 МПа;
- швидкість фільтрації (витрата) витісняючого флюїду – 0,5 см<sup>3</sup>/хв.

Таблиця 3.2. Лінійні та фільтраційно-ємнісні характеристики зразків

№ зразка	Довжина, см	Діаметр, см	Пористість по азоту, %	Абсолютна проникність, мкм <sup>2</sup>	Об'єм зразка, см <sup>3</sup>	Відкритий об'єм пор, см <sup>3</sup>
1	2,97	2,95	18,2	0,015	19,9	3,6
2	6,09	2,97	22,1	0,053	42,1	9,2
3	2,87	2,96	25,9	0,019	19,7	5,1
4	3,34	2,97	21,0	0,022	23,2	4,9

З метою запобігання перетіканню рідини між поверхнею керна і манжетою, що обтискає його, і уникнення передчасного руйнування зразків, тиск обтиску зразка при випробуваннях встановлювався рівним 3,5 МПа.

### 3.3.1. Результати фільтраційних експериментів при моделюванні комплексної дії на ПЗП видобувної свердловини

*Результати фільтраційного експерименту № 1.* У ході проведення експерименту №1 досліджувалась зміна фільтраційних характеристик зразка флюїдонасиченої породи від кількості прикладених імпульсів впливу при моделюванні гідроімпульсної дії на ПЗП видобувної свердловини. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася модель пластової води. У

процесі експерименту контролювалися стабілізація тиску фільтрації флюїду та об'єм витісненої із зразка моделі нафти.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу.

У попередньо підготовленому зразку № 1 створювалася залишкова нафтонасиченість шляхом фільтрації через нього флюїду, що витісняється (моделі пластової води) з постійною витратою  $0,5 \text{ см}^3/\text{хв}$  до повного обводнення витісненої рідини, але не менше 10 порових просторів зразка. Напрямок фільтрації «прямий», тобто відповідає припливу флюїду із пласта у свердловину. Коефіцієнт витіснення нафти (моделі пластової нафти) становив 0,16 од. Градієнт тиску фільтрації флюїду, що витісняє –  $11,35 \text{ МПа/м}$ .

Моделювання гідроімпульсного впливу на ПЗП проводилося шляхом нагнітання тиску в лінії подачі при закритому електромагнітному клапані та відсутності фільтрації через флюїдонасичений зразок. При досягненні тиску 1 МПа відбувалося короткочасне (0,5 сек) відкриття клапана, імпульс діяв на зразок, і відкривався другий електромагнітний клапан для розрядження надлишкового тиску, що утворився в зразку породи. Обидва клапани встановлювалися на лініях «зворотного» напрямку фільтрації, тобто з боку виходу фільтруючого через зразок породи флюїду, що відповідало впливу на ПЗП зі свердловини.

Моделювалися п'ять імпульсів впливу на зразок флюїдонасиченої породи, після чого відновлювалася фільтрація витісняючого флюїду і реєструвалися тиск фільтрації, що стабілізувався, і об'єм довитісненої моделі нафти. Після визначення необхідних параметрів фільтрація зупинялася, моделювалося ще 10 імпульсів гідроімпульсного впливу на ПЗП, після чого знову відновлювалася фільтрація витісняючого флюїду і реєструвалися тиск фільтрації, що стабілізувався, і об'єм довитісненої моделі нафти. Контроль стабілізації тиску фільтрації флюїду та об'єму витісненої із зразка моделі нафти проводився після

досягнення загальної кількості імпульсів впливу на зразок 5, 15, 30 та 50 імпульсів.

Коефіцієнт витіснення нафти (моделі пластової нафти) становив 0,16 од. Градієнт тиску фільтрації флюїду, що витісняє – 11,35 МПа/м. На рисунку 3.3 та у таблиці 3.3 представлені основні результати фільтраційного експерименту №1 на зразку керна №1.

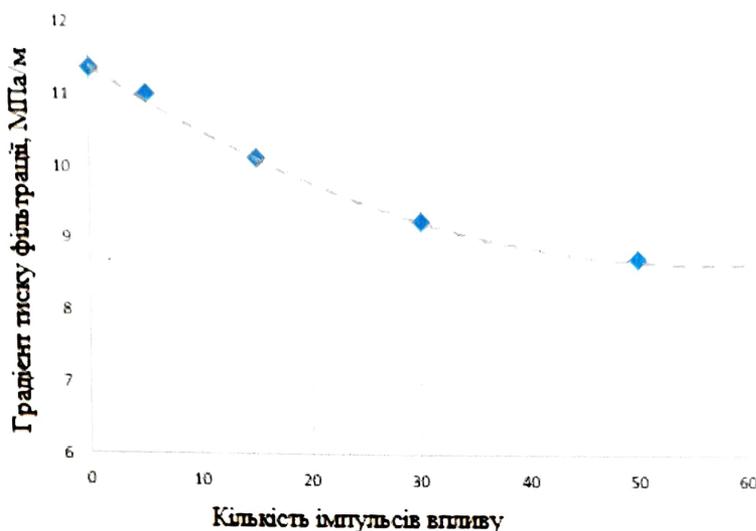


Рис. 3.3. Залежність градієнта тиску фільтрації кількості імпульсів впливу при експерименті на зразку №1

Градієнт тиску фільтрації витісняючого флюїду після 50 імпульсів впливу на флюїдонасичений зразок породи №1 склав 8,76 МПа/м. Фактор залишкового опору – 0,77. Рухливість флюїду, що витісняє, зросла в 1,3 рази, з 1,09 до 1,42 мД/мПа\*с. Довитіснення моделі нафти становило 1 %.

Таблиця 3.3. Результати фільтраційного експерименту №1 (зразок породи №1)

Параметр	Одиниці виміру	До імпульсного впливу	Після імпульсного впливу
Градієнт тиску фільтрації моделі пластової води	МПа/м	11,35	8,76
Рухливість моделі пластової води	мД/мПа*с	1,09	1,42
Фактор залишкового опору	од.	0,77	
Коефіцієнт витіснення нафти	од.	0,01	

В ході експерименту №1 встановлено залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів при моделюванні гідроімпульсного впливу на ПЗП видобувної свердловини. Фактор залишкового опору після 50 прикладених до зразка імпульсів впливу знизився на 23-31 %, рухливість флюїду, що витісняє, зросла в 1,3-1,44 рази, коефіцієнт витіснення моделі нафти збільшився на 1-2 %.

**Результати фільтраційного експерименту № 2.** У ході проведення експерименту № 2 досліджувалась зміна фільтраційних характеристик зразка флюїдонасиченої породи від кількості прикладених імпульсів з урахуванням зміни властивостей рідини впливу при моделюванні гідроімпульсного впливу на ПЗП видобувної свердловини. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувався розчин моделі пластової води і НПАВ, з концентрацією ОП-10 в розчині 0,5 % мас. У процесі експерименту контролювалися стабілізація тиску фільтрації флюїду та об'єм витісненої із зразка моделі нафти.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу з урахуванням зміни властивостей рідини впливу.

Методи та методика проведення фільтраційного експерименту № 2 ідентичні експерименту № 1 з однією лише зміною: як робоча рідина імпульсного впливу застосовувався розчин моделі пластової води та 0,5 % НПАВ ОП-10 замість чистої моделі пластової води. Коефіцієнт витіснення нафти (моделі пластової нафти) становив 0,16 од. Градієнт тиску фільтрації флюїду, що витісняє – 11,35 МПа/м. На рисунку 3.4 та таблиці 3.4 представлені основні результати фільтраційного експерименту № 2 на зразку керна № 1.

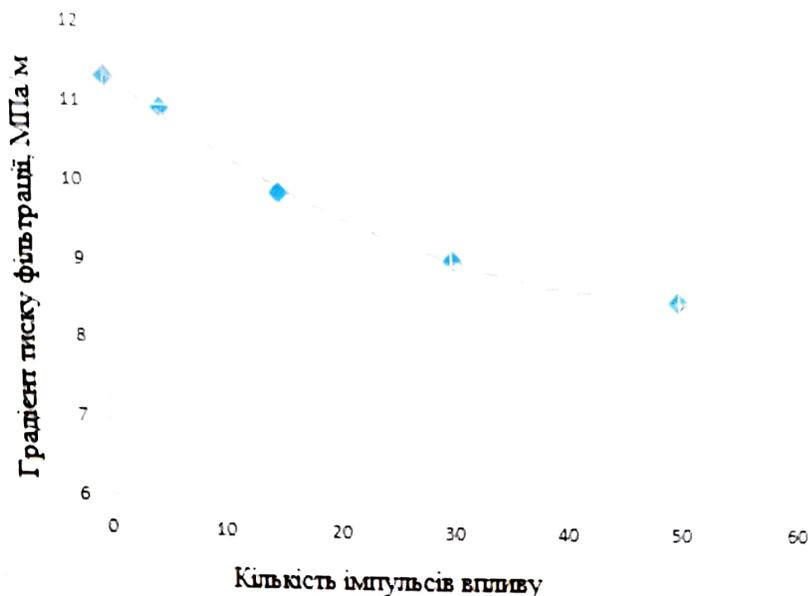


Рис. 3.4. Залежність градієнта тиску фільтрації від кількості імпульсів впливу під час експерименту на зразку № 1

Градiєнт тиску фільтрації витісняючого флюїду після 50 імпульсів впливу на флюїдонасичений зразок породи № 1 склав 8,54 МПа/м. Чинник залишкового опору – 0,75. Рухливість витісняючого флюїду зросла в 1,33 рази, з 1,09 до 1,45 мД/мПа\*с. Довитіснення моделі нафти становило 1 %.

Таблиця 3.4. Результати фільтраційного експерименту № 2 (зразок породи № 1)

Параметр	Одиниці виміру	До імпульсного впливу	Після імпульсного впливу
Градiєнт тиску фільтрації моделі пластової води	МПа/м	11,35	8,54
Рухливість моделі пластової води	мД/мПа*с	1,09	1,45
Фактор залишкового опору	од.	0,75	
Коефіцієнт витіснення нафти	од.	0,01	

У ході експерименту № 2 встановлено залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів з урахуванням зміни властивостей рідини впливу при моделюванні гідроімпульсної дії на ПЗП видобувної свердловини. Фактор залишкового опору

після 50 прикладених до зразка імпульсів тиску знизився на 25-32 %, рухливість флюїду, що витісняє, зросла в 1,33-1,47 рази, коефіцієнт витіснення моделі нафти збільшився на 1-3 %.

**Результати фільтраційного експерименту № 3.** У ході проведення експерименту № 3 досліджувалась зміна фільтраційних характеристик зразка флюїдонасиченої породи від кількості прикладених імпульсів впливу з урахуванням попередньої обробки зразка водним розчином НПАВ з концентрацією ОП-10 у розчині 0,5 % мас., при моделюванні комплексного впливу на ПЗП видобувної свердловини. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася модель пластової води. У процесі експерименту контролювалися стабілізація тиску фільтрації флюїду та об'єм витісненої із зразка моделі нафти.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу з урахуванням попередньої обробки зразка розчином НПАВ та різними інтервалами часу реагування розчину у флюїдонасиченому зразку керна.

У попередньо підготовленому зразку № 1 створювалася залишкова нафтонасиченість шляхом фільтрації через нього витісняючого флюїду (моделі пластової води) з постійною витратою  $0,5 \text{ см}^3/\text{хв}$  до повного обводнення витісненої рідини, але не менше 10 порових об'ємів зразка. Напрямок фільтрації «прямий», тобто відповідає припливу флюїду із пласта в свердловину. Коефіцієнт витіснення нафти (моделі пластової нафти) становив 0,16 од. Градієнт тиску фільтрації флюїду, що витісняє – 11,35 МПа/м.

Методом «прямої» фільтрації через зразок прокачувався 1 поровий об'єм розчину моделі пластової води та 0,5 % мас. НПАВ ОП-10. Зразок витримувався в статичному стані протягом 1 год. Далі за методикою фільтраційного експерименту № 1 моделювався гідроімпульсний вплив на ПЗП з кількістю імпульсів впливу від 5 до 50 і контролем стабілізації тиску фільтрації флюїду та об'єму витісненої зі зразка моделі нафти. Після завершення дослідів зразок екстрагувався, знову насичувався і готувався до наступної стадії експерименту,

з попередньою обробкою розчином моделі пластової води та НПАВ та витримкою 2, 4 та 8 год.

Коефіцієнт витіснення нафти (моделі пластової нафти) становив 0,16 од. Градієнт тиску фільтрації флюїду, що витісняє – 11,35 МПа/м. На рисунку 3.5 та у таблиці 3.5 представлені основні результати фільтраційного експерименту № 3 на зразку керна № 1.

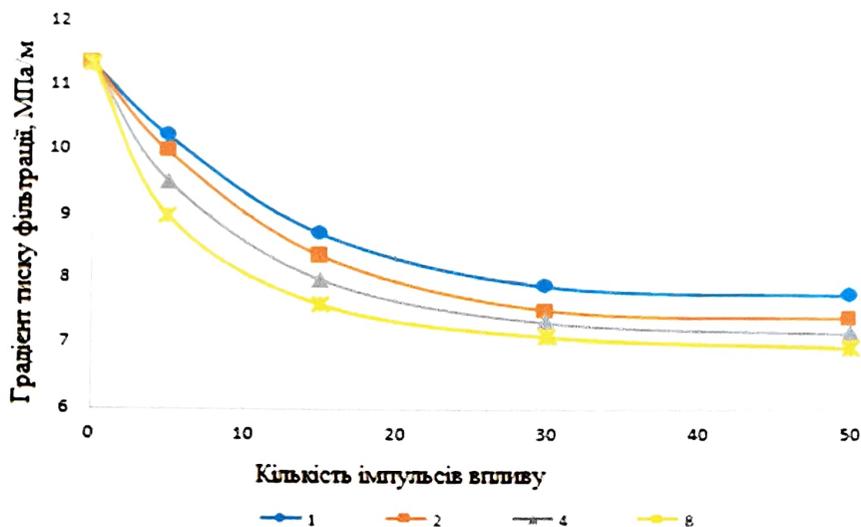


Рис. 3.5. Залежність градієнта тиску фільтрації від кількості імпульсів впливу під час експерименту на зразку № 1

Градієнт тиску фільтрації витісняючого флюїду після 50 імпульсів впливу та 8 годин реагування розчину НПАВ у зразку породи № 1 становив 6,94 МПа/м. Чинник залишкового опору – 0,61. Рухливість флюїду, що витісняє, зросла в 1,63 рази, з 1,09 до 1,78 мД/мПа\*с. Довитіснення моделі нафти становило 2 %.

Таблиця 3.5. Результати фільтраційного експерименту № 3 (зразок породи № 1)

Параметр	Одиниці виміру	До імпульсного впливу	Після імпульсного впливу
Градієнт тиску фільтрації моделі пластової води	МПа/м	11,35	6,94
Рухливість моделі пластової води	мД/мПа*с	1,09	1,78
Фактор залишкового опору	од.	0,61	
Коефіцієнт витіснення нафти	од.	0,02	

В ході експерименту № 3 на чотирьох випробуваних зразках встановлено залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів з урахуванням попередньої обробки зразка розчином НПАВ при моделюванні комплексного впливу на ПЗП видобувної свердловини. Чинник залишкового опору після 8 год реагування розчину 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 і 50 прикладених до зразка імпульсів впливу знизився на 36-45 %, рухливість витісняючого флюїду зросла в 1,57-1,8 рази, коефіцієнт витіснення моделі нафти збільшився на 2-5 %.

### **3.3.1.1. Аналіз результатів фільтраційних експериментів при моделюванні комплексної дії на ПЗП видобувної свердловини**

В результаті фільтраційних експериментів № 1-3 на чотирьох випробуваних зразках встановлені та проаналізовані залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів при моделюванні комплексного впливу гідроімпульсною технологією та розчином неіоногенного ПАР на привибійну зону пласта видобувних свердловин.

В результаті фільтраційного експерименту № 1 на флюїдонасичених зразках вдалося домогтися зростання рухливості витісняючого флюїду в 1,36 рази, зниження фактора залишкового опору на 26 % і приросту коефіцієнта витіснення моделі пластової нафти на 1,25 %.

В результаті фільтраційного експерименту № 2 на флюїдонасичених зразках вдалося домогтися зростання рухливості витісняючого флюїду в 1,38 рази, зниження фактора залишкового опору на 27 % і приросту коефіцієнта витіснення моделі пластової нафти на 1,75 %.

В результаті фільтраційного експерименту № 3 на флюїдонасичених зразках вдалося домогтися зростання рухливості витісняючого флюїду в 1,65 рази, зниження фактора залишкового опору на 39 % і приросту коефіцієнта витіснення моделі пластової нафти на 3,5 %.

На рисунку 3.6 та таблиці 3.6 представлені узагальнені результати проведених фільтраційних експериментів.

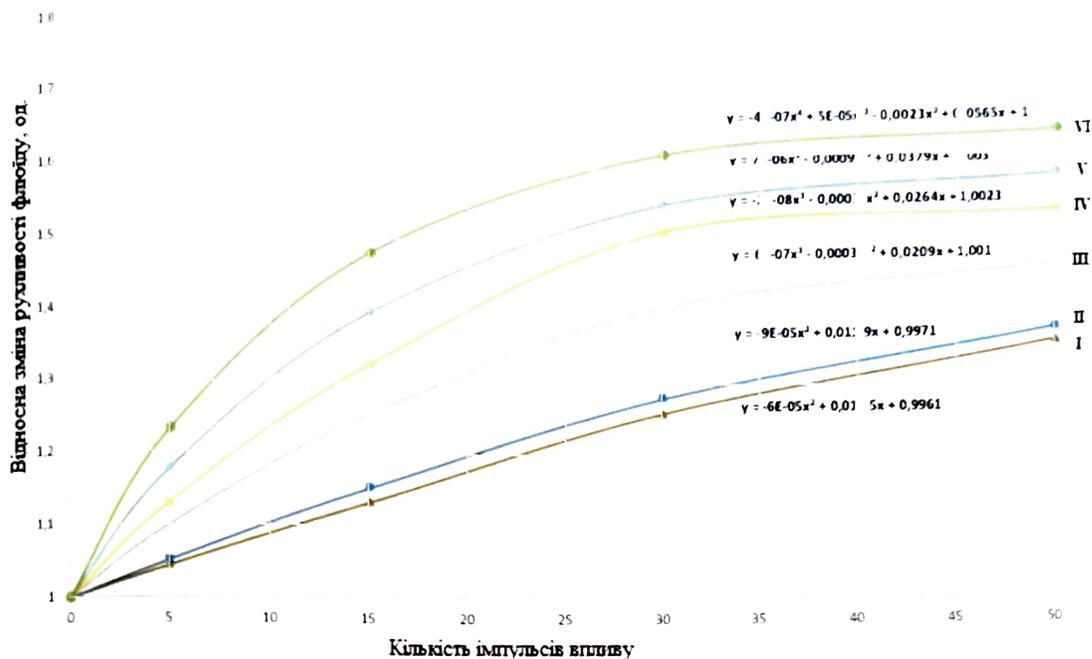


Рис. 3.6. Відносна зміна рухливості флюїду при моделюванні впливу на ПЗП видобувних свердловин

Таблиця 3.6. Результати фільтраційних експериментів № 1-3 на зразках флюїдонасиченої породи.

№ досліду	Параметр	Зразок 1
1	Зміна рухливості по воді	1,36
	Фактор залишкового опору	0,74
	Коефіцієнт довитіснення нафти	0,0125
2	Зміна рухливості по воді	1,38
	Фактор залишкового опору	0,73
	Коефіцієнт довитіснення нафти	0,0175
3*	Зміна рухливості по воді	1,65
	Фактор залишкового опору	0,61
	Коефіцієнт довитіснення нафти	0,035

\*Результати експерименту з попередньою витримкою протягом 8 годин.

На рисунку 3.6 представлені експериментально встановлені залежності відносної зміни рухливості витісняючого флюїду від кількості прикладених до флюїдонасиченого зразка імпульсів при моделюванні комплексного впливу

гідроімпульсною технологією та розчином неіоногенного ПАР. Залежність I відповідає фільтраційному експерименту № 1 і показує зміну фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи при застосуванні як робочої рідини гідроімпульсного впливу моделі пластової води. II залежність відповідає фільтраційному експерименту № 2 і показує зміну фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи при застосуванні в якості робочої рідини гідроімпульсного впливу розчину моделі пластової води та 0,5 % мас. НПАВ ОП-10. Залежності III-VI відповідають фільтраційному експерименту № 3 і показують зміну фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи з урахуванням попередньої обробки зразка розчином моделі пластової води та 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 та різними інтервалами часу реагування розчину у зразку при застосуванні в якості робочої рідини гідроімпульсного впливу моделі пластової води:

- залежність III – час попередньої витримки зразка – 1 год;
- залежність IV – час попередньої витримки зразка – 2 год;
- залежність V – час попередньої витримки зразка – 4 год;
- залежність VI – час попередньої витримки зразка – 8 год.

Результати досліджень показали, що у всіх дослідах відбувається зростання рухливості витясняючого флюїду, і зниження фактора залишкового опору щодо вихідних значень, що свідчить про перерозподіл фільтраційних потоків у флюїдонасичених зразках. Крім того, попередня обробка зразка розчином НПАВ дозволила якісно вплинути на ці показники і скоротити кількість імпульсів впливу для досягнення найкращих показників фільтрації.

Проведені фільтраційні дослідження дозволяють зробити висновок про поліпшення фільтраційних характеристик флюїдонасиченого зразка керна при моделюванні комплексної технології гідроімпульсного впливу із застосуванням неіоногенних ПАР на ПЗП свердловини.

### 3.3.2. Результати фільтраційних експериментів при моделюванні комплексної дії на ПЗП нагнітальної свердловини

*Результати фільтраційного експерименту № 4.* У ході проведення експерименту № 4 досліджувалася зміна фільтраційних характеристик зразка флюїдонасиченої породи від кількості прикладених імпульсів при моделюванні гідроімпульсного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася модель пластової води. У процесі експерименту контролювалася стабілізація тиску фільтрації флюїду.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу.

У попередньо підготовленому зразку № 1 створювалося навмисне «погіршення» фільтраційних характеристик шляхом фільтрації через нього 0,3 порових об'ємів моделі пластової нафти. Далі проводилося витіснення моделлю пластової води моделі нафти зі зразка із витратою 0,5 см<sup>3</sup>/хв до стабільності тиску витіснення. Напрямок фільтрації при цьому «зворотній», тобто відповідає припливу флюїду зі свердловини у пласт. Градієнт тиску фільтрації флюїду до навмисного погіршення показників – 3,48 МПа/м, після – 4,92 МПа/м.

Моделювання гідроімпульсного впливу на ПЗП проводилося шляхом нагнітання тиску на лінії подачі при закритому електромагнітному клапані і відсутності фільтрації через зразок. При досягненні тиску в 1 МПа відбувалося короткочасне (0,5 с) відкриття клапана, імпульс впливав на зразок, і відкривався другий електромагнітний клапан для розрядження надлишкового тиску, що утворився в зразку породи. Обидва клапани встановлювалися лініях «прямого» напрями фільтрації, тобто з боку входу флюїду, що фільтрується через зразок породи, що відповідало впливу на ПЗП зі свердловини.

Моделювалося п'ять імпульсів впливу на зразок породи, після чого відновлювалася фільтрація моделі пластової води і рееструвався тиск фільтрації, що стабілізувався. Після визначення необхідних параметрів фільтрація

зупинялася, моделювалося ще 10 імпульсів гідроімпульсного впливу на ПЗП, після чого знову відновлювалася фільтрація моделі пластової води і реєструвався тиск фільтрації, що стабілізувався. Контроль стабілізації тиску фільтрації проводився після досягнення загальної кількості імпульсів на зразок 5, 15, 30 і 50 імпульсів.

Гradient тиску фільтрації флюїду до навмисного «погіршення» показників – 3,48 МПа/м, після – 4,92 МПа/м. На рисунку 3.7 та таблиці 3.7 представлені основні результати фільтраційного експерименту № 4 на зразку керна № 1.

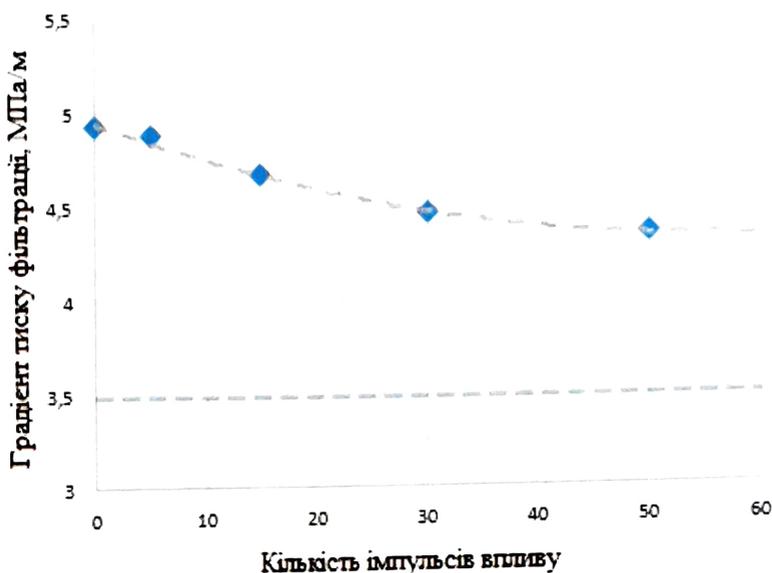


Рис. 3.7. Залежність градієнта тиску фільтрації від кількості імпульсів впливу при експерименті на зразку № 1

Gradient тиску фільтрації моделі пластової води після 50 імпульсів на зразок породи № 1 склав 4,36 МПа/м. Чинник залишкового опору до дії – 1,41, після дії – 1,25. Рухливість флюїду, що витісняється, зросла в 1,13 рази, тобто з 2,51 до 2,83 мД/мПа\*с. Відновлення фільтраційних характеристик щодо навмисного їх «погіршення» – 39 %.

Таблиця 3.7. Результати фільтраційного експерименту № 4 (зразок породи № 1)

Параметр	Одиниці виміру	Вихідні показники	Після навмисного «погіршення» характеристик	Після імпульсного впливу
Гradient тиску фільтрації моделі пластової води	МПа/м	3,48	4,92	4,36
Рухливість моделі пластової води	мД/мПа*с	3,55	2,51	2,83
Фактор залишкового опору	од.	-	1,41	1,25
Відновлення фільтраційних характеристик	%	-	-	39

В ході експерименту № 4 встановлено залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів при моделюванні гідроімпульсного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини. Відновлення фільтраційних характеристик після 50 прикладених до зразка імпульсів впливу становило 39-51 %, рухливість моделі пластової води зросла в 1,13-1,18 рази.

**Результати фільтраційного експерименту № 5.** У ході проведення експерименту № 5 досліджувалася зміна фільтраційних характеристик зразка флюїдонасиченої породи від кількості прикладених імпульсів з урахуванням зміни властивостей рідини впливу при моделюванні гідроімпульсного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувався розчин моделі пластової води та НПАВ, з концентрацією ОП-10 у розчині 0,5 % мас. У процесі експерименту контролювалася стабілізація тиску фільтрації флюїду.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу з урахуванням зміни властивостей рідини впливу.

Методи та методика проведення фільтраційного експерименту № 5 ідентичні експерименту № 4 з однією зміною: як робоча рідина імпульсного

впливу застосовувався розчин моделі пластової води та 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 замість чистої моделі пластової води. Градієнт тиску фільтрації флюїду до навмисного «погіршення» показників – 3,48 МПа/м, після – 4,92 МПа/м. На рисунку 3.8 та таблиці 3.8 представлені основні результати фільтраційного експерименту № 5 на зразку керна № 1.

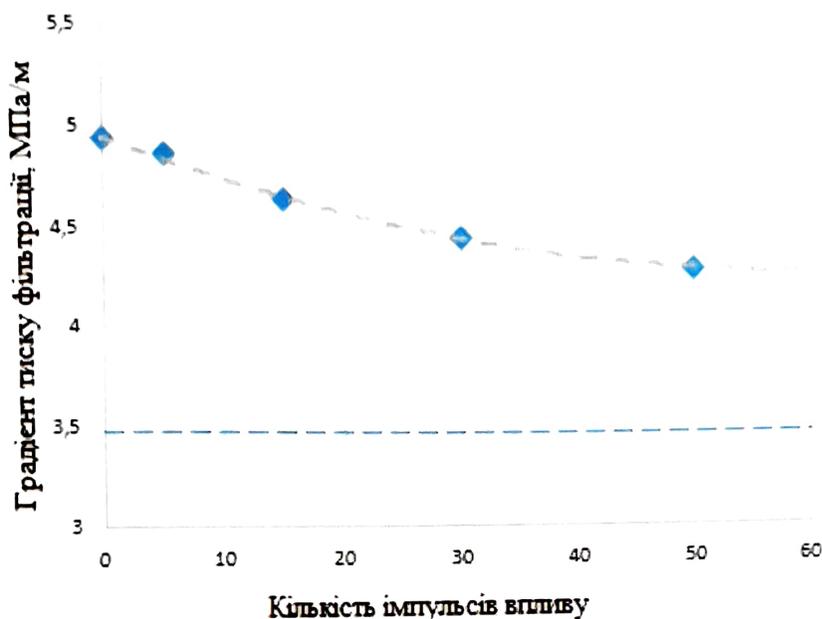


Рис. 3.8. Залежність градієнта тиску фільтрації від кількості імпульсів впливу під час експерименту на зразку № 1

Градієнт тиску фільтрації моделі пластової води після 50 імпульсів на зразок породи № 1 склав 4,31 МПа/м. Чинник залишкового опору до впливу – 1,41, після – 1,24. Рухливість флюїду, що витісняється, зросла в 1,14 рази, з 2,51 до 2,86 мД/мПа\*с. Відновлення фільтраційних характеристик щодо навмисного їх «погіршення» – 42 %.

Таблиця 3.8. Результати фільтраційного експерименту № 5 (зразок породи № 1)

Параметр	Одиниці виміру	Вихідні показники	Після навмисного «погіршення» характеристик	Після імпульсного впливу
Градiєнт тиску фільтрації моделі пластової води	МПа/м	3,48	4,92	4,31
Рухливість моделі пластової води	мД/мПа*с	3,55	2,51	2,86
Фактор залишкового опору	од.	-	1,41	1,24
Відновлення фільтраційних характеристик	%	-	-	42

В ході експерименту № 5 на чотирьох випробуваних зразках встановлено залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів при моделюванні гідроімпульсного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини з урахуванням зміни властивостей рідини імпульсного дії. Відновлення фільтраційних характеристик після 50 прикладених до зразка імпульсів тиску склало 42-55 %, рухливість моделі пластової води зросла в 1,14-1,2 рази.

**Результати фільтраційного експерименту № 6.** В ході проведення експерименту № 6 досліджувалася зміна фільтраційних характеристик зразка флюїдонасиченої породи від кількості прикладених імпульсів впливу з урахуванням попередньої обробки зразка водним розчином НПАВ з концентрацією ОП-10 в розчині 0,5 % мас., при моделюванні комплексного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини. Як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася модель пластової води. У процесі експерименту контролювалася стабілізація тиску фільтрації флюїду.

Метою експерименту було встановлення залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів впливу з урахуванням попередньої обробки зразка розчином НПАВ та

витримкою з різними інтервалами часу реагування розчину у флюїдонасиченому зразку керна.

У попередньо підготовленому зразку № 1 створювалося навмисне «погіршення» фільтраційних характеристик шляхом фільтрації через нього 0,3 порових об'ємів моделі пластової нафти. Далі вироблялося витіснення моделі пластової нафти із зразка моделлю пластової води з витратою 0,5 см<sup>3</sup>/хв до стабілізації тиску витіснення. Фільтрація виконувалася в «прямому» напрямку, тобто відповідала припливу флюїду зі свердловини у пласт. Градієнт тиску фільтрації флюїду до навмисного «погіршення» показників – 3,48 МПа/м, після – 4,92 МПа/м.

Методом «прямої» фільтрації через зразок прокачувався один поровий об'єм розчину моделі пластової води та НПАВ. Зразок витримувався в статичному стані протягом 1 год. Далі за методикою фільтраційного експерименту № 4 моделювався гідроімпульсний вплив на ПЗП з кількістю імпульсів впливу від 5 до 50 і контролем стабілізації тиску фільтрації флюїду. Потім зразок екстрагувався, знову насичувався моделлю пластової води і готувався до наступної стадії експерименту з попередньою обробкою розчином моделі пластової води і 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 та витримкою 2, 4 та 8 год.

Градієнт тиску фільтрації флюїду до навмисного «погіршення» показників – 3,48 МПа/м, після – 4,92 МПа/м. На рисунку 3.9 та таблиці 3.9 представлені основні результати фільтраційного експерименту № 6 на зразку керна № 1.

Градієнт тиску фільтрації витісняючого флюїду після 50 імпульсів впливу та 8 годин реагування розчину НПАВ у зразку породи № 1 становив 3,61 МПа/м. Фактор залишкового опору до впливу – 1,41, після – 1,04. Рухливість флюїду, що витісняється, зросла в 1,36 рази, з 2,51 до 3,42 мД/мПа\*с. Відновлення фільтраційних характеристик щодо навмисного їхнього «погіршення» – 91 %.

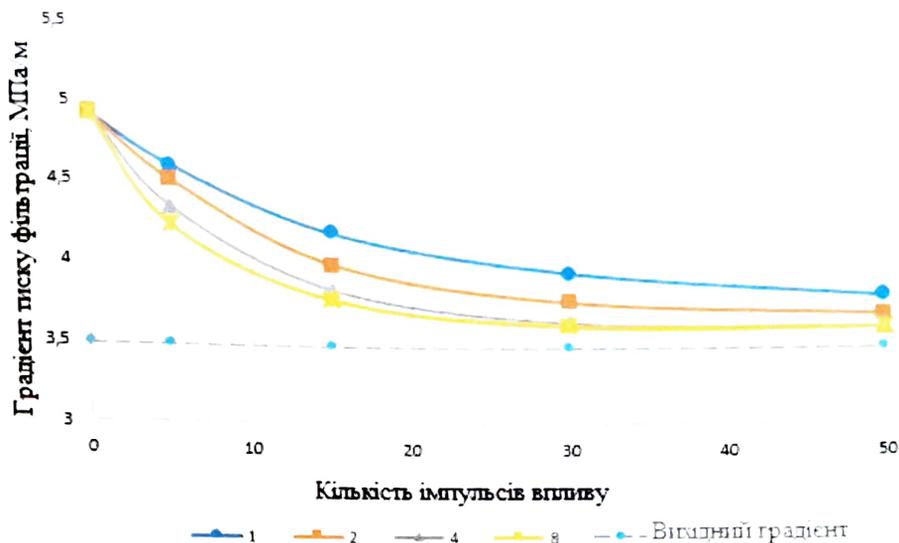


Рис. 3.9. Залежність градієнта тиску фільтрації від кількості імпульсів впливу при експерименті на зразку № 1

Таблиця 3.9. Результати фільтраційного експерименту № 6 (зразок породи № 1)

Параметр	Одиниці виміру	Вихідні показники	Після навмисного «погіршення» характеристик	Після імпульсного впливу
Градiєнт тиску фільтрації моделі пластової води	МПа/м	3,48	4,92	3,61
Рухливість моделі пластової води	мД/мПа*с	3,55	2,51	3,42
Фактор залишкового опору	од.	-	1,41	1,04
Відновлення фільтраційних характеристик	%	-	-	91

В ході експерименту № 6 встановлено залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів з урахуванням попередньої обробки зразка розчином НПАВ при моделюванні комплексного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини. Відновлення фільтраційних характеристик після 8 год. реагування розчину 0,5 %

мас. НПАВ ОП-10 і 50 прикладених до зразка імпульсів впливу становило 91-94 %, рухливість моделі пластової води зросла в 1,36-1,43 рази.

### 3.3.2.1. Аналіз результатів фільтраційного експерименту при моделюванні комплексного впливу на ПЗП нагнітальної свердловини

В результаті фільтраційних експериментів № 4-6 встановлено та проаналізовано залежності зміни фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи від кількості прикладених до зразка імпульсів при моделюванні комплексного впливу гідроімпульсною технологією та розчином неіоногенного ПАВ на привибійну зону пласта нагнітальних свердловин. На рисунку 3.10 та таблиці 3.10 представлені узагальнені результати проведених фільтраційних експериментів.

Таблиця 3.10. Результати фільтраційних експериментів № 4-6 на зразках флюїдонасиченої породи.

№ дослідю	Параметр	Зразок 1
4	Зміна рухливості по воді, од.	1,16
	Фактор залишкового опору, од.	1,44*
		1,24**
	Відновлення фільтраційних характеристик, %	45,5
5	Зміна рухливості по воді, од.	1,17
	Фактор залишкового опору, од.	1,44*
		1,23**
	Відновлення фільтраційних характеристик, %	47,75
6*	Зміна рухливості по воді, од.	1,39
	Фактор залишкового опору, од.	1,44**
		1,04***
	Відновлення фільтраційних характеристик, %	92

\* – результати експерименту з попередньою витримкою протягом 8 годин.

\*\* – значення ФЗО після навмисного погіршення фільтраційних характеристик зразка;

\*\*\* – значення ФЗО після моделювання впливу.

В результаті фільтраційного експерименту № 4 на флюїдонасичених зразках вдалося домогтися зростання рухливості витісняючого флюїду в 1,16

рази, зниження фактора залишкового опору з 1,44 до 1,24 і відновлення фільтраційних характеристик зразка на 45,5 %.

В результаті фільтраційного експерименту № 5 на флюїдонасичених зразках вдалося домогтися зростання рухливості витісняючого флюїду в 1,17 рази, зниження фактора залишкового опору з 1,44 до 1,23 і відновлення фільтраційних характеристик зразка на 47,75 %.

В результаті фільтраційного експерименту № 6 на флюїдонасичених зразках вдалося домогтися зростання рухливості витісняючого флюїду в 1,39 рази, зниження фактора залишкового опору з 1,44 до 1,04 і відновлення фільтраційних характеристик зразка на 92 %.

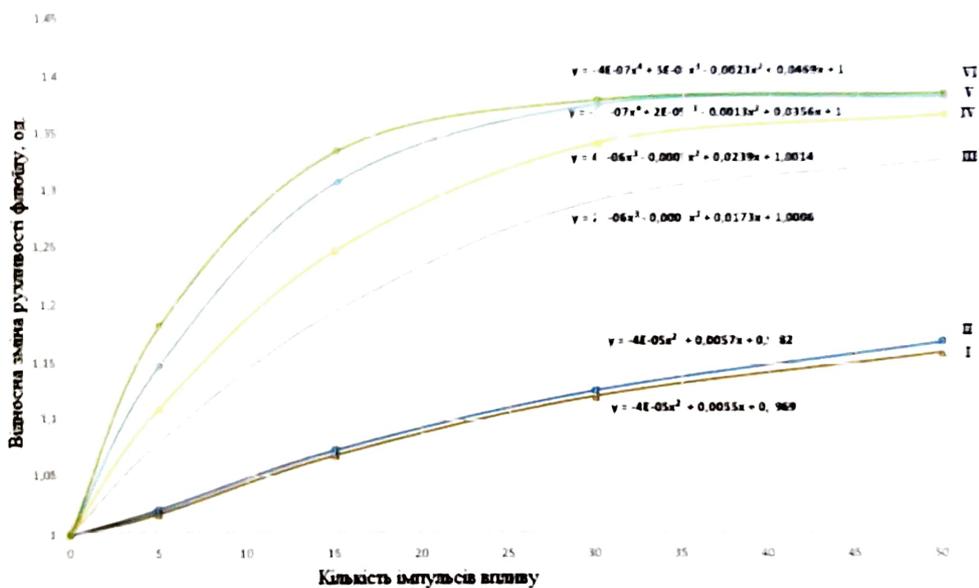


Рис. 3.10. Відносна зміна рухливості флюїду при моделюванні впливу на ПЗП нагнітальних свердловин

На рисунку 3.10 представлені експериментально встановлені залежності відносної зміни рухливості флюїду, що витісняється, від кількості прикладених до флюїдонасиченого зразка імпульсів при моделюванні комплексного впливу гідроімпульсною технологією і розчином неіоногенного ПАР. Залежність I відповідає фільтраційному експерименту № 4 і показує зміну фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи при застосуванні як робочої рідини гідроімпульсного впливу моделі пластової води. II залежність відповідає

фільтраційному експерименту № 5 і показує зміну фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи при застосуванні в якості робочої рідини гідроімпульсного впливу розчину моделі пластової води та 0,5 % мас. НПАВ ОП-10. Залежності III-VI відповідають фільтраційному експерименту № 6 і показують зміну фільтраційних властивостей флюїдонасиченої породи з урахуванням попередньої обробки зразка розчином моделі пластової води та 0,5 % мас. НПАВ ОП-10 та різними інтервалами часу реагування розчину у зразку при застосуванні в якості робочої рідини гідроімпульсного впливу моделі пластової води:

- залежність III – час попередньої витримки зразка – 1 год;
- залежність IV – час попередньої витримки зразка – 2 год;
- залежність V – час попередньої витримки зразка – 4 години;
- залежність VI – час попередньої витримки зразка – 8 год.

Результати досліджень показали, що у всіх дослідах відбувається зростання рухливості флюїду, що витісняється, і зниження фактора залишкового опору, що свідчить про перерозподіл фільтраційних потоків у флюїдонасичених зразках. Крім того, попередня обробка зразка розчином НПАВ дозволила якісно вплинути на ці показники і скоротити кількість імпульсів впливу для досягнення найкращих показників фільтрації. Проведені фільтраційні дослідження дозволяють зробити висновок про покращення фільтраційних характеристик флюїдонасиченого зразка керна при моделюванні комплексної технології гідроімпульсного впливу із застосуванням неіоногенних ПАВ на ПЗП нагнітальної свердловини.

### 3.4. Висновки до розділу 3

1. У ході досліджень з визначення пористості та абсолютної проникності встановлено, що в підготовлених зразках породи присутні помітні мікронеоднорідності, викликані найімовірніше наявністю мікротріщинноватості породи продуктивного пласта. Лабораторні дослідження зміни пористості та

абсолютної проникності колектора від зміни тиску обтиску зразка показали, що при зміні тиску обтиску в межах від 10 до 20 МПа у всіх випробуваних зразках при практично постійній пористості відбувається плавне зменшення проникності зразка по газу. Абсолютна проникність азоту в представлених зразках на досліджуваних змінах тиску обтиску зменшується на величину від 4,4 до 11,7 % залежно від зразка, при цьому середнє зменшення становить 7,2 % від початкової величини.

2. Застосування технології гідроімпульсного впливу передбачає знакозмінну, практично миттєву стрибкоподібну зміну тиску на вибої свердловини та в привибійній зоні пласта. Ґрунтуючись на проведених експериментальних дослідженнях можна дійти невтішного висновку, що циклічний знакозмінне вплив на ПЗП з підвищенням і зниженням ефективного тиску аналогічно діє на коефіцієнт проникності породи, отже, і на коефіцієнт рухливості флюїду в пластових умовах. Якщо говорити про високообводнений фонд свердловин, де в пласті присутня значна кількість «защемленої» в порах залишкової нафтової фази, то гідроімпульсний вплив сприятиме підвищенню цієї рухливості «защемленої» фази.

3. Проведені теоретичні дослідження встановили ряд умов та обмежень, що вимагаються до підбору ПАР для застосування в комплексній технології впливу на ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин. Найбільш повно їм відповідають неіоногенні ПАР, зокрема реагенту ОП-10. Лабораторні дослідження впливу обраного ПАР на міжфазний натяг на кордоні «дистильована вода – гас» показали, що при масовій концентрації у діапазоні 0,1-0,5 % НПАВ у водному розчині спостерігається практично десятикратне зниження міжфазного натягу. При 0,5 % концентрації реагенту ОП-10 (ККМ) у водному розчині значення міжфазного натягу дорівнює 3,7 мН/м і зі збільшенням концентрації практично не змінюється.

4. Фільтраційні експерименти продемонстрували позитивні результати застосування технології гідроімпульсного впливу на ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин. При моделюванні впливу на ПЗП видобувної

свердловини в кількості 50 імпульсів на зразках природного керна теригенного колектора спостерігається збільшення рухливості витісняючого флюїду в 1,36 рази, зниження фактора залишкового опору на 26 % та приросту коефіцієнта витіснення моделі пластової нафти на 1,25 %. При моделюванні впливу на ПЗП нагнітальної свердловини у тих самих умовах спостерігається зростання рухливості моделі пластової води в 1,16 рази, зниження фактора залишкового опору з 1,44 до 1,24 разу при відновленні фільтраційних характеристик зразка на 45,5 % щодо початкових значень. Встановлено, що застосування в якості робочої рідини гідроімпульсної дії розчину моделі пластової води та НПАВ, з концентрацією ОП-10 у розчині 0,5 мас. %, не приносить очікуваного ефекту. Різниця отриманих результатів щодо досліджень, в яких як робоча рідина гідроімпульсного впливу застосовувалася тільки модель пластової води, незначна і знаходиться в межах похибки вимірювань.

5. У той же час попередня обробка зразка розчином моделі пластової води та НПАВ, з концентрацією ОП-10 у розчині 0,5 % мас., значно покращила результат лабораторного моделювання комбінованого впливу на зразок породи. Синергетичний ефект комплексного впливу гідроімпульсною технологією та розчином НПАВ дозволив досягти збільшення рухливості витісняючого флюїду в 1,65 рази, зниження фактора залишкового опору на 39 %, приросту коефіцієнта витіснення моделі пластової нафти на 3,5 % при моделюванні впливу на ПЗП видобувної свердловини, та зростання рухливості моделі пластової води в 1,39 рази, зниження фактора залишкового опору з 1,44 до 1,04 рази, відновлення фільтраційних характеристик зразка до 94 % щодо початкових значень при моделюванні на ПЗП нагнітальної свердловини. Варто також відзначити, що комплексний вплив гідроімпульсної технології та розчину НПАВ на ПЗП свердловини дозволяє скоротити кількість імпульсів впливу, що додаються до зразка породи, з 50 до 30-35 і при цьому отримати якісне зростання фільтраційних показників зразка керна матеріалу.

## РОЗДІЛ 4. ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ДОСЛІДНО-ВИРОБНИЧА ОЦІНКА КОМПЛЕКСНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ОБРОБКИ ПЗП З ТРИЩИННО- ПОРОВИМИ КОЛЕКТОРАМИ

### 4.1. Удосконалення технологічної схеми гідроімпульсного впливу на ПЗП

Як було розглянуто у першому розділі даної роботи, на продуктивність свердловин істотно впливає гідропровідність привибійної зони пласта. Якісним розкриттям продуктивного пласта, що характеризується гарною гідропровідністю і високою міцністю кріплення, визначається продуктивна робота видобувних і нагнітальних свердловин протягом тривалого періоду їх експлуатації, і, зрештою, від цього значною мірою залежать ефективність і техніко-економічні показники розробки всього родовища [108].

Як показали чисельні дослідження [63, 64, 71, 72], погіршення фільтраційних характеристик ПЗП відбувається не тільки під час первинного розкриття продуктивного пласта, але і протягом всього часу експлуатації свердловини. Непоодинокі випадки кольматації стінок порових каналів різного роду відкладеннями, аж до повного перекриття перерізу фільтраційних каналів продуктивного пласта-колектора. Відомо, що коли пористе середовище насичене двома рідинами, які не змішуються, і досягнуто деякої граничної залишкової насиченості середовища однією з них, то фазова проникність для останньої зводиться до нуля. Це означає, що залишкова рідина розбивається в порових каналах на окремі, не пов'язані один з одним краплі та скупчення, які ізольовані та оточені з усіх боків рідиною протилежної фази та нерухомі при її фільтрації в рівноважних умовах. І це при тому, що об'ємний вміст залишкової рідини в порах може бути високим [36].

Це явище багато в чому визначає залишкову нафтонасиченість обводнених пластів і є причиною зниження приймальності нагнітальних свердловин через

«защемлення» в порах колектора нафтової фази, а також зниження продуктивності видобувних свердловин (часто аж до нуля) при попаданні в нафтонасичений колектор води [36].

Існують експериментальні дані [124], що свідчать про можливість просування ізольованих включень нафти в природних матеріалах за умов підвищеної швидкості фільтрації при сильному гідродинамічному натиску. Автори цих досліджень пояснюють цей ефект, відштовхуючись від розвинених у теорії перколяції міркувань про розподіл ізольованих включень за розмірами, і вважають, що зі збільшенням гідродинамічного напору деяка частина досить великих включень ізольованої фази може набути рухливості [36].

Відомий ряд способів, що відрізняються своєю відносною простотою та технологічною ефективністю. Однак, при дії на ПЗП гідравлічними імпульсами, технічні можливості насосного агрегату не дозволяють повною мірою реалізувати потенціал гідроімпульсної дії.

Для цього було запропоновано удосконалений спосіб гідроімпульсного впливу на ПЗП низькопродуктивних, високообводнених свердловин. Відмінною особливістю цього способу є змінені обв'язка гирла свердловини під час проведення обробки привибійної зони. Замість того, щоб нагнітати тиск для створення імпульсу на гирлі свердловини при закритому швидкодіючому клапані (засувка ЗМС з пневмоприводом), насосний агрегат прокачує рідину по кільцевому контуру, в результаті чого тиск створюється при закритті клапана. Такий спосіб дозволяє забезпечити передачу енергії рідини, що рухається по кільцевій траєкторії, стовпу свердловинної рідини для надання йому необхідного прискорення і застосувати на гирлі свердловини гідроудар для здійснення гідроімпульсного впливу на ПЗП свердловини (рисунок 4.1).

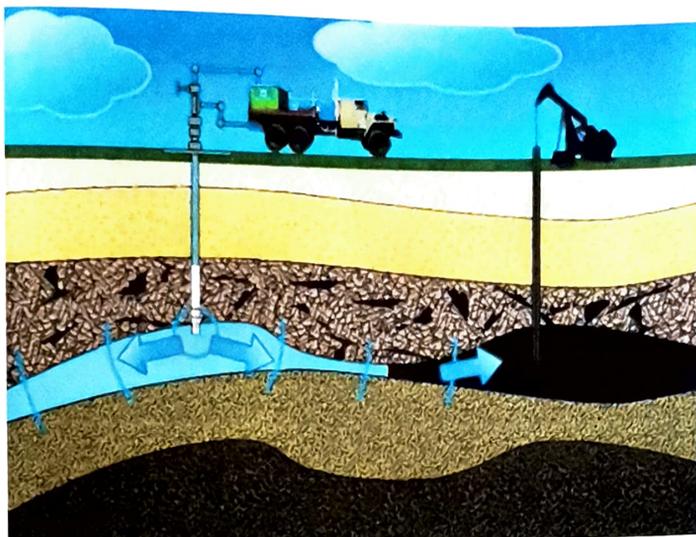


Рис. 4.1. Технологічна схема здійснення гідроімпульсного впливу на ПЗП

Цей метод реалізується в такий спосіб. Вихідний патрубок насосного агрегату з'єднується з приймальним пристроєм насосного агрегату через швидкодіючий клапан, вихідний патрубок насосного агрегату також з'єднується з гирлом свердловини. Перед створенням гідроудару на гирлі свердловини відкривають швидкодіючий клапан та включають насосний агрегат. Маса рідини, що знаходиться в насосному агрегаті, швидкодіючому клапані і сполучних рукавах, рухається по створеному контуру з швидкістю, яка збільшується. Одночасно свердловина заповнюється рідиною, створюючи гідростатичну рівновагу стовпа свердловинної рідини, що знаходиться в НКТ. При досягненні маси рідини, що рухається, встановлених параметрів швидкодіючий клапан закривається, рух рідини по контуру різко переривається і рідина направляється в свердловину. Оскільки плунжери насосного агрегату рухаються з високою швидкістю та рідина має високу швидкість руху, на гирлі свердловини створюється гідроудар, що розповсюджується до привибійної зони.

При досягненні зумпфу свердловини хвиля руху рідини створює підвищений тиск на вибої, що призводить до імпульсного репресійного впливу на продуктивну товщу пласта. Після відкриття швидкодіючого клапана у привибійній зоні виникає депресійна дія. Знакозмінний імпульсний вплив на привибійну зону «сприяє її промиванню, відриву адсорбційних відкладень від стінок порових каналів і тріщин» [83], а також підвищенню рухливості

защемленої в порах залишкової нафтової фази. Все це веде до перерозподілу фільтраційних потоків в свердловинній зоні пласта і збільшення її гідропровідності.

Свердловинна рідина може містити хімічні реагенти для більш продуктивної обробки. Спосіб може бути застосований спільно з іншими видами обробки привибійної зони: кислотної, теплової, акустичної і т.д. [83].

#### 4.2. Дослідно-виробничі випробування гідроімпульсного впливу на ПЗП

Для підтвердження ефективності описаної технології в червні 2021 р. на діючій нагнітальній свердловині № 61 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища було проведено випробування удосконаленої технології гідроімпульсного впливу на ПЗП.



Рис. 4.2. Підготовчі роботи на свердловині № 61 перед проведенням гідроімпульсного впливу на ПЗП

Для оцінки параметрів та стану привибійної зони до гідроімпульсного впливу було проведено гідродинамічні дослідження свердловини методом запису кривої падіння тиску. За результатами інтерпретації отримані такі параметри (таблиця 4.1): вибійний тиск – 16,96 МПа, пластовий тиск – 15,25 МПа, коефіцієнт приймальності –  $5,1 \text{ м}^3/(\text{добу} \cdot \text{МПа})$ .

Гідроімпульсний вплив проводився пластовою водою із густиною 1,087 т/м<sup>3</sup>. Температура повітря довкілля під час обробки – 25 °С. На гирлі свердловини використовувалося стандартне обладнання, що застосовується у нафтовидобуванні.

За допомогою агрегату АНЦ-320 тиск нагнітається в замкнутому круговому контурі. Енергія пластової води, що рухається по кільцевому контуру передавалася на вибій свердловини шляхом короткочасного закриття засувки з пневмоприводом, встановленої на перемичці між кільцевим контуром і гирловою арматурою свердловини. Різким закриттям ЗМС 65-210 з пневмоприводом створювалися гідроімпульси високого тиску на гирлі свердловини з амплітудою понад 14 МПа. Дистанційно, за допомогою пульта управління пневмозасувкою, було досягнуто необхідної частоти імпульсів, що дозволяє створити резонансний рух стовпа пластової води в НКТ. Загальна кількість імпульсів дії – 36, при тиску в контурі 14-16 МПа.

Для оцінки інтенсивності впливу зафіксовано динаміку зміни тиску в інтервалі продуктивного пласта з використанням автономного високошвидкісного манометра САМТ-600 (рисунок 4.3).

У липні 2016 р., після виходу свердловини на режим, проведено гідродинамічні дослідження свердловини методом запису кривої падіння тиску. За результатами інтерпретації досліджень отримані наступні параметри (таблиця 4.1): зростання приймальності до 75 м<sup>3</sup>/добу (в 3 рази відносно до попередніх досліджень), зростання коефіцієнта приймальності свердловини до 26,2 м<sup>3</sup>/(добу\*МПа) (5 разів відносно попередніх досліджень).

Таблиця 4.1. Зведена таблиця інтерпретації ГДС

Вид дослідження	Q <sub>зак</sub> м <sup>3</sup> /добу	P <sub>виб</sub> , МПа	P <sub>пл</sub> , МПа	K <sub>прийм</sub> м <sup>3</sup> /(добу*МПа)	СКІН
КПТ	69	17,5	16,76	17,1	-4,5
КПТ	33	17,05	14,7	13,8	-5,1
КПТ	24	16,96	15,25	5,1	+0,29
КПТ	75	17,5	14,83	26,2	-5

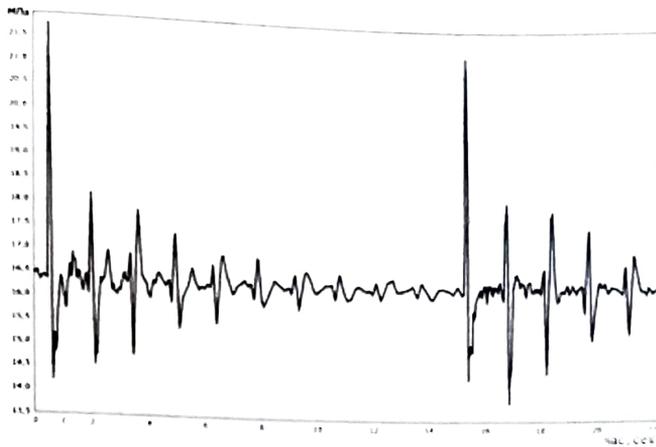


Рис. 4.3. Діаграма зміни тиску на вибої свердловини

На рисунку 4.3 представлено діаграму зміни тиску на вибої свердловини при періодичній подачі на гирлі одиночного імпульсу. Тиск змінюється в коливальному режимі, найбільше впливає перший, найпотужніший імпульс.

Таким чином, результати дослідно-промислових випробувань свідчать про ефективність запропонованої технології гідроімпульсної дії на привибійну зону продуктивного пласта. Ефективність впливу підтверджена проведенням гідродинамічних досліджень до та після впливу, а також прямими вимірами тиску на глибині розташування продуктивного горизонту.

Особливість технології полягає в тому, що обробки видобувних свердловин, так само як і нагнітальних, будуть проводитися без залучення бригади ПКРС. Гідроімпульсний вплив здійснюватиметься без підйому занурювального обладнання через затрубний простір. Питання допустимого імпульсного тиску, що впливає на гирлове обладнання, успішно вирішено. Економічний прогноз запровадження технології дуже високий.

#### **4.3. Комплексна технологія інтенсифікації притоку на родовищах із тріщинно-поровими колекторами**

Інформація, представлена в цьому розділі спрямована на вироблення рекомендацій з практики застосування запропонованої комплексної технології впливу на привибійну зону пласта, нагнітальних та видобувних свердловин

нафтових та нафтогазових родовищ. Технологія розроблена для інтенсифікації видобутку нафти на родовищах на пізній стадії розробки, коли застосування інших загальноприйнятих технологій стає економічно недоцільним. З метою застосування комплексної технології гідроімпульсного впливу та водних розчинів НПАВ для обробки ПЗП необхідне точне визначення послідовності проведення технологічних операцій та особливостей їх застосування. Специфіка проведення робіт визначає послідовність застосування загальноприйнятих технологічних операцій у певному алгоритмі, а також застосування спеціально розробленого обладнання для створення гідроімпульсної дії на ПЗП.

Отримані, під час проведення дослідно-промислових робіт з технології гідроімпульсної дії на ПЗП свердловин, показали перспективність її застосування. Приймальність нагнітальних свердловин зросла в 2-4 рази, що особливо актуально для нафтових родовищ на пізній стадії розробки .

Дослідження довели ефект комплексного застосування НПАВ та гідроімпульсного впливу на ПЗП в умовах тріщинно-порових колекторів нафтових родовищ. На підставі вищеописаних досліджень, запропоновано технологію комплексного впливу на ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин [85, 86, 93, 94, 98, 110].

Впровадження запропонованих технологій на нафтових родовищах рекомендується здійснювати після ретельного аналізу режиму роботи покладів та свердловин. Аналіз включає ознайомлення з геологічною будовою родовища, прийнятою технологічною схемою розробки, типом покладу, режимом його експлуатації, типом колектора, його параметрами: товщиною, пористістю, проникністю, положенням покрівлі та підосви продуктивного пласта, положенням ВНК, початковим і поточним пластовим тиском, статичним та динамічним рівнями в свердловині, методами первинного та вторинного розкриття пласта, температурою пласта, затвердженими запасами та запланованим коефіцієнтом вилучення нафти, накопиченим видобутком та закачуванням, початковими та поточними дебітами свердловин, обводненістю продукції. Потрібно уточнити поточні фізико-хімічні властивості нафти,

пластової води, газовий фактор. Аналізуються режим роботи та конструкція кожної свердловини, застосовуване обладнання та спосіб видобутку і закачування, діаграми ГІС, включаючи траєкторію, стан цементного кільця, результати геолого-технічних заходів за період експлуатації [49].

Алгоритм на ПЗП оброблюваної свердловини визначається на підставі результатів проведеного аналізу, і полягає в:

1. Обґрунтуванні вибору ПАР та концентрації його розчину за результатами проведених лабораторних досліджень;

2. Розрахунках об'єму розчину НПАВ, необхідного для проведення обробки, за формулою 4.1:

$$V_p = \pi \cdot R_y^2 \cdot K_{\Pi} \cdot H \quad (4.1)$$

де  $V_p$  – об'єм розчину ПАР, м<sup>3</sup>;

$R_y$  – умовний радіус обробки ПЗП, м;

$K_{\Pi}$  – середня пористість продуктивного пласта, частки одиниці;

$H$  – ефективна потужність пласта-колектора, м.

3. Визначенні часу реагування водного розчину НПАВ у привибійній зоні свердловини;

4. Встановленні амплітуди імпульсів гідродинамічного впливу та їх кількості.

Обробка ПЗП видобувних свердловин комплексною технологією гідроімпульсної дії та водними розчинами НПАВ можлива двома способами:

– без підйому глибинно-насосного обладнання (ГНО), через затрубний простір;

– з підйомом глибинно-насосного обладнання (ГНО), через ліфт технологічних НКТ.

При реалізації комплексної обробки з підйомом ГНО ефективність передачі імпульсу на вибій зростає, отже, зростає ефективність робіт загалом. Однак значно збільшується час простою свердловини за рахунок необхідності

постановки бригади ПКРС та проведення неоднократно спуско-підйомних операцій.

Обробка нагнітальних свердловин здійснюється без постановки бригади ПКРС через ліфт у вже спущених і запакованих у свердловині НКТ.

Загальний час проведення комплексної обробки, від зупинки свердловини до запуску її в роботу, становить 8-12 год, включаючи закачування та очікування на реагування розчину НПАВ у ПЗП, монтаж та демонтаж технологічного обладнання на гирлі свердловини, та безпосередньо вплив гідравлічними імпульсами.

Після завершення комплексної обробки технологією гідроімпульсного впливу і водним розчином НПАВ свердловина запускається в роботу з подальшою оцінкою ефективності проведених заходів, яка спирається на порівняльний аналіз дебітів і обводненості продукції, що видобувається, статичних і динамічних рівнів у затрубному просторі, тиску на гирлі та приймальності нагнітальних свердловин, а також розрахованих на їх основі коефіцієнтів продуктивності і приймальності свердловин, виконаних до та після проведення заходів.

#### 4.4. Висновки до розділу 4

1. Запропоновано технологічну схему гідроімпульсного впливу на привибійну зону пласта. Проведено дослідно-виробничі випробування на підставі розробленого методу впливу на Яблунівському НГКР, результати яких свідчать про ефективність запропонованої технології гідроімпульсної дії на привибійну зону продуктивного пласта.

2. Запропоновано технологію комплексної обробки ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин гідроімпульсним впливом та водними розчинами НПАВ. Описано послідовність та особливості проведення технологічних операцій, а також запропоновано методи оцінки ефективності застосування комплексної технології.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу наукову-технічну задачу – підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ, складених тріщинно-поровими колекторами, що знаходяться на пізніх стадіях розробки, шляхом покращення фільтраційних характеристик привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин.

1. Результати проведеного аналізу теоретичних, експериментальних та дослідно-виробничих досліджень дозволили запропонувати комплексну технологію інтенсифікації видобутку в умовах тріщинно-порових продуктивних колекторів нафтових родовищ, що знаходяться на завершальних етапах розробки, засновану на спільному застосуванні розчинів неіоногенних ПАР та гідроімпульсної дії для обробки ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин.

2. Лабораторні дослідження виявили залежність зміни абсолютної проникності зразків породи азотом від зміни тиску об'ємного стиснення зразка. При зміні тиску в межах від 10 до 20 МПа у всіх випробуваних зразках абсолютна проникність азотом зменшується на величину від 4,4 до 11,7 %.

3. На підставі проведених теоретичних та експериментальних досліджень можна зробити висновок, що циклічний знакозмінний вплив на ПЗП з підвищенням та зниженням ефективного тиску разом зі зниженням міжфазного натягу на межі розділу фаз збільшує коефіцієнт рухливості флюїду в пластових умовах. Якщо говорити про високообводнений фонд свердловин, де у пласті присутня значна кількість «защемленої» у порах залишкової нафтової фази, комплексування гідроімпульсної та фізико-хімічної дії дозволить підвищити ступінь вилучення цієї «защемленої» фази.

4. Результати фільтраційних досліджень з моделювання комплексної технології впливу на ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин, виконані на зразках природного керна, показали:

- здатність даної технології впливати на залишкову нафтонасиченість обводнених пластів шляхом створення знакозмінної репресійно-депресійної дії та залучення в дренавання «защемленої» в порах колектора нерухомої раніше нафтової фази;
- гідроімпульсний вплив значно змінює гідропровідність зразка, сприяючи при цьому перерозподілу фільтраційних потоків у ПЗП видобувних та нагнітальних свердловин, а також у продуктивному пласті вцілому;
- попередня обробка зразка 0,5 %-ним водним розчином неіоногенних ПАР значно збільшує ефективність застосування гідроімпульсного впливу за рахунок гідрофілізації породи колектора та зниження міжфазного натягу на межі «нафта-вода» та «нафта-порода».

5. Результати дослідно-промислових випробувань запропонованого способу гідроімпульсної дії на тріщинно-порові продуктивні пласти Яблунівського НГКР підтвердили її ефективність, обумовлену збільшенням приймальності нагнітальних свердловин.

6. Розроблена комплексна технологія впливу на ПЗП може бути рекомендована як метод оперативного, вискоєфективного регулювання режиму роботи свердловини, оскільки для її застосування не потрібно залучення бригад ПКРС, великої кількості спецтехніки. Технологія вигідно відрізняється мінімальними трудовитратами, необхідними для проведення обробки привибійної зони, що особливо важливо за умов експлуатації нафтових родовищ на завершальних етапах розробки.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аналіз методів підвищення вуглеводневої продукції пластів, впроваджуваних ЗАТ "Пласт" у свердловинах Дніпровсько-Донецької западини / І. Г. Зезекало, О. О. Іванків, О. В. Ємець // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 2. – С. 76 – 79.
2. Акульшин О. І. Управління розробкою нафтових родовищ з метою підвищення нафтовиддачі / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 6. – С. 27-28.
3. Бандуріна О.В. Конспект лекцій із дисципліни «Теоретичні основи та технічні методи інтенсифікації видобування нафти і газу» для студентів спеціальності для студентів спеціальності 7.09030401, 8.09030401 «Видобування нафти і газу» всіх форм навчання. – Полтава: ПолтНТУ, 2011. – 102 с.
4. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник для студентів вищих навчальних закладів. / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. – Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 416 с.
5. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: у 2-х томах / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів : Апріорі, 2006. – Т. 2: Л–Я. – 800 с.
6. Бойко, В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ [Текст]: підручник / В. С. Бойко. – 3-тє вид., допов. – К. : Реал-Принт, 2004. – 695 с. – 683.
7. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
8. Бойко, В. С. Технологія видобування нафти [Текст] : підручник / В. С. Бойко ; Тарко Я. Б., Коцкулич Я. С., рец. – Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2012. – 827 с. – ISBN 978-966-398-076-8

19. Вольченко, Д. О. Технологія розробки нафтових родовищ [Текст] : практикум / Д. О. Вольченко, І. М. Драган. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 84 с.
20. ГОСТ 26450.1-85. Породи гірські. Метод визначення коефіцієнта відкритої пористості насиченням
21. ГОСТ 29232-91. Аніонні та неінногенні поверхнево-активні речовини. Визначення критичної концентрації міцелоутворення.
22. ГОСТ 8433-81. Речовини допоміжні ОП-7 і ОП-10. Технічні умови.
23. ГОСТ 8.563-96. Державна система забезпечення єдності вимірювань. Методики виконання вимірювань.
24. Гутак О.І. Підвищення нафтовилучення із пластів в умовах розробки родовища у режимі розчиненого газу / Я.М. Бажалук, О.М. Карпаш, О.І. Гутак та інші. // Матеріали VI міжнародної науково-практичної конференції "Економічне відродження України". м. Київ, 22 травня 2009. С.18-19.
25. Даниленко В.А., Нагорний В.П. Технологічний комплекс для інтенсифікації видобутку енергоносіїв // Наука та інновації. – 2006. – Т. 2, № 5. – С. 34–40.
26. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / Бойко В. С., ред. – Львів, 1996. – 620 с. – ISBN 5-335-01293-5.
27. Єгер Д. О. Підвищення вуглеводневилучення із покладів упорядкованою дією на приви́бійну зону пласта : дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Єгер Дмитро Олександрович. — Івано-Франківськ, 2003. — 350 с. — Бібліогр. : с. 323—350.
28. Єгер Д.О. Упорядковане використання методів дії на приви́бійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д.О. Єгер. – К.: Техніка, 2003. – 162 с.
29. Зарубін, Ю. О. Математичне моделювання процесів видобутку нафти і газу [Текст] : конспект лекцій / Ю. О. Зарубін, В. Ю. Боднарук. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 1994. – 160 с.

30. Зімін О. Л. Перспективи розробки ущільнених карбонатних колекторів / О. Л. Зімін, І. Г. Зезекало, Г. М. Бондар, М. І. Євдошук // Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука і виробництво. Матеріали 6 Міжнародного геологічного форуму (17-19 червня 2019 р., м. Одеса) – К.: УкрДГРІ, 2019. – 262 с.
31. Зімін О.Л. Перспективи розробки ущільнених карбонатних колекторів у межах Дніпровсько-донецької западини / О.Л. Зімін, І.Г. Зезекало, Г.М. Бондар, М.І. Євдошук/ Нафтогазова галузь України. – 2019. – №2. – С.14 – 18.
32. Зезекало І.Г. Перспективи розробки ущільнених карбонатних колекторів Дніпровсько-Донецької западини / І.Г. Зезекало, О.Л. Зімін // Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Шостої міжнародної науково-практичної конференції (7–11 жовтня 2019 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). – К.: ДКЗ, 2019. – Т. 1. – 467 с.
33. Інтенсифікація видобутку газу при розробці покладів у малопроникних карбонатних гірських породах / І.Г. Зезекало, О.Л. Зімін // Тези 72-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету, присвяченої 90-річчю Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Том 2. (Полтава, 21 квітня – 15 травня 2020 р.) – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2020. – С. 147 – 149.
34. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину [Текст]. Кн. 1 / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. – Львів : Центр Європи, 2004. – 352 с.
35. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Качмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Кн.2. – Львів: Центр Європи, 2005 – 414 с.
36. Карп І.М., Єгер Д.О. Зарубін Ю.О. та інш. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. – К: „Наукова думка”, 2006. – 309с.

37. Катеринчук П.О. Римчук Д.В. Цибулько С.В. Шудрик О.Л. // Освоєння інтенсифікація та ремонт свердловин. – Харків: «Пром-Арт», 2018р. – С. 608.
38. Кісіль І. С. Методи і прилади контролю якості розчинів поверхнево-активних речовин шляхом вимірювання поверхневого і міжфазного натягів: дис. докт. техн. наук: 05.11.13. – ІваноФранківськ, 1991. – 390 с.
39. Кондрат Р. М. Поверхнево-активні речовини для процесів нафтовилучення / Р.М. Кондрат., Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк, Б.Л. Литвин // Фізика і хімія твердого тіла. – 2008. – № 3, Т.9. – С. 655-658.
40. Кондрат, Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ [Текст]: навч. посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. – 288 с.
41. Кондрат О.Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР / О.Р. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №1. – С.34-38.
42. Кондрат О. Р. Прикладні та теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу та нафти: автореф. дис. на здоб. наук. ступеня д-ра техн. наук. – Івано-Франківськ, 2014. – 43 с.
43. Крижанівський, Є. І. Морські стаціонарні платформи [Текст]: підручник / Є. І. Крижанівський, М. К. Ільницький, Р. С. Яремійчук. – Івано-Франківськ, 1996. – 200 с.
44. Куль А. Й., Нагорний В. П., Семенякін П. В. Інтенсифікація видобутку газу на свердловинах ДП "Полтавагазпром". // Нафтова і газова промисловість. – 1977. – № 4. – С. 27.
45. Купер, І. М. Фізика нафтового і газового пласта [Текст]: підручник / І. М. Купер, А. В. Угриновський. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. – 448 с.
46. Ліскевич Є.І. Адсорбція поверхнево-активних речовин як чинник ефективності їх застосування в процесах нафтовидобутку / Є.І. Ліскевич,

- М.І. Рудий, В.Д. Михайлюк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 1. – С. 42-44.
47. Мала гірнича енциклопедія: у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Д.: Донбас, 2007. – Т. 2: Л – Р. – 670 с. – ISBN 57740-0828-2.
48. Математичне моделювання процесів нафтогазовидобування [Текст] : конспект лекцій / Л. Р. Смоловик, О. Р. Кондрат, Н. М. Гедзик, А. М. Краснодембський. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2014. – 101 с.
49. Методичні вказівки до проведення практичних занять з дисципліни «Теоретичні основи та технічні методи інтенсифікації нафтогазовидобутку» для студентів спеціальності для студентів спеціальності 7.09030401, 8.09030401 “Видобування нафти і газу” всіх форм навчання Укладачі: О.В. Бандуріна, А.Д. Гутак.- Полтава: ПолтНТУ, 2012 – 52 с.
50. Михайлюк В.Д. Міжфазний натяг як функція поверхневої активності поверхнево-активних речовин / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 5. – С. 26-28.
51. Мислюк, М. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі [Текст] : підручник / М. Мислюк, Ю. Зарубін. – Івано-Франківськ : Екор, 1999. – 496 с.
52. Нагорний В.П. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк: за редакцією В.П. Нагорного; НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна. – Київ, 2013. – с. 268.
53. Нагорний В.П., Денисюк І.І. Імпульсні методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів. — К.: Ессе, 2012. — 323 с
54. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Причерченського шельфу Чорного моря [Текст] / П. Ф. Гожик, М. І. Євдошук, В. В. Гладун та інші. – К.: НАН України, ДГС України, НАК «Нафтогаз України», 2011. – 576 с

55. Основи морських нафтогазових технологій [Текст] : конспект лекцій / Я. Я. Якимечко, Я. М. Фем'як, В. Р. Возний, С. О. Овецький. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 178 с.
56. СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки
57. ОСТ 39-195-86 Нафта. Метод визначення коефіцієнта витіснення нафти водою в лабораторних умовах.
58. Рой М.М., Ластовка В.Г. Освоєння та інтенсифікація припливу вуглеводнів методом миттєвих депресій для розширення межі кондиційності колекторів // Мінеральні ресурси України, №3.- 2016. – С. 34 – 39.
59. Рудий М.І. Технології дії на приви́бійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин / М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 45-48.
60. Рудий М.І. Нові технології кислотної дії на приви́бійну зону пласта / М.І. Рудий. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2010. – 285 с.
61. Світлицький В.М., Ягодовський С. І., Галустян Г.Р. Поточний та капітальний ремонт свердловин. – К.: Логос, 2001. – 344 с.
62. Світлицький В.М. Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №6. – С. 16 – 18.
63. СОУ 11.1-00135390-023:2006 Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій. – Введено в дію 01.06.06. – Івано-Франківськ, 2006. – 70 с.
64. СОУ 11.1-00135390-197-2012. Визначення технологічної доцільності обробки приви́бійної зони [Текст]. – Введено в дію 30.03.12. – К.: ПАТ «Укрнафта», 2012. – 35 с.

- 65.СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки
66. Тарко Я.Б. Аналіз гідродинамічних методів впливу на привибійну зону пласта [Текст] / Я.Б.Тарко // НТЗ „Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”. Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2001. вип. 38. с. 128-133.
67. Тарко Я.Б. До питання визначення розподілу тиску в пласті під час проведення депресійного впливу в свердловині [Текст] / Я.Б.Тарко // Нафтова і газова промисловість. 2004, № 6. С. 28-30.
68. Тарко Я.Б. Дослідження реологічних характеристик високов'язкої нафти Бугруватівського родовища [Текст] / Я.Б.Тарко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ: ІФНДТУНГ, 2004. вип. 3(12). с.81-86.
69. Тарко Я.Б. Розробка устаткування для проведення циклічної депресійно-репресійної дії на привибійну зону пласта [Текст] / Я.Б.Тарко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ:ІФНТУНГ, 2004. вип. 4(13). с.15-19.
70. Тарко Я.Б. Технологія декольматації продуктивних пластів імпульсно-депресійною дією на привибійну зону свердловин [Текст] / Я.Б.Тарко // Вісник Сумського державного університету. Серія: Технічні науки. Суми: СДУ, 2004. № 13 (72). С. 85-88.
71. Тарко Я.Б. Технологія та устаткування УСМД для створення багаторазових циклів депресійно-репресійної дії на пласт [Текст] / Я.Б. Тарко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2005. Вип. 1 (14). с.2529.
72. Технологія підвищення дебіту свердловин із застосуванням імпульсної дії на привибійну зону пласта [Текст] / В.П. Нагорний, Ю.А. Писарєв, В.І. Артёмов та ін. // Нафтова і газова промисловість. 2001. № 2. С. 25-27.
73. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу [Текст] : навч. посіб. / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин, В. С. Бойко [et

- al.]. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с. – 429-431. – ISBN 5-11-00081-3.
74. Проектування, будівництво і експлуатація морських нафтогазових споруд [Текст] : лаборатор. практикум / Я. Я. Якимечко, В. Р. Возний, Я. М. Фем'як, С. О. Овецький. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ Факел, 2008. – 24 с.
75. Соломчак, Я. В. Нафтогазова механіка [Текст] : конспект лекцій / Я. В. Соломчак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 204 с.
76. Українська нафтогазова енциклопедія за загальною редакцією В. С. Іванишина. Львів : Сполум, 2016. 603 с.
77. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.
78. Чорний О. М. Підвищення якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин [Текст] / О. М. Чорний, М. І. Чорний, Я. М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 117-124.
79. Яремійчук, Р. С. Основи гірничого виробництва. Видобування нафти, газу та твердих корисних копалин [Текст] : підручник / Р. С. Яремійчук, В. Р. Возний. – К. : Кондор, 2006. – 367 с. – ISBN 966-351-013-7.
80. Ahmed U. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development / U. Ahmed, D.N. Meehan. – Boca Raton: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2016. – 860 p.
81. Bailey B. et al. Water control // Oilfield Review. – 2000. – Т. 12. – №. 1. – P. 30-51.
82. Baker Hughes Drilling Fluids.: Reference Manual Revision, 2006, 775 p.
83. Barake S. An experimental and theoretical investigation of the influence of high-frequency acoustic waves on the flow of a liquid through a porous material / Barake S., Bas V.D.F., Ooms G., Poesio P. // Rock Reservoir Workshop EAGE/SEG, Pau, France. 2001.

84. Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation, 3rd ed. // J. Wiley Sons. – 2000. – 856 p.
85. Heavy oil reservoirs/ C. Curtis, R. Kopper, E. Decoster, A. Guzmán–Garcia, C. Huggins, L. Knauer, M. Minner, N. Kupsch, L. M. Linares, H. Rough, M. Waite // Oilfield Review. – 2002. – Autumn. – P. 30-51.
86. Mitchell, R. F. (2007). Petroleum engineering handbook. Volume II: Drilling Engineering. Houston: SPE.
87. Myslyuk, M. A., Dolyk, R. N., Raptanov, A. K., Lazarenko, A. G. (2016). Estimation of bottom-hole assemblies efficiency when drilling deep wells on the Semerenky gas-condensate field. Bureniye i neft, 12, 022 – 027.
88. Petroleum Engineering Handbook, Volume II: Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers. 2007. p. 90-95. – ISBN 978-1-55563-114-7.
89. Poesio P. Study of removal of small particles in porous media by ultrasonic irradiation / Poesio P., Ooms G., Dongen V.M.E.H., Smeulders D.M.J. // Transp. Porous Media. 2004. №54. p. 239 264.
90. Warren, F.P. Adopting aphron fluid technology for completion and workover applications / F.P. Warren, C. Robert, T. Brookey and others // Paper SPE 112439. – 2008. – 10 p.