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

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Технології попередження солевідкладень у внутрішньосвердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта при заводненні карбонатних колекторів

Розробив студент групи 601-МВ — Павленко С.С
Керівник роботи — Мирний В.І

2025

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

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

До захисту
завідувач кафедри
в.о. директора ННІНГ
_____
С. Гавриш

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: *«Технології попередження солевідкладень у внутрішньосвердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта при заводненні карбонатних колекторів»*

Пояснювальна записка

Керівник
старший викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Мирний В.І.
посада, наук. ступінь, ПІБ
_____
підпис, дата,

Виконавець роботи
Павленко С.С
студент, ПІБ
група *601-МВ*
_____
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
Ст.викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Ляшенко А. В
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
Ст. викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Ляшенко А.В
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
К.т.н. , доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Петруняк М.В
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом
К.т.н. доцент, доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Дмитренко В.І
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
Ст.викладач кафедри нафтогазової та технологій Мирний В.І
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.01.25

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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
В. о. [signature]
"17" 01 2025 року

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

Павленко Станіслав Сергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *Технології попередження солевідкладень у внутрішньосвердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта при заводненні карбонатних колекторів*
Керівник роботи Мирний Вадим Іванович, старший викладач
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від "29" 08 2024 року №878-ОД
2. Строк подання студентом роботи 17.01 2025 року
3. Вихідні дані до роботи *1. Науково-технічна література, періодичні видання.*
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Анотація. Вступ
1. Аналіз сучасного стану питання, умов і критеріїв утворення неорганічних солей та методи їх попередження.
2. Методика проведення експериментальних досліджень.
3. Результати досліджень попереджень солевідкладень у внутрішньосвердловинному обладнанні.
4. Обґрунтування технології запобігання солевідкладенням у привибійній зоні пласта під час заводнення.
5. Технологія закачування інгібіторів в пзп для попередження відкладень органічних солей при заводнені карбонатних пластів.
Загальні висновки
Список використаних джерел
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 кафедри нафтогазової інженерії та технологій Ляшенко А. В		
2	К.т.н.,доцент, кафедри нафтогазової інженерії та технологій Петруняк М.В		
3	Ст.викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Мирний В.І		
4	Ст.викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Ляшенко А. В		
5	К.т.н.,доцент, доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Дмитренко В.І		

7. Дата видачі завдання 14.10.24

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 _____ **Павленко С.С**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ **Мирний В.І**
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ 7

ВСТУП 8

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ, УМОВ І КРИТЕРІЇВ УТВОРЕННЯ НЕОРГАНІЧНИХ СОЛЕЙ ТА МЕТОДИ ЇХ ПОПЕРЕДЖЕННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ 12

1.1 Причини, умови та кінетика утворення відкладень неогрганічних солей при видобутку 13

1.2 Зниження проникності привибійної зони пласта внаслідок солевідкладень при заводненні 19

1.3 Методи попередження відкладень неорганічних солей 22

1.3.1 Безреагентні способи попередження солевідкладень 23

1.3.2 Хімічні методи попередження солевідкладень 25

1.4 Висновки з розділу 1. Мета та завдання досліджень 33

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ 36

2.1 Методики визначення сумісності інгібітора солевідкладень із водою та гірською породою, його корозійної активності та міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин інгібітора» 37

2.1.1 Сумісність інгібітора солевідкладень із водою та гірською породою 37

2.1.2 Методика експериментальних досліджень швидкості корозії металевих зразків у розчині дослідного інгібітора солевідкладень 38

2.1.3 Вплив досліджуваного інгібітору солевідкладень на в'язкість нафти 39

2.1.4 Методика досліджень міжфазного натягу на межі «нафта – водний розчин інгібітору» 39

2.2 Методики оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних і динамічних умовах 40

2.2.1 Метод джар-тесту (jar test) 41

2.2.2 Метод закупорки труби (dynamic tube blocking test) 42
2.3 Методика проведення фільтраційних досліджень для моделювання закачки інгібіторів солевідкладень у ПЗП та визначення їхньої ефективності 44
2.3.1 Визначення коефіцієнта проникності породи в динамічних умовах 46
2.3.2 Методика дослідження адсорбційно-десорбційних властивостей інгібіторів солевідкладень 47
2.4 Висновки з розділу 2 49
РОЗДІЛ 3. РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ПОПЕРЕДЖЕНЬ СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ У ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОМУ ОБЛАДНАННІ 50
3.1 Оцінка ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних умовах 50
3.1.1 Синергетичний інгібуючий ефект досліджуваного складу інгібітора солевідкладень 52
3.1.2 Сумісність досліджуваного складу інгібітору солевідкладень із закачуваною та пластовою водою 55
3.1.3 Вплив концентрації інгібіторів та температури на ефективність інгібування солевідкладень у статичних умовах 56
3.1.3.1 Визначення концентрації інгібіторів солевідкладень 57
3.1.3.2 Вплив температури на ефективність інгібітора солевідкладень 59
3.2 Результати тестів із закупорюванням труби (dynamic tube blocking test) під час визначення мінімальної робочої концентрації досліджуваного складу інгібітору солевідкладень 61
3.3 Оцінка швидкості корозії металевих зразків у розчині досліджуваного складу інгібітору солевідкладень 63
3.4 Висновки з розділу 3 65
РОЗДІЛ 4. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАПОБІГАННЯ СОЛЕВІДКЛАДЕННЯМ У ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА ПІД ЧАС ЗАВОДНЕННЯ 68

4.1 Результати дослідження міжфазного натягу на межі «нафта – водний розчин інгібітору» 68
4.2 Вплив досліджуваного складу інгібітору солевідкладень на в'язкість нафти та його сумісність із породою 71
4.2.1 Зміна динамічної в'язкості нафти 71
4.2.2 Сумісність досліджуваного складу інгібітору солевідкладень з породою 73
4.3 Результати фільтраційних досліджень для моделювання закачування інгібіторів солевідкладень у ПЗП 74
4.3.1 Зміна проникності гірських порід унаслідок солевідкладень і запобігання їх утворенню в ПЗП 75
4.3.2 Адсорбційно-десорбційні характеристики інгібіторів солевідкладень 82
4.4 Висновки з розділу 4 89
РОЗДІЛ 5. ТЕХНОЛОГІЯ ЗАКАЧУВАННЯ ІНГІБІТОРІВ В ПЗП ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ВІДКЛАДЕНЬ ОРГАНІЧНИХ СОЛЕЙ ПРИ ЗАВОДНЕНІ КАРБОНАТНИХ ПЛАСТІВ 91
5.1 Розрахунок необхідного об'єму досліджуваного складу інгібітору солевідкладень під час його закачування в ПЗП і свердловину 92
5.2 Висновки з розділу 5 94
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 99

АНОТАЦІЯ

Павленко С.С. Технології попередження солевідкладень у внутрішньосвердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта при заводненні карбонатних колекторів. Магістерська робота на здобуття освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр» за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

Магістерська робота присвячена дослідженню застосування інгібіторів для попередження утворення солевідкладень у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта з метою підвищення ефективності експлуатації нафтових і газових родовищ.

Магістерська робота складається з п’яти частин. У першому розділі виконано аналіз сучасного стану питання, умов і критеріїв утворення неорганічних солей та методи їх попередження.

У другому розділі розглянуті методики проведення експериментальних досліджень. Проаналізовано вплив досліджуваного інгібітору солевідкладень на в’язкість нафти та визначено коефіцієнт проникності породи в динамічних умовах.

Третій розділ присвячений результатам досліджень попереджень солевідкладень у внутрішньосвердловинному обладнані. Оцінено ефективність інгібіторів солевідкладень та швидкість корозії.

У четвертому розділі здійснене обґрунтування технології запобігання солевідкладенням у привибійній зоні пласта під час заводнення.

У п’ятому розділі було проаналізовано технологію закачування інгібіторів і виконано розрахунок необхідного об’єму досліджуваного складу інгібітору.

Ключові слова: інгібітор, привибійна зона пласта, заводнення, неорганічні солі, карбонатний колектор, свердловинне обладнання, корозія.

ВСТУП

Актуальність теми досліджень. Нині багато нафтових родовищ перебувають на пізній стадії розроблення, у зв'язку з цим для підтримання пластового тиску (ППТ) і досягнення проєктних показників закачують у пласти велику кількість води, унаслідок чого відбувається відкладення солей під час змішування несумісних вод. Відкладення неорганічних солей призводить до погіршення колекторських властивостей привибійної зони продуктивного пласта і збільшення кількості відмов свердловинного обладнання.

Найефективнішим методом запобігання відкладенням неорганічних солей є технологія інгібіторного захисту свердловинного обладнання привибійної зони пласта (ПЗП) від солевідкладень. Суть інгібування солевідкладень полягає в хімічній обробці, що використовується для контролю, затримки та запобігання випадінню неорганічних солей. Для ефективного запобігання солевідкладень насамперед потрібен аналіз іонного складу пластової та закачуваної вод для проведення прогнозної оцінки солеутворення в конкретних промислових умовах. Прогнозування солевідкладень забезпечує визначення статистичної ймовірності утворення відкладень солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

Під час застосування складів інгібітора солевідкладень особливу увагу необхідно приділяти впливу змін термобаричних умов пласта і концентрації іонів на ефективність запобігання випадінню солей у статичних і динамічних умовах. Уранський і зарубіжний досвід застосування інгібіторів солевідкладень свідчить, що хімічні склади на основі фосфонових кислот, які мають синергетичний інгібіторний ефект, забезпечують вищу ефективність запобігання відкладенням карбонатних і сульфатних солей за низької концентрації.

Значний внесок у вивчення умов і механізму утворення відкладень неорганічних солей, а також у розробку методів їх запобігання зробили такі вчені як: Graham G.M., Jamialahmadi M., Jordan M.M., Kan A.T., Mackay E.J., Moghadasi

J., Oddo J.E., Ramstad K., Sorbie K.S., Tomson M.B., Vazquez O., Vetter O.J., Yuan M.D. та інші.

Однак у літературних джерелах не приділено належної уваги питанням щодо прогнозу відкладень одночасно і карбонатних, і сульфатних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта під час заводнення, а також щодо впливу термобаричних умов і умови руху потоку на ефективність інгібіторного захисту ПЗП і свердловинного обладнання від солевідкладень у карбонатних колекторах (на прикладі Яблунівського НГКР).

Таким чином, обґрунтування технології, що дає змогу забезпечити точне прогнозування випадання неорганічних солей у системах розроблення із заводненням, а також високу ефективність інгібування для запобігання відкладенням карбонатних і сульфатних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта, є актуальною темою.

Метою роботи є підвищення ефективності експлуатації видобувних нафтових свердловин шляхом запобігання випадінню неорганічних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

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

1. Виконати аналіз умов утворення відкладень неорганічних солей, а також проаналізувати сучасні технології, що застосовуються для запобігання цим процесам у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

2. Визначення залежностей тенденції до утворення відкладень солей, індексу насиченості вод солями та їх осадконакопичень під час прогнозування умов випадіння солей від зміни термобаричних умов пласта та об'ємного співвідношення закачуваної і пластової вод під час заводнення.

3. Дослідити композиційний склад інгібітора солевідкладень для запобігання утворенню відкладень неорганічних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

4. Обґрунтувати технологію застосування інгібітора солевідкладень для запобігання випадінню карбонату кальцію, сульфату кальцію (ангідриту) і сульфату барію для різних пластових вод у статичних і динамічних умовах.

Об'єкт дослідження – процеси утворення та попередження солевідкладень у внутрішньосвердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта під час заводнення карбонатних колекторів.

Предмет дослідження – вплив інгібіторів на процес випадіння та ліквідації солевідкладень у нафтових свердловинах.

Методи вирішення поставлених завдань полягають в аналітичних, фізичних і математичних процесах моделювання, лабораторних експериментальних дослідженнях відповідно до розроблених методик, а також в обробці отриманих даних за допомогою методів математичної статистики.

Наукова новизна роботи:

1. Встановлено залежності тенденції до утворення відкладень карбонату кальцію, сульфату кальцію (ангідриту) і сульфату барію, та їх осадконакопичень від змін тиску і температури (0,1-70 МПа і 60-150 °С) та об'ємного співвідношення закачуваної та пластової вод під час заводнення свердловин на Яблунівському НГКР.

2. Запропоновано модель для прогнозування зниження проникності карбонатних колекторів внаслідок солевідкладень під час заводнення (за літологічним типом порід: вапняк – 81%, доломіт – 12% і решта: алевроліти, мармур – 7 % тощо).

3. Виявлено здатність досліджуваного композиційного інгібітора солевідкладень, що складається з 1-гідроксіетиліден-1,1-дифосфонової кислоти, діетилентриамін-пента (метиленфосфонової кислоти), поліетиленполіамін-М-метилфосфонової кислоти, хлориду амонію, ізопропілового спирту, 5%-го розчину соляної кислоти і води, запобігати випадінню карбонатних і сульфатних солей у свердловинному устаткуванні та привибійній зоні пласта протягом тривалого часу експлуатації видобувних нафтових свердловин.

Практичне значення отриманих результатів полягає:

1. Запропоновано моделі для прогнозування випадання твердих мінеральних опадів, а також для зміни коефіцієнта проникності порід у привибійній зоні пласта внаслідок випадання неорганічних солей під час заводнення карбонатних колекторів.

2. Досліджено композиційний хімічний склад інгібітора солевідкладень для запобігання випадання карбонату кальцію, сульфату кальцію (ангідриту) і сульфату барію. Цей склад має високу інгібуючу здатність щодо неорганічних відкладень за малих концентрацій, низьку корозійну активність, а також тривалий період інгібування.

3 Матеріали роботи можуть бути використані під час проєктування розроблення покладів нафти в карбонатних колекторах, що мають проблеми солевідкладень у процесі заводнення, а також у навчальному процесі для тих, хто навчається за напрямом «Нафтогазова інженерія та технології».

Особистий внесок автора полягає в наступному: аналіз науко-технічних джерел за напрямком роботи; обґрунтування мети та задач досліджень; розробка та реалізація лабораторних досліджень впливу інгібіторів на утворення солевідкладень; підбір складів інгібіторів для максимального зниження утворення солей та забезпечення мінімальної корозії обладнання; оцінка ефективності досліджуваних технологій на основі лабораторних експериментів.

Структура та обсяг роботи. Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, п’ятьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел зі 71 найменувань на 10 стор. Загальний об’єм роботи 108 стор., у т. ч. 98 стор. основного тексту, 9 табл. і 25 рис.

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

Лабораторні дослідження впливу хімреагентів на солевідкладення та підбір оптимального складу також виконувались у науковій лабораторії Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ, УМОВ І КРИТЕРІЇВ УТВОРЕННЯ НЕОРГАНІЧНИХ СОЛЕЙ ТА МЕТОДИ ЇХ ПОПЕРЕДЖЕННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Утворення відкладень неорганічних солей – це одна з основних проблем нафтогазової промисловості, оскільки багато родовищ перебувають на пізній стадії розробки, і їх обводненість збільшується. Традиційно, солевідкладення розглядається як ускладнення/проблема, що виникає в привибійній зоні пласта (ПЗП), у нагнітальних і видобувних свердловинах, клапанах, установках електровідцентрових насосів (УЕВН), насосно-компресорних трубах (НКТ), підземному і наземному обладнанні, системах збору, транспорту і підготовки нафти і води, яка знижує коефіцієнт продуктивності видобувних свердловин [4, 11, 13, 14, 15, 20, 28, 45, 57]. Карбонатні та сульфатні відкладення є найпоширенішими видами солей. Карбонатні відкладення, здебільшого карбонат кальцію, утворюються під час зміни термобаричних умов пластів, а сульфатні відкладення утворюються внаслідок хімічної несумісності закачуваної та пластової вод під час заводнення [12, 27, 44, 62]. Дві води називаються несумісними, якщо вони взаємодіють хімічно, і при їх змішуванні осідають мінерали. Типовим прикладом несумісних вод є морська вода з високою концентрацією SO_4^{2-} і пластова вода з високою концентрацією іонів Ca^{2+} (Ba^{2+} і/або Sr^{2+}). При змішуванні цих вод виникає осад $CaSO_4$ ($BaSO_4$ і/або $SrSO_4$). У зв'язку з важливістю розв'язання завдань боротьби з солевідкладеннями в нафтогазовій галузі, багато дослідників спробували вивчити механізм утворення відкладень солей з метою їхнього прогнозування, запобігання та видалення. Таким чином, спостерігається інтерес до розуміння механізму утворення солевідкладенням і погіршення проникності ПЗП, а також до ефективної боротьби з ними. Своєчасне прогнозування умов випадіння солей та їх запобігання може значно знизити ризик їх утворення і погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів. Для запобігання утворення

солей широко застосовується технологія закачування в ПЗП водного розчину інгібіторів, які сповільнюють хімічний процес. Вона забезпечує надійний і довготривалий захист від випадіння солей у свердловинному обладнанні та ПЗП. У цій технології, здатність інгібіторів солевідкладень адсорбуватися на поверхні породи пласта є одним із визначальних факторів успішної обробки. Таким чином, ефективний інгібітор солевідкладень повинен бути обраний або розроблений на основі взаємодії хімічного реагенту з породою пласта і пластовою водою.

1.1 Причини, умови та кінетика утворення відкладень неогрганічних солей при видобутку нафти

Відкладення солей у ПЗП і на поверхні нафтопромислового обладнання призводить до зниження дебіту свердловини, скорочення терміну служби обладнання та зниження проникності породи [50]. Більшість свердловин нафтових родовищ України експлуатується установками електоровідцентрових насосів (УЕВН). У роботі [24] показано, що на Долинському нафтовому родовищі 33 % відмов УЕВН є результатом випадіння неорганічних солей. Незважаючи на те, що солевідкладення зазвичай спостерігаються в УЕВН, у кінцевому підсумку це може вплинути на ефективність розробки родовища. Саме тому необхідно визначити умови, за яких відбувається солеутворення. Глибоке розуміння механізмів утворення солей у ПЗП і свердловинному обладнанні потрібне для поліпшення системи управління розробкою родовища за рахунок мінімізації проблем осадження неорганічних солей. Крім того, для визначення відповідних технологій боротьби з солевідкладенням необхідна інформація про фізичні та хімічні властивості осадів.

Існують різноманітні причини відкладень неорганічних солей на різних родовищах. Перенасичення іонами пластової води є необхідною попередньою умовою відкладення мінералів. Автори робіт [2, 4, 6, 14, 17] стверджують, що перенасичений стан розчину вважається первинною причиною утворення

неорганічних солей, і відбувається, коли розчин містить розчинені матеріали, концентрація яких є вищою за їхню рівноважну концентрацію. Ступінь перенасичення іонами розчинів є рушійною силою реакції осадження. Отже, стан високого перенасичення передбачає вищу ймовірність утворення відкладень солей. Авторами робіт [4, 11] зазначено, що неорганічна сіль починає утворюватися, коли стан будь-якої природної рідини збурюється таким чином, що межа розчинності для одного або більше компонентів підвищується. Різні процеси під час видобутку нафти неминуче призводять до змін умов рівноваги [36]. Якщо ці зміни дають змогу компонентам рідини перебувати понад межу розчинності, то мимовільний процес осадження неорганічних солей відбувається за рахунок зміни температури й тиску.

Утворення відкладень солей починається з процесу формування зародка кристалізації, у яких атоми з'єднуються з утворенням субмікронних частинок. У процесі утворення відкладень солей спостерігаються два етапи: індукційний період, що пов'язаний зі зростанням темпами кристалізації, і період повільного зростання новоутворених кристалів [60]. Для визначення індукційного періоду та періоду росту кристалів існують деякі теоретичні рівняння, які добре підтверджуються експериментальними даними. У роботі [62] зазначається, що зародження кристалів відбувається під час індукційного періоду, а регулярний ріст кристалів відбувається на кристалах, які утворюються протягом цього періоду. Тривалість індукційного періоду в перенасиченому розчині відповідає метастабільному стану, протягом якого не відбувається осадження солей [55]. Індукційний період зменшується зі збільшенням перенасичення іонами розчину. Присутність інших солей і хімічних реагентів у розчині може вплинути на індукційний період кристалізації солі. Інтенсивність перемішування розчинів та умови руху потоку є одним із найважливіших параметрів, що впливають на швидкість росту кристалів [41]. При постійній температурі та ступеню перенасичення іонами розчину, швидкість кристалізації може суттєво змінюватися залежно від швидкості потоку. Також наявність у розчині домішок впливає на можливість виникнення зародка кристалізації.

Наступні параметри, що впливають на солевідкладення, описані різними авторами робіт [30, 31, 32, 48, 49, 62]: температура, тиск, іонний склад води, виникнення зародків кристалізації, швидкість реакції осадження та росту кристалів, співосадження (спільне осадження), поверхнева та об'ємна кристалізація, розподіл кристалів за розмірами, зміна фізичних властивостей рідини внаслідок кристалізації та осадження, ступінь насиченості іонами розчинів (закачуваної та пластової вод під час заводнення), нафтові компоненти, pH, умови руху потоку, поверхневі властивості пористих середовищ, початкова пористість та проникність гірських порід, гідродерген заводненні, і так далі.

Найпоширеніші види відкладень неорганічних солей під час видобутку нафти та основні причини зміни їхньої розчинності перелічено в таблиці 1.1. Кристалічні форми відкладень карбонату кальцію мають такі різні форми як: кальцит, фатерит, арагоніт. Формування різних видів сульфату кальцію включає в себе: ангідрит ($CaSO_4$), гіпс ($CaSO_4 * 2H_2O$), напівгідрат (α-$CaSO_4 * 0.5H_2O$).

Таблиця 1.1. Найпоширеніші солі, їхня формула та фізичні умови, що спричиняють їхнє утворення [8, 48, 49].

Сіль	Формула	Причини зміни розчинності
Кальцит	$CaCO_3$	Температура, тиск, парціальний тиск CO_2, загальна мінералізація, pH
Сидерит	$FeCO_3$	Температура, тиск, парціальний тиск CO_2, загальна мінералізація, pH
Ангідрит	$CaSO_4$	Температура, тиск, загальна мінералізація
Гіпс	$CaSO_4 * 2H_2O$	Температура, тиск, загальна мінералізація
Барит	$BaSO_4$	Температура, тиск, загальна мінералізація
Целестин	$SrSO_4$	Температура, тиск, загальна мінералізація

У даній роботі розглядається утворення відкладень солей карбонату кальцію (кальцит), сульфату кальцію (ангідрит) та сульфату барію і запобігання їхньому випадінню, що утворюються під час змішування нагнітальних та пластових вод за таких реакцій. пластових вод за такими реакціями:

$$Ca^{2+} + 2HCO_3^- \rightarrow CO_3(г) + H_2O \quad (1.1)$$

$$Ca^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow CaSO_4 \quad (1.2)$$

$$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4 \quad (1.3)$$

У роботах [27, 43] авторами встановлено три основні механізми, за допомогою яких під час експлуатації нафтових родовищ солі осідають:

– зниження тиску та/або підвищення температури насиченого розчину, що призводить до зниження його розчинності (найчастіше це призводить до осадження карбонатних солей, таких як карбонат кальцію);
– змішування двох несумісних вод: найчастіше морська вода як вода, що закачується, містить іони сульфату та бікарбонату, а пластова вода містить катіони, здебільшого, кальцію, барію та стронцію. Коли закачувана вода вступає в контакт із пластовою водою в ПЗП, відбувається утворення сульфатних відкладень;
– випаровування розсолу, внаслідок чого концентрація солі збільшується вище за межу розчинності, і це призводить до осадження солей (це може виникати в газових свердловинах в умовах високого тиску та високої температури, де сухий газовий потік може змішуватися із сольовим розчином під час дегідратації з низькою швидкістю; при цьому найчастіше відбувається осадження хлориду натрію).

Авторами робіт [48, 50] відзначено, що зміни стану термодинамічної та хімічної рівноваги (іонного складу, pH, тиску і температури) спричиняють утворення відкладень неорганічних солей із водного розчину.

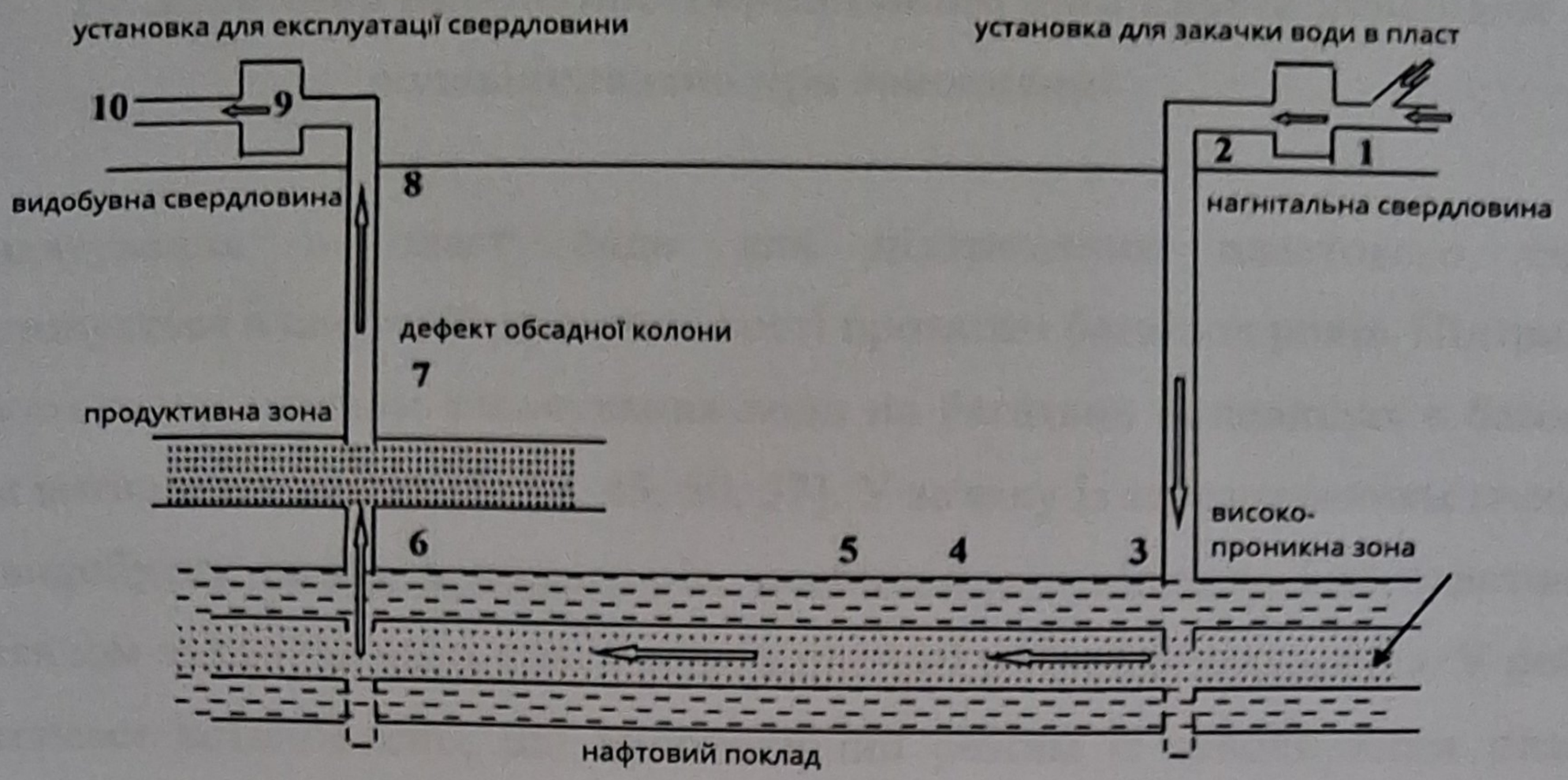
У роботах [48, 50] встановлено, що зі збільшенням pH розчину можливість утворення карбонату кальцію зростає, але випадіння сульфату кальцію і барію не залежить від pH. Осадження карбонатних солей спостерігається за температури, вище якої відбувається виділення діоксиду вуглецю. Під час виділення діоксиду вуглецю розчинність карбонату кальцію знижується, і утворюється осад. У роботі [29] виявлено, що за більш високих температур, осадження сульфату барію зменшується, так як зі зростанням температури розчинність сульфату барію збільшується. Але швидкість відкладення карбонату

кальцію і сульфату кальцію зростає зі збільшенням температури, оскільки зі зростанням температури їхня розчинність зменшується [49].

Нині багато нафтових родовищ перебувають на пізній стадії розробки, у зв'язку з цим для підтримання пластового тиску та досягнення проєктних показників закачують у пласт велику кількість води, унаслідок чого відбувається відкладення солей під час змішування несумісних вод. Закачування автоматично призводить до зміни стану компонентів суміші двох вод, щойно вода, яка нагнітається, змішується з пластовою водою [47]. Пластова вода в карбонатних і піщаних колекторах, як правило, містить безліч двовалентних катіонів, а отже, під час їхнього змішування з аніонами в водах, що закачуються, солі осаджуються [11, 13]. На рисунку 1.1 представлено причини відкладення солей у результаті закачування води в пласт у кожній частині нафтового родовища.

Солеутворення, спричинене випаровуванням вуглеводневого газу в процесі видобутку, пов'язане з пластовою водою. Під час експлуатації свердловин зменшується гідростатичний тиск, збільшується об'єм вуглеводневого газу і розсіл випаровується за підвищеної температури [11, 13]. При газонапірному режимі покладу або нагнітання в пласт розчинів хімічних реагентів відбувається солеутворення шляхом закачування кислої води, що містить діоксид вуглецю [37].

Хімічні реагенти, що застосовуються під час експлуатації свердловин, зокрема інгібітори асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ), можуть впливати на інтенсивність утворення відкладень солей. У роботах [20, 22] вивчено вплив інгібіторів АСПВ, що застосовуються, на інтенсивність відкладення солей та індекс насиченості вод. У роботі [22] зазначено, що в умовах високого тиску застосування кальцієвмісних важких рідин глушіння збільшує можливість виникнення зародка кристалізації за рахунок зростання кількості іонів Ca^{2+}.



Місце	Зміни, які можуть слугувати причиною солевідкладень
1-2	Змішування вод, що нагнітаються
2-3	Збільшення тиску і температури
3-4	Зниження тиску, і триваюче зростання температури
3-6	Склад розчину може бути відрегульований катіонним обміном
4-6	Змішування несумісних вод у колекторі
5-10	Зниження тиску і температури. Виділення вуглекислого газу та випаровування води внаслідок зниження тиску, якщо газова фаза присутня або утворюється в цих місцях.
6	Змішування пластової та закачуваної вод
7	Змішування вод, отриманих із різних зон
8	Змішування води, що видобувається, з розсолом, що прийшов з обсадної колони у разі нещільності

Рис. 1.1 Поява відкладень солей під час заводнення

Органічні компоненти, зокрема нафтенові кислоти та їхні солі, впливають на кінетику кристалізації солей. Ароматичні сполуки, ненасичені вуглеводні, сполуки сірки, асфальтени, смоли та парафіни є найпоширенішими типами органічних компонентів, що впливають на інтенсивність солевідкладень [4, 41]. Вплив органічних компонентів нафти на процес утворення осаду солей підтверджується шляхом визначення їхньої поверхневої активності та здатності до солевідкладень у статичних і динамічних умовах [9].

1.2 Зниження проникності привибійної зони пласта внаслідок солевідкладень при заводненні

Закачування в пласт води для підтримання пластового тиску використовується в нафтовій промисловості протягом багатьох років. Підтримка пластового тиску шляхом закачування води на багатьох родовищах є базовим методом витіснення нафти [5, 44, 45, 50, 57]. У зв'язку із забезпеченням високих темпів видобутку нафти з колекторів, необхідним є підтримання пластового тиску шляхом закачування в пласт води в процесі розробки родовища. У роботі [42] авторами встановлено, що водонапірний режим із заводненням пластів порівняно з іншими режимами забезпечує найефективніше витіснення нафти протягом тривалого часу розробки родовища. Однак при застосуванні заводнення деякі нафтові родовища по всьому світу мають проблему відкладення неорганічних солей у ПЗП та свердловинному обладнанні. Внаслідок несумісності вод під час заводнення та відкладень неорганічних солей часто виникають негативні наслідки від солевідкладень, зокрема зниження проникності гірської породи та погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів [7]. Закачування в нафтовий пласт води зазвичай асоціюється з різними типами відкладень солей у ПЗП, які значно підривають ефективність процесу заводнення шляхом зміни деяких колекторських властивостей гірських порід [16]. Як приклад, на морській платформі родовища Сірі (Іран) осадження неорганічних солей під час змішання несумісних вод спричинило зниження приймальності нагнітальних свердловин під час закачування води в 4 рази протягом шести років, і потім процес заводнення було припинено [44, 46, 49].

Погіршення колекторських властивостей ПЗП є дороговартісною проблемою в нафтогазовій галузі. Надано класифікацію [12, 14, 46] основних процесів, що спричиняють зниження проникності ПЗП: гідродинамічні, фізико-хімічні, хімічні та теплові процеси. Дослідження і вивчення погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП проводять для розуміння цих процесів за допомогою лабораторних досліджень і дослідно-промислових випробувань та

розроблення математичних моделей за допомогою опису основних механізмів, що моделюють експлуатаційні умови. Однією з основних причин погіршення проникності ПЗП є утворення мінеральних відкладень [13, 46]. У роботах [7, 12, 25, 29, 62] автори розглядають порушення експлуатаційних якостей продуктивного пласта, посилаючись на зниження проникності колекторів нафтових родовищ унаслідок відкладень неорганічних солей. Погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП, що може трапитися протягом кількох фаз розробки родовищ, зокрема буріння, видобутку, гідравлічного розриву пласта (ГРП) і капітального ремонту свердловин (КРС), вважається серйозною проблемою під час експлуатації свердловин.

Аналіз осадження солей усередині колекторів, що спричиняє погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП, показує, що закупорювання внаслідок солевідкладеннь може призвести до серйозних проблем залежно від природи солей, що утворюються, і складу флюїдів. Зниження проникності ПЗП внаслідок солевідкладень залежить від багатьох чинників, таких як якість закачуваної води і літологічного типу порід. У роботі [10] зазначається, що для запобігання ризику зниження проникності породи в ПЗП видобувних нафтових свердловин через солевідкладення, необхідно вивчати літологічний тип порід.

Автори роботи [44] приділяють увагу двом явищам, що змінюють проникність породи. Одне з цих явищ – зміна пористості, яка відбувається внаслідок набухання глинистих мінералів або осадження твердих речовин у порах порід. Інше явище – це закупорювання порових каналів. Якщо порові канали заблоковані, то коефіцієнт проникності пористої породи знижується, хоча загальна пористість залишається великою.

Для розуміння механізму погіршення колекторських властивостей ПЗП внаслідок солевідкладень досліджуються тверді відкладення в порах порід, спричинені силою тяжіння між частинками і поверхнею пори, як механізми, за допомогою яких осад знижує проникність. Різні чинники можуть впливати на зменшення проникності порід у результаті осадження солей під час заводнення. У роботах [30, 62] авторами вивчено вплив температури, концентрації іонів і

швидкості закачування на зміну коефіцієнта проникності через відкладення солей під час заводнення. Характеристики осадів впливають на ступінь зниження проникності ПЗП. Ступінь перенасичення іонами вод, наявність домішок, зміна температури і швидкості перемішування контролюють кількість і морфологію кристалів, що осідають, у пористих середовищах.

Низку експериментальних досліджень було проведено вченими для вивчення впливу несумісності вод на відкладення неорганічних солей у ПЗП. Комплексне дослідження утворення відкладень солей і погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП проведено авторами робіт [46, 48]. Вони досліджували вплив несумісності вод при змішуванні на інтенсивність випадіння сульфату кальцію та карбонату кальцію в пористих середовищах. У їхніх експериментах два розчини, один перенасичений іонами кальцію, а інший перенасичений іонами карбонату або сульфату, перемішалися в певних термодинамічних умовах. На основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень дійшли висновку про те, що зміна температури і швидкості потоку глибоко впливає на ризик зниження проникності гірських порід.

Автори роботи [49] досліджували зниження проникності ПЗП внаслідок відкладень сульфату кальцію та карбонату кальцію в кернах під час заводнення. Вони виявили, що зниження проникності внаслідок утворення карбонату кальцію відбувається більш інтенсивно, ніж сульфату кальцію. У роботі [29] було всебічно вивчено погіршення проникності кернів через відкладення сульфату барію під час змішування несумісних вод у широкому діапазоні тисків і температур. У роботі отримано, що зниження проникності, викликане утворенням сульфату барію в пористому середовищі, залежить від іонного складу вод, первісної проникності порід, температури, перепаду тиску і швидкості закачування.

Автори роботи [53] використовували генетичний алгоритм з метою оцінки кінетичних параметрів щодо осадження сульфату барію в пористих середовищах. Вони дійшли висновку, що генетичний алгоритм здатний звести

до мінімуму різницю між прогнозованими та експериментальними значеннями зниження проникності внаслідок осадження сульфату барію. Отримані ним результати показали, що осадження сульфату барію спричинило великі погіршення проникності ПЗП. Авторами роботи [33] вивчено механізм солевідкладень і очищення дигідрату сульфату кальцію (гіпсу), утвореного в пористих середовищах. Вони зазначили, що експлуатаційні параметри, такі як температура, об'ємна концентрація і швидкість потоку, є основними параметрами, що впливають на утворення кристалів дигідрату сульфату кальцію в ПЗП, і ступінь погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей.

1.3 Методи попередження відкладень неорганічних солей

Ефективна боротьба з солевідкладенням має бути одним з основних завдань при заводненні. Усі технології боротьби з солевідкладеннями можна розділити на запобігання та видалення. Згідно з класифікацією [8, 11], реагентні (хімічні методи: інгібітори солевідкладень) і безреагентні (технологічні та фізичні) технології застосовують для запобігання солевідкладення в ПЗП і свердловинному обладнанні. Наступні технології належать до безреагентних методів запобігання солевідкладенням: магнітні обробки, електроакустичні методи впливу, турбулізація потоку, захисні покриття та обмеження водопритоку [5, 7, 13, 15].

У роботах [6, 16, 26] встановлено дію двох видів параметрів для запобігання утворенню відкладень неорганічних солей: фізичні умови (тиск, температура і темп видобутку) і хімічні умови (склад флюїдів). Флюїди, що видобуваються з продуктивного пласта, мають свій склад. Цей склад може бути легко змінений шляхом додавання правильно обраних хімічних добавок для запобігання солевідкладенням. Фізичні параметри в основному залежать від пластових умов і, отже, безреагентні методи можна застосовувати для зміни фізичних умов потоків флюїдів.

1.3.1 Безреагентні способи попередження солевідкладень

Обмеження припливу води в нафтовидобувних свердловинах являє собою метод запобігання відкладенням неорганічних солей під час видобутку нафти, тому що процес змішування несумісних вод сприяє відкладенню солей [24]. Контроль води у свердловині зводиться до застосування способів і засобів з тампонування зони в стовбурі свердловини під час її будівництва та з приведення обводнених прошарків у непрацездатний стан [22]. Управління видобутку води включає в себе широко необхідні сервісні послуги, до яких належать збір даних, діагностика за допомогою свердловинних датчиків, каротаж і аналіз води в експлуатаційних свердловинах для виявлення можливих проблем. Встановлення цементних мостів і обробка привибійної зони пласта гелеутворювальними системами ведуть до обмеження притоку води шляхом тампонажу. У роботі [15] звертається увага на те, що ключовим фактором для обмеження припливу води є діагностика з виявлення можливостей конкретної проблеми, що виникає з видобувною водою. Основна причина невдалого обмеження припливу води для запобігання солевідкладенням пов'язана з відсутністю розуміння проблем, що виникають при прояві води у свердловині.

У роботі [24] авторами розглядаються високий ступінь турбулентності потоку під час кристалізації та осадження неорганічних солей, оскільки турбулізація потоку знижує інтенсивність утворення відкладень солей. Практика під час видобутку нафти з осадженням неорганічних солей показує ефективний вплив швидкості висхідного потоку водонафтових сумішей на запобігання відкладенням солей. Для створення обов'язкової швидкості потоку для запобігання осадженню солей і закупорюванню пор породи в ПЗП і свердловинному обладнанні в зону перфорації свердловин спускається спеціальна конструкція хвостовика [15, 23]. До недоліків методу турбулізації потоку належить неоднозначний результат і відсутність гарантованої ефективності.

У роботах [15, 24] зазначається, що різні покриття також застосовують для запобігання накопичень неорганічних солей на поверхні свердловинного обладнання. Механізм застосування захисних покриттів полягає в тому, що робоча поверхня, яка має малу адгезію до солей, контактує із сольовими розчинами [17]. Полімер, скло та пластик є найпоширенішими покриттями [17]. До недоліків цієї технології належать високий ступінь складності технічного нанесення покриттів на поверхні видобувного устаткування, дороговартісна технологія, механічне пошкодження покриттів і відсутність захисту ПЗВ від солевідкладень (тільки захист обладнання) [13]. Необхідно зазначити, що проблема відкладення неорганічних солей на металевих поверхнях свердловинного обладнання пов'язана з процесом корозії, оскільки продукти корозії вважаються концентраторами кристалізації солей протягом руху перенасичених розчинів. Тому захисне покриття обладнання від корозії теж вважається боротьбою з солевідкладеннями.

Електроакустичні методи впливу використовуються для запобігання солевідкладенням тільки в свердловинному обладнанні. За цього способу потужні акустичні поля впливають на поверхні обладнання для деактивації процесу відкладення солей [24]. Ці акустичні поля у взаємозв'язку між твердою і рідкою фазами сприяють запобіганню зародження кристалів завдяки виробленим потокам і коливанням [24]. З метою захисту внутрішньосвердловинного обладнання від відкладення неорганічних солей, особливо УЕВН, застосовуються різні гідроакустичні випромінювачі [35].

У технології магнітного оброблення використовують особливі прилади магнітного оброблення флюїдів, що представляють систему з постійних магнітів або електромагнітів [8]. Сутність цього методу полягає в тому, що створюється магнітне поле в інтервалі, через який переміщується оброблюваний флюїд. У статтях [9, 20] звертається увага на те, що інтенсивність утворення відкладень солей збільшується зі зростанням параметра перенасичення іонами розчину та часу контакту розчину з магнітним полем. У роботах [22, 24] встановлено, що до

недоліків цього методу відносяться потреба асемблювання підіймального устаткування та нездійсненність використання при відкладенні солей у ПЗП.

У роботі [26] для запобігання утворенню відкладень неорганічних солей представлено застосування механічних методів при використанні штангової насосної установки (ШНУ) з наявністю хвостовика штуцерів у нижній частині. При цьому існує можливість зміни швидкості потоку і створення перепаду тиску, що призводить до випадіння солей у хвостовику, а не в глибинно-насосному обладнанні. До недоліків цієї технології належить низька надійність роботи та відсутність можливості попередження солевідкладень безпосередньо в ПЗП.

1.3.2 Хімічні методи попередження солевідкладень

Нині інгібіторний захист ПЗП і свердловинного обладнання від солевідкладень є найпоширенішим і найефективнішим методом боротьби з відкладеннями неорганічних солей [1, 2, 6, 7, 11, 12, 13, 37, 40, 50, 64]. Інгібітори солевідкладень знижують схильності/здатності вод до утворення сольових відкладень під час процесу кристалоутворення, і запобігають виділенню солей, порушуючи термодинамічну стійкість зародків, що ростуть. Таким чином, інгібітори викликають розчинення зародкових кристалів солі, і змінюють процес кристалізації, що призводить до блокування зростаючих центрів кристалів. Ефективність інгібування пов'язана зі ступенем перенасичення солями вод – чим вище це значення, тим важче інгібувати. Більш ефективними реагентами запобігання солевідкладенням є хімічні речовини, що зменшують швидкість кристалізації солей, такі як інгібітори солевідкладень порогової дії.

Механізми дії інгібіторів, на основі яких відбувається запобігання утворення солей, різноманітні. Кожен інгібітор, більшою чи меншою мірою, має характеристики всіх механізмів. Ці механізми включають в себе: порогову дію, спотворення структур кристалів і диспергованість. Інгібітори сповільнюють/перешкоджають процеси росту кристала, змінюють його форму і розміри та погіршують здатність прилипання до поверхні при адсорбції на

центри соляного розчину. Комплексні реагенти ефективно використовуються для запобігання процесу кристалізації малорозчинних неорганічних сполук. У роботі [63] встановлено, що нітрилотриметилфосфонова кислота (НТФ-кислота) виявляє пороговий ефект в інгібуванні осадження карбонату кальцію.

У роботах [21, 22, 24] автори наголошують на необхідності аналізу інгібіторів відкладень солей під час експлуатації свердловин таким чином:

– контроль якості продукту на відповідність вимогам концентрації та складу;
– моніторинг перебігу інгібіторної обробки, особливо для визначення концентрації інгібіторів солевідкладень у пластовій воді після обробки.

На рисунку 1.2 представлено стратегію управління солевідкладеннями для економічної оцінки попередження утворення солей. Ця стратегія застосовується для вибору оптимального підходу до контролю солевідкладенням. Підкреслюється необхідність систематизованого підходу для ефективної боротьби з відкладенням неорганічних солей шляхом інгібування [14].

Авторами роботи [68] проведено систематичне вивчення ефективності дії інгібіторів для запобігання відкладення бариту. Вони дійшли висновку про те, що спосіб оцінювання ефективності інгібіторів має враховувати кінетики зародкоутворення та процес інгібування інших відкладень, таких як карбонати, сульфатні та сульфідні відкладення. Крім того, інгібітори солевідкладень мають бути застосованими для виконання досліджень за умов високої температури та високого тиску.

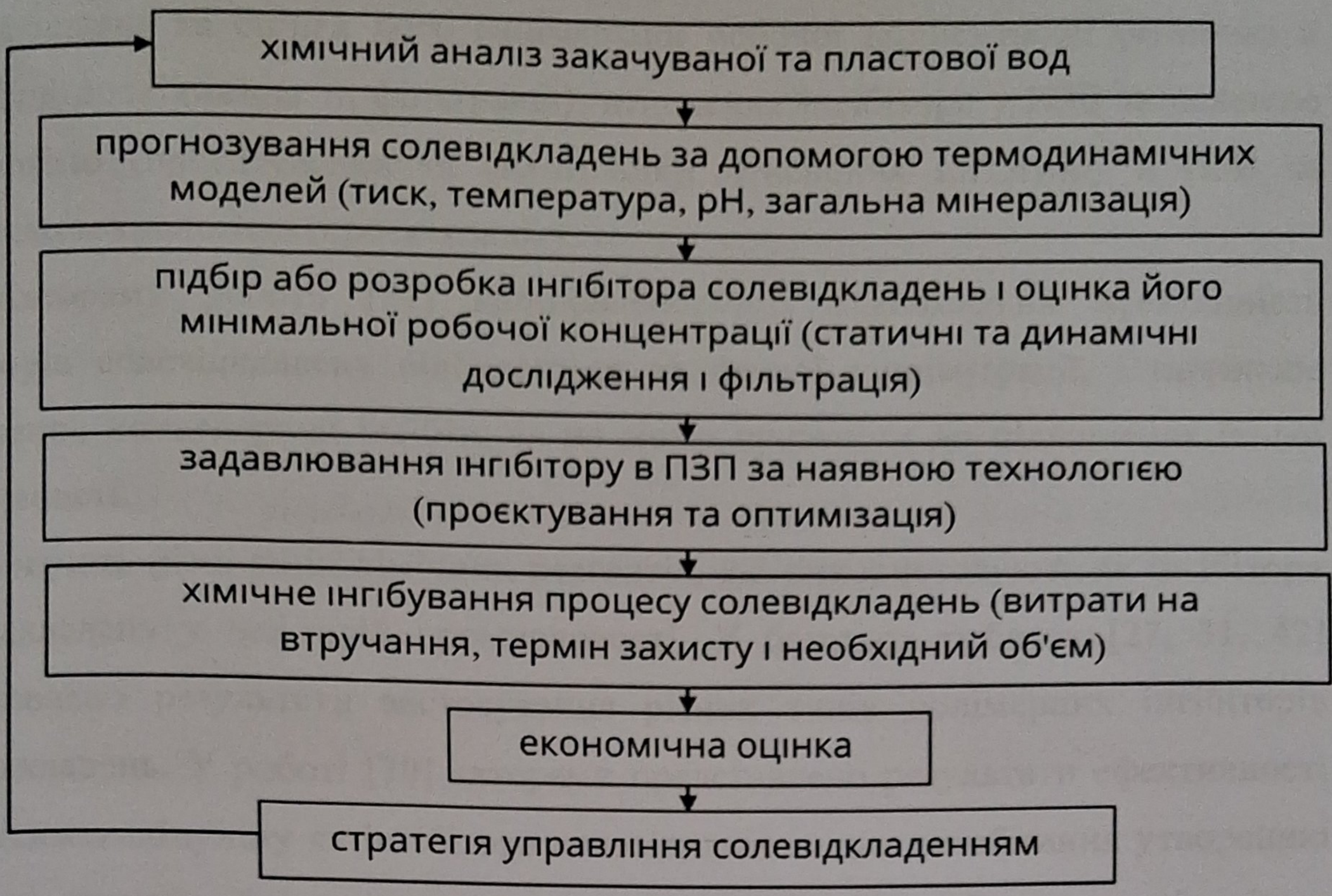


Рис. 1.2 Процеси розроблення стратегічного контролю солевідкладень

Для оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень і визначення їхньої необхідної концентрації використовують різноманітні методи. У нафтопромисловій галузі для визначення ефективності інгібіторів дуже часто використовують джар-тест (jar test) у статичних умовах. Цей тест є першим вибором у промислових умовах завдяки вимозі простих приладів [59]. Також застосовується тест із закупоркою труби (dynamic tube blocking test) для визначення мінімальної робочої концентрації інгібітора солевідкладень у динамічних умовах. Автори роботи [59] пропонують новий метод оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень під час запобігання відкладенням карбонату кальцію на основі безперервних вимірів водневого показника під час джар-тесту. Після порівняння результатів, ними зроблено висновок про те, що вимірювання водневого показника залежно від часу дає змогу дати точну оцінку ефективності: хімічний аналіз закачуваної та пластової вод (іонний склад); прогнозування солевідкладень за допомогою термодинамічних моделей (тиск, температура, pH, загальна мінералізація); підбір або розробка інгібітору

солевідкладень та оцінка його мінімальної робочої концентрації (статичні й динамічні дослідження та фільтрація); втиснення інгібітора у ПЗВ за наявною технологією (проєктування та фільтрація); втиснення інгібітору в ПЗВ за існуючою технологією (проєктизація).

Авторами роботи [51] встановлено, що максимальна ефективність інгібіторів солевідкладень відбувається за певної концентрації, і подальше збільшення концентрації інгібіторів не може призвести до підвищення їхньої ефективності.

Існують різні типи хімічних реагентів, які використовують як інгібітори солевідкладень у нафтовій промисловості. У багатьох роботах [27, 31, 42] представлено результати застосування різних типів полімерних інгібіторів солевідкладень. У роботі [70] авторами представлено результати ефективності карбоксиметилінуліну як інгібітора солевідкладень для запобігання утворенню кристалів кальцію. Було зазначено, що на взаємодію між карбоксиметилінуліном і поверхнею кальциту впливає температура. У роботі [15] розглядається застосування «зелених» інгібіторів, які є більш екологічними порівняно зі звичайними інгібіторами солевідкладень. Ці інгібітори можуть бути отримані під час екстракції рослинних матеріалів, або з використанням природних органічних молекул. Ці реагенти більш ефективні в системах водяного охолодження, ніж на нафтових родовищах. Зелені інгібітори можуть бути використані в разі, коли використання органічних матеріалів обмежене з екологічних причин. Можна зробити висновок про те, що кожен інгібітор солевідкладень має свої переваги та недоліки й обмеження, і не існує ідеального інгібітора. Таким чином, інгібітори з недоліками застосовні тільки в конкретних випадках. Зазвичай інгібітори в нафтовій галузі складаються з трьох основних типів:

- неорганічні фосфати;
- органічні полімери;
- фосфорорганічні сполуки.

Перший тип хімічних речовин представляє добре відомі інгібітори в нафтовій промисловості як амінофосфонати. Вони мають тенденцію

демонструвати хорошу ефективність у запобіганні росту кристалів, перешкоджаючи утворенню активних центрів [20]. Другий тип інгібіторів солевідкладень включає в себе органічні полімери, що виявилися хорошими інгібіторами зародження кристалів і диспергатора.

У цій групі часто застосовується поліакрилова кислота (полімер акрилової кислоти) (PPA) для запобігання утворенню сульфату кальцію та карбонату кальцію [65]. Якщо перші типи хімічних речовин застосовуються в комбінації з другими типами, то підвищене дозування полімеру буде підтвердженням того, що зростання кількості відкладення солей припиняється. Водночас підвищена концентрація амінофосфонатів перешкоджатиме зародженню кристалів.

Поліфосфінокарбонова кислота (ПФКК, міжнародна назва PPCA) є полімерним інгібітором солевідкладень із фосфористою кислотою, що належить до двоосновних кислот (середня молекулярна маса близько 3800 г/моль). Інгібітор ПФКК має високу інгібуючу ефективність, термічну стабільність і екологічність. При зародкоутворенні та зростанні кристалів інгібітор ПФКК починає гальмувати процес кристалізації, але не зупиняє його повністю. Інгібітор ПФКК стає менш ефективним з часом внаслідок кристалічної решітки.

Третій тип інгібіторів дуже широко використовується на нафтових родовищах для запобігання утворенню відкладень солей, зокрема, карбонату кальцію, сульфату кальцію і сульфату барію. Цей тип хімічних речовин складається з фосфорорганічних сполук, що розкладаються органічними сполуками. Органічні фосфати і фосфонати належать до типових представників цього типу інгібіторів солевідкладень. Відома велика кількість прикладів щодо застосування цього типу інгібіторів, багато з яких описано в роботах [6, 11, 13, 30, 63, 71]. Деякі з цих видів інгібіторів солевідкладень:

- оксіетиліdендифосфонова кислота (1-гідроксіетиліден 1,1-дифосфонова кислота) (скорочена назва – ОЕДФК) (міжнародна назва – HEDP);
- нітрилотриметилфосфонова кислота (НТФ-кислота) (міжнародна назва – ATMP);

- етилендіамін-тетра (метиленфосфонова кислота) (міжнародна назва – EDTMP);
- діетилентриамін-пента (метиленфосфонова кислота) (скорочена назва – ДТПМФ) (міжнародна назва – DTPMP або DETPMP).

Технологічно повного запобігання осадженню солей можна досягти за оптимального добору інгібіторів та їх застосування за допомогою відповідної технології. У роботі [37] наголошується, що при одночасному прояві декількох типів солей, необхідно підбирати або розробляти інгібітор солевідкладень з оптимальною концентрацією, ефективною до всіх солей, які утворюють солі. Під час вибору або розроблення інгібіторів солевідкладень існує багато вимог, деякі з яких перераховано в роботах [4, 6, 20]:

- за низької концентрації запобігти або відтермінувати утворення солей, що випадають у ПЗП та/або у свердловинному обладнанні протягом тривалого часу експлуатації свердловин – відповідні інгібітори мають виконати це завдання за низьких концентрацій;
- бути сумісними з пластовою водою, гірською породою та іншими хімічними реагентами (приміром, інгібітори АСПО і корозії, деемульгатори, біоциди) в конкретній соляній системі за пластової температури;
- бути термічно стабільними і не повинні призвести до підвищення швидкості корозії. Бути екологічно безпечними;
- повинні мати поліпшені адсорбційно-десорбційні властивості.

Ефективність інгібіторів солевідкладень залежить від технології їх застосування в умовах конкретних родовищ [24]. Для запобігання відкладенням неорганічних солей у свердловинному обладнанні авторами роботи [22] розглянуто застосування технології безперервного дозування інгібіторів солевідкладень у затрубний простір. Ними виявлено підвищення ефективності інгібіторного захисту УЕВН від утворення солей. Однак при утворенні неорганічних солей у ПЗП, застосування технології безперервного дозування інгібіторів солевідкладень у затрубний простір є малоефективним через

відсутність подачі реагенту в зону початку утворення солей [15]. Іноді інгібітори солевідкладень закачуються спільно з рідиною для впливу на пласт з метою запобігання утворення солей після проведення робіт з інтенсифікації видобутку нафти. При цьому має бути перевірена хімічна сумісність інгібіторів із рідинами, наприклад із рідинами для ГРП.

Авторами робіт [3, 6, 50, 52, 55, 64] наведено чимало успішних результатів досліджень застосування технології закачування та розміщення в ПЗП водного розчину інгібіторів солевідкладень видобувних свердловин під тиском (технологія squeeze treatment), яка є загальноприйнятою.

У роботах [18, 35] розглядається дія інгібіторів запобігання утворенню відкладень солей, яка заснована на процесах адсорбції. Дослідження процесу адсорбції інгібіторів солевідкладень на поверхні породи дає можливість визначення оптимальної кількості реагенту для обробки в промислових умовах [18]. У роботі [35] зазначається, що результати визначення адсорбційно-десорбційних властивостей інгібіторів дають змогу прогнозувати ефективний період захисту свердловинного обладнання та ПЗП від солевідкладень. Вищий ступінь адсорбції інгібітора солевідкладень на поверхні породи і його низька швидкість десорбції з поверхні забезпечує триваліший термін захисту ПЗП і свердловинного обладнання від випадіння солей [39, 66]. У роботах [18, 33, 35, 40, 58] встановлено, що успішність інгібіторної обробки під час закачування інгібіторів солевідкладень у ПЗП залежить від здатності адсорбуватися та довготривало утримуватись на поверхні породи пласта та виносу інгібіторів з поверхні породи пласта. Здатність породи пласта утримувати інгібітор солевідкладення визначає тривалість виносу інгібітора при задавлюванні його в ПЗП [4]. Величина періоду виносу інгібіторів солевідкладень визначається адсорбційно-десорбційними характеристиками на поверхні гірських порід по відношенню до їх водних розчинів [58]. Сильна взаємодія між інгібітором і гірською породою перешкоджає його виносу. Але слабка взаємодія може сприяти занадто швидкому виносу. Механізми адсорбції інгібіторів перебувають під впливом електростатичної сили тяжіння або сил Ван-дер-Ваальса між

молекулами інгібітора і поверхнею породи [18, 35, 54, 61]. Авторами роботи [24] зазначено, що технологічні та фізико-хімічні чинники впливають на динаміку виносу закачаного в ПЗП інгібітора солевідкладень.

Автори роботи [61] встановили прийнятний рівень адсорбції фосфонатних і полімерних інгібіторів солевідкладень (ДТПМФ і ПФКК) на зразках кернів за різних пластових температур. У роботі [69] зазначено, що адсорбція інгібітора ПФКК на поверхні породи залежить від типу породи та наявності діоксиду вуглецю. Поліпшення адсорбційно-десорбційних характеристик інгібіторів солевідкладень на основі фосфонових кислот відбувається при додаванні соляної кислоти [18, 38]. Авторами статті [67] проведено аналіз адсорбційно-десорбційної здатності інгібітора НТФкислоти на кернах пісковика. Вони використовували дві імітаційні моделі для прогнозування зміни концентрації інгібітору під час процесів адсорбції та десорбції інгібіторів залежно від часу закачування. Вони дійшли висновку, що пластова температура впливає на процеси адсорбції та десорбції інгібіторів. Застосування інгібіторів – фосфорорганічних сполук (як ОЕДФК і ДТПМФ), як компонентів водного закачуваного розчину, дає змогу поліпшити адсорбційно-десорбційні характеристики [56, 65, 71]. Крім того, ці характеристики інгібіторів солевідкладень можна додатково поліпшити шляхом додавання хімічних реагентів, що знижують міжфазний натяг на межі нафти і водного розчину інгібіторів солевідкладень [18].

У роботах [11, 19, 50] авторами розкрито небажані побічні ефекти під час інгібіторного захисту ПЗП та свердловинного обладнання від солевідкладення, які включають у себе наступне: процес висаджування, низьку якість відпрацьованої води на початковому зворотному припливі флюїдів, тривалий період роботи системи очищення та постійне зниження видобутку нафти в поєднанні зі збільшенням видобутку води. У роботі [21] зазначено, що надлишкова концентрація інгібіторів солевідкладень та їхня термічна стабільність були однією з причин відмов свердловинного обладнання. Для практичної оцінки можливості застосування інгібіторів солевідкладень важливо

вивчити їхні емульгувальні властивості та сумісність із пластовими флюїдами, адже серйозне порушення фільтраційно-ємнісних властивостей пласта може бути спричинене взаємодією водного розчину інгібіторів із пластовими флюїдами.

1.4 Висновки з розділу 1

1. Аналіз умов і причин утворення та випадіння неорганічних солей у ПЗП, внутрішньосвердловинному обладнанні та НКТ дав змогу виокремити такі чинники, що впливають на інтенсивність утворення відкладень солей: зміну термобаричних умов, pH, склад і фізичні характеристики порід-колекторів, геологопромислові умови розроблення родовищ, мінералізація й іонний склад пластових і нагнітальних вод. Карбонатні та сульфатні солі є основними видами неорганічних солей, які найчастіше зустрічаються на нафтових родовищах. Утворення відкладень карбонатних солей зумовлене зміною термобаричних умов і водневого показника попутно видобувної води, а утворення сульфатних солей відбувається в основному за рахунок змішування несумісних вод у процесі заводнення.

2. Встановлено, що відкладення неорганічних солей у ПЗП при змішуванні несумісних вод призводить до погіршення фільтраційно-ємнісних характеристик і зниження продуктивності видобувних свердловин, виходячи зі зниження коефіцієнта проникності, що в підсумку знижує коефіцієнт нафтовіддачі.

3. Показано, що термодинамічні моделі можуть тільки прогнозувати ймовірну можливість солевідкладень, а кінетичні моделі фактично визначають індукційний період кристалізації та швидкість осадження кристалів солей. Розроблення точної та надійної моделі, що дає змогу прогнозувати ступінь зниження проникності ПЗП, спричиненого випадінням неорганічних солей під час заводнення, потребує наявності експериментальних і промислових даних. Щоб прогнозувати різні аспекти утворення відкладень солей на нафтових родовищах і поліпшити методи боротьби з ними, необхідне проведення

поглибленого комплексного хімічного моделювання та лабораторних досліджень.

4. Виконано аналіз ефективності технологій для запобігання утворенню солей і збереження рівня видобутку нафти. У результаті було виявлено, що найкращим способом запобігання солевідкладенням є хімічне інгібування. Точна оцінка дії інгібіторів солевідкладень у конкретних умовах є першим і найбільш важливим кроком у напрямку ефективного контролю цього процесу.

5. Встановлено, що для ефективного запобігання відкладенням неорганічних солей у свердловинному обладнанні та ПЗП розробляють інгібітори солевідкладень, які ґрунтуються на аналізі ризику солевідкладень. При цьому більш правильний спосіб розроблення нових інгібіторів полягає в розумінні механізму, термодинаміки та кінетики кристалізації неорганічних солей. Розробляються нові інгібітори солевідкладень шляхом створення композиційних складів на основі прояву синергетичного інгібуючого ефекту наявних інгібіторів. Технологія закачування водного розчину інгібітору солевідкладень у ПЗП під тиском є одним із найпоширеніших методів подачі інгібітору в ПЗП для захисту ПЗП і обладнання від випадіння солей. Основна мета технології полягає в забезпеченні високої швидкості адсорбції та низької швидкості десорбції інгібітору.

Тому за **мету роботи** прийнято – підвищення ефективності експлуатації видобувних нафтових свердловин шляхом запобігання випадінню неорганічних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

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

1. Виконати аналіз умов утворення відкладень неорганічних солей, а також проаналізувати сучасні технології, що застосовуються для запобігання цим процесам у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

2. Визначення залежностей тенденції до утворення відкладень солей, індексу насиченості вод солями та їх осадконакопичень під час прогнозування

умов випадіння солей від зміни термобаричних умов пласта та об'ємного співвідношення закачуваної і пластової вод під час заводнення.

3. Дослідити композиційний склад інгібітора солевідкладень для запобігання утворенню відкладень неорганічних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

4. Обґрунтувати технологію застосування інгібітора солевідкладень для запобігання випадінню карбонату кальцію, сульфату кальцію (ангідриту) і сульфату барію для різних пластових вод у статичних і динамічних умовах.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

У цьому розділі розглянуто методики проведення лабораторних експериментів з дослідження процесу відкладення солей та їх запобігання в ПЗП і свердловинному обладнанні. При цьому для вивчення впливу різних параметрів на процес кристалізації солей, а також, для оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних і динамічних умовах, приготувалися чотири різні моделі пластових вод, і одна закачувана вода. Іонний склад моделей вод представлений у розділі 3. Приготування вод проводилося шляхом додавання необхідної кількості відповідних солей у демінералізовану воду. Змішування цих вод призводило до мимовільного осадження карбонату кальцію, сульфату кальцію (ангідриту) і сульфату барію.

Було розглянуто методики проведення різних лабораторних досліджень, які є унікальними для оцінки ефективності запобігання солевідкладенням під час заводнення. Ці дослідження охоплюють таке: сумісність інгібіторів із пластовими флюїдами та гірськими породами, експерименти з визначення ефективності інгібіторів у статичних і динамічних умовах, вимірювання корозійної активності досліджуваного складу інгібітору солевідкладень, визначення міжфазного натягу та фільтраційні дослідження.

2.1 Методики визначення сумісності інгібітора солевідкладень із водою та гірською породою, його корозійної активності та міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин інгібітора»

2.1.1 Сумісність інгібітора солевідкладень із водою та гірською породою

Тести на сумісність досліджуваної суміші інгібітору солевідкладень із закачуваною і пластовими водами було виконано за його різних концентрацій і температур протягом 6 годин. Сумісність визначається шляхом появи прозорого однофазного розчину після змішування, а несумісність визначається як поява каламутного розчину, в якому відбувається утворення осадів або фазовий поділ після змішування. У присутності субстратів, що містять карбонат кальцію (вапняк), деякі інгібітори солевідкладень мають схильність до утворення осаду унаслідок явища конденсації на поверхні твердого тіла [34]. При цьому інгібітор утворює осад на поверхні гірської породи. У такому разі, інгібітор називається несумісним із гірською породою. Для ефективної оцінки можливості виникнення цього явища, було виконано такі випробування:

1. Зразки карбонатних порід подрібнюються до розміру часток 5 мм на 5 мм (застосування розчинників не потрібне).

2. 5 грамів подрібнених частинок карбонатних порід поміщають у скляну випробувальну комірку, витримують протягом 4 годин за пластової температури (80°С).

3. 10 мл дослідного складу інгібітору солевідкладень у моделі закачуваної води нагрівається до пластової температури (80°С) перед його додаванням до подрібнених частинок карбонатних порід.

4. Далі додається в осередок 10 мл інгібітору солевідкладень у моделі закачуваної води при пластовій температурі (80°С), і витримується протягом 6 годин при цій температурі.

5. Через 6 годин додається в комірку 20 мл дистильованої води для промивання подрібнених частинок карбонатних порід.

6. Далі промиті подрібнені частинки карбонатних порід висушують у термошафі протягом 24 годин за температури 40°С.

7. Виконується аналіз на визначення випадіння осадів на поверхні висушених частинок карбонатних порід.

2.1.2. Методика експериментальних досліджень швидкості корозії металевих зразків у розчині дослідного інгібітора солевідкладень

Швидкість корозії металевих зразків у водному розчині експериментального складу інгібітору солевідкладень визначали гравіметричним методом. Суть цього методу полягає у вимірюванні втрати маси металевих зразків до і після корозійних випробувань [13]. Експеримент тривав 4 доби за 80 °С. Вимірювання маси повторилося 3 рази, і втрату маси обчислювали, визначаючи середнє з трьох виміряних значень. Максимальне стандартне відхилення результатів визначення втрати маси становило ±1,0 %. Швидкість корозії металевих зразків у водному розчині інгібітора солевідкладень розраховувалася за такою формулою:

$$K_{\text{кор}} = 8760\frac{m_1 - m_2}{At\rho}, \qquad (2.1)$$

де $K_{\text{кор}}$ – швидкість корозії металевих зразків у розчині інгібітора солевідкладень, мм/рік; m_1 і m_2 – маси металевих зразків до і після корозійних випробувань відповідно, г; А – площа поверхні металевих зразків, м^2; t – час випробування, год; ρ – густина металевих зразків, кг/м^3.

2.1.3. Вплив досліджуваного інгібітору солевідкладень на в'язкість нафти

Дослідження з визначення впливу досліджуваного складу інгібітору солевідкладень на в'язкість нафти проводилися на ротаційному віскозиметрі Rheotest RN 4.1 – Medinger GmbH (Німеччина). Прилад складається з внутрішнього та зовнішнього циліндрів. Проба нафти з інгібітором солевідкладень і без нього заливається в зовнішній циліндр і обертається внутрішнім циліндром. В'язкість проби автоматично відображається на комп'ютері, до якого під'єднано віскозиметр. Дослідження в'язкості нафти з інгібітором солевідкладень і без нього проводилося за температур від 20°С до 80°С. Необхідна температура була встановлена за допомогою термостата.

2.1.4 Методика досліджень міжфазного натягу на межі «нафта – водний розчин інгібітору»

Для визначення впливу компонентів досліджуваного композиційного складу інгібітору солевідкладень на властивості нафти проводили експеримент із вимірювання міжфазного натягу на межі «нафта – водний розчин досліджуваного інгібітору». Міжфазний натяг на межі «нафта – водний розчин досліджуваного інгібітору» вимірювався при концентраціях поліетиленполіамін-N-метилфосфонової кислоти (ПАФ-1) від 0% до 6%, і соляної кислоти (HCl) від 0% до 10% у складі інгібітора солевідкладень. Водний розчин досліджуваного складу інгібітора підготувався в суміші закачуваної і пластової вод в об'ємному співвідношенні 1:1. При цьому нафту використовували як внутрішню фазу, а водний розчин інгібітору солевідкладень як зовнішню фазу.

Дослідження проводили з використанням тензіометра (прилад для вимірювання міжфазного натягу) Easydrop DSA 15E - KRUSS GmbH, Німеччина, за атмосферного тиску та температури 25°С. Принципова схема приладу показана на рисунку 2.1. Прилад обладнаний відеокамерою для захоплення

зображення краплі. Аналіз краплі складається з вимірювання її довжини та ширини. При цьому міжфазний натяг визначається за розмірами підвішеної краплі, сфотографованої камерою. Крапля врівноважена, якщо виміряне значення міжфазного натягу залишається незмінними протягом 10 хвилин. Однією з переваг цього методу є те, що він не потребує будь-якого попереднього калібрування. Але за малих розмірів краплі цей метод вимагає коефіцієнта збільшення для точного вимірювання. Цей метод заснований на деяких припущеннях:

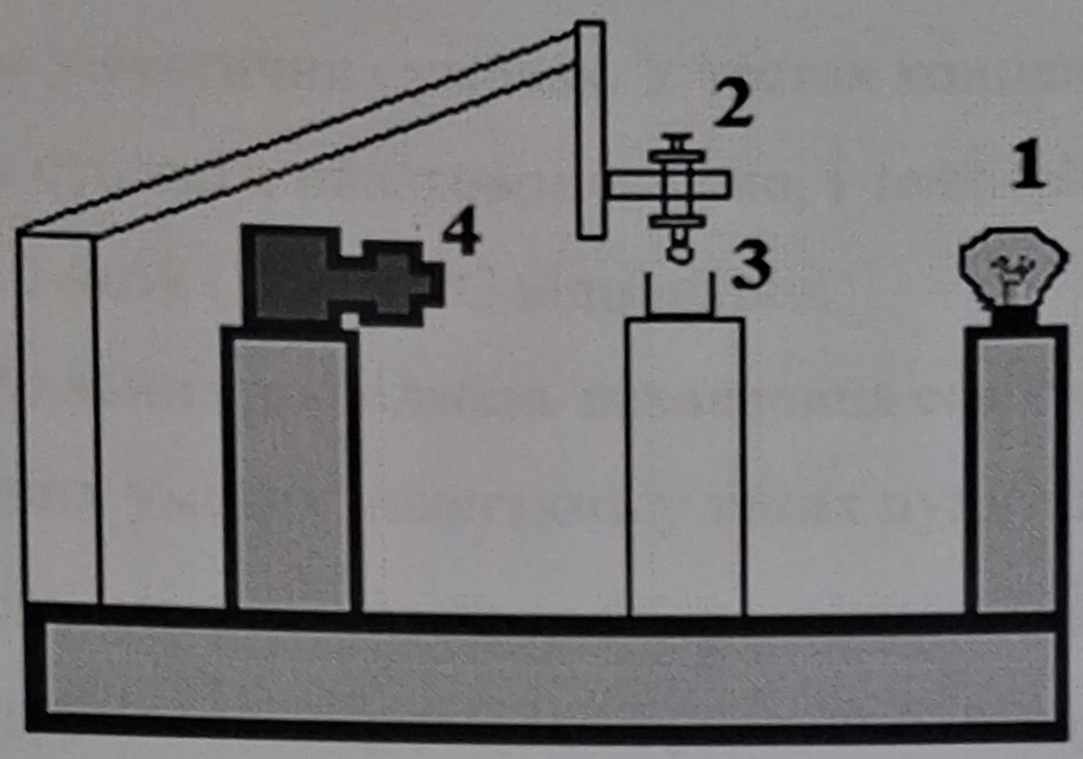


Рис. 2.1 Принципова схема використаного приладу для вимірювання міжфазного натягу: 1 – лампа (джерело світла); 2 – шприц; 3 – крапля; 4 – відеокамера підключена до комп'ютера

2.2 Методики оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних і динамічних умовах

Оцінка ефективності дії інгібіторів солевідкладень в статичних умовах, і визначення їх мінімальної робочої концентрації в динамічних умовах проводилися методами джар-тесту (jar test), і тесту із закупоркою труби (dynamic tube blocking test)

2.2.1 Метод джар-тесту (jar test)

Були використані різні інгібітори солевідкладень у тестах (представлені в розділі 3). Один із них є новим композиційним складом інгібітора солевідкладень. Метою цього тесту є визначення ефективності інгібітора солевідкладень для запобігання утворенню відкладень солей карбонату кальцію, сульфату кальцію (ангідриту) і сульфату барію в процесі заводнення в пластових умовах. При цьому було вивчено вплив концентрації інгібітора, температури і відношення обсягів моделей закачуваної і пластової вод на ефективність інгібітора солевідкладень у статичних умовах. У тестах концентрація інгібіторів, вміст закачуваної води в суміші з пластовою водою, і температура змінювалися в діапазонах 5-50 мг/л, 10-90% і 60-120°С відповідно.

Етапи експериментальних досліджень визначення ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних умовах полягають у таких пунктах:

- для кожного тесту, моделі закачуваної та відповідних пластових вод готуються і фільтруються через фільтрувальний папір. Два розчини з закачуваної води, один з інгібітором солевідкладень, а інший без інгібітора, переливаються в скляні склянки. Далі склянки перемішують і витримують протягом 1 години в термошафі за заданої температури;
- через 1 годину додається до розчинів із закачуваної води (з інгібітором і без нього) пластова вода за необхідного відношення для отримання робочого розчину. За необхідності концентрований розчин гідроксиду калію додається до робочих розчинів для зміни їх pH. Робочі розчини струшуються вручну протягом 60 секунд, і витримуються протягом 24 годин у термошафі за заданої температури;
- через 24 години робочі розчини фільтруються через фільтрувальний папір. Після цього негайно вони аналізуються на залишковий вміст кальцію і барію (залежно від використовуваної пластової води). Розчинні концентрації катіонів у робочих розчинах визначають за допомогою приладу Капель-104Т;

– ефективність інгібіторів солевідкладень (ефективність інгібування утворення відкладень неорганічних відкладень) у статичних умовах визначається відповідно до стандарту NACE TM0374-2016 таким чином [54, 56, 60, 66, 69]:

$$E = \frac{C_{к2} - C_{к1}}{C_{к0} - C_{к1}} * 100\%, \quad (2.2)$$

де E – ефективність інгібування в статичних умовах, %; $C_{к2}$ – концентрація катіонів (Ca^{2+}абоBa^{2+}) у розчині з інгібітором після випробування, мг/л; $C_{к1}$ – концентрація катіонів (Ca^{2+} або Ba^{2+}) у розчині без інгібітора після випробування, мг/л; $C_{к0}$ – концентрація катіонів (Ca^{2+}або Ba^{2+}) у вихідному розчині перед початком випробування, мг/л.

Інгібітор солевідкладень вважається ефективним для застосування в промисловості, якщо ефективність інгібування становить понад 90% у статичних умовах.

2.2.2. Метод закупорки труби (dynamic tube blocking test)

Тест із закупоркою труби (dynamic tube blocking test) використовують у промисловій практиці для визначення необхідної ефективної концентрації інгібітора солевідкладень для запобігання випадінню неорганічних солей у динамічних умовах за пластової температури [30]. Під час закачування в трубку розчину, схильного до утворення сольових відкладень, відбувається випадіння солей, що призводять до блокування трубки [55]. Таким чином, перепад тиску в трубці збільшується.

У даній роботі тест закупоркою труби виконували в розчині із закачуваної і відповідної пластової вод (залежно від типу солі – карбонат кальцію, сульфат кальцію і сульфат барію) в об'ємному співвідношенні 1:1 при температурі 80°C. Тест із закупоркою труби проводився на установці «FLASS» (виробництво Vinci

Technologies, Франція). Принципова схема і внутрішній вигляд установки представлений на рисунку 2.2.



а б

Рис. 2.2 Схема установки (FLASS) для проведення тесту із закупоркою труби (а) та її внутрішній вигляд (б): 1 і 2 – ємності із закачуваною та пластовою водами; 3 – насоси; 4 – пункт змішування вод; 5 – трубка; 6 – датчик для вимірювання перепаду тиску; 7 – вихід розчину; 8 – термошафа

У режимі постійної витрати 3 мл/хв проводилося закачування розчину в трубку з довжиною і діаметром 1 м і 1 мм відповідно. У випробуваннях не встановлювався протитиск. Датчик тиску використовувався для зміни перепаду тиску. Перепад тиску в трубці безперервно вимірювався, і збільшення перепаду тиску свідчило про випадіння солей. Далі під час закачування розчину в трубку додавали до нього досліджуваний склад інгібітора солевідкладень за концентрації 5 мг/л. Концентрацію інгібітору збільшували ступінчасто до того, коли перепад тиску залишався незмінним у часі за низьких значень. Випробування проводили протягом 150 хвилин. Концентрація інгібітору, нижче за яку не блокувалася трубка внаслідок випадіння солей, вважалася мінімальною інгібуючою концентрацією досліджуваного композиційного складу інгібітору солевідкладень.

2.3 Методика проведення фільтраційних досліджень для моделювання закачки інгібіторів солевідкладень у ПЗП та визначення їхньої ефективності

Метою фільтраційних досліджень є проведення лабораторних експериментів із вивчення процесу відкладення солей у пористому середовищі під час змішування закачуваної води з пластовою водою, а також із визначення ефективності інгібіторів у запобіганні випаданню солей у ПЗП. При цьому проводилися фільтраційні експерименти з оцінки впливу випадіння солей на проникність керна до і після закачування інгібіторів солевідкладень. Визначалися адсорбційно-десорбційні властивості інгібіторів для визначення терміну захисту ПЗП і свердловинного устаткування від відкладень солей за технології закачування в ПЗП водного розчину інгібіторів солевідкладень під тиском.

Випробування проводилися в пластових умовах. При цьому було використано фільтраційну установку, принципову схему якої представлено на рисунку 2.3. Дана установка в основному складається з автоматизованої системи збирання даних, ємностей із пластовою та закачуваною водами, регулятора протитиску і кернотримача. Для вимірювання тиску на вході і виході з кернотримача використовувалися високоточні датчики тиску. Установка може забезпечити необхідні геолого-фізичні умови продуктивного пласта (пластовий тиск і температура, і гірничий тиск), і різні швидкості закачування розчину для визначення ризику погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП внаслідок випадіння солей до і після застосування інгібіторів солевідкладень. На рисунку 2.4 представлено фотографію використаних насосів високого тиску (Vinci Technologies, Франція) при фільтраційних дослідженнях для моделювання заводнення в ПЗП.

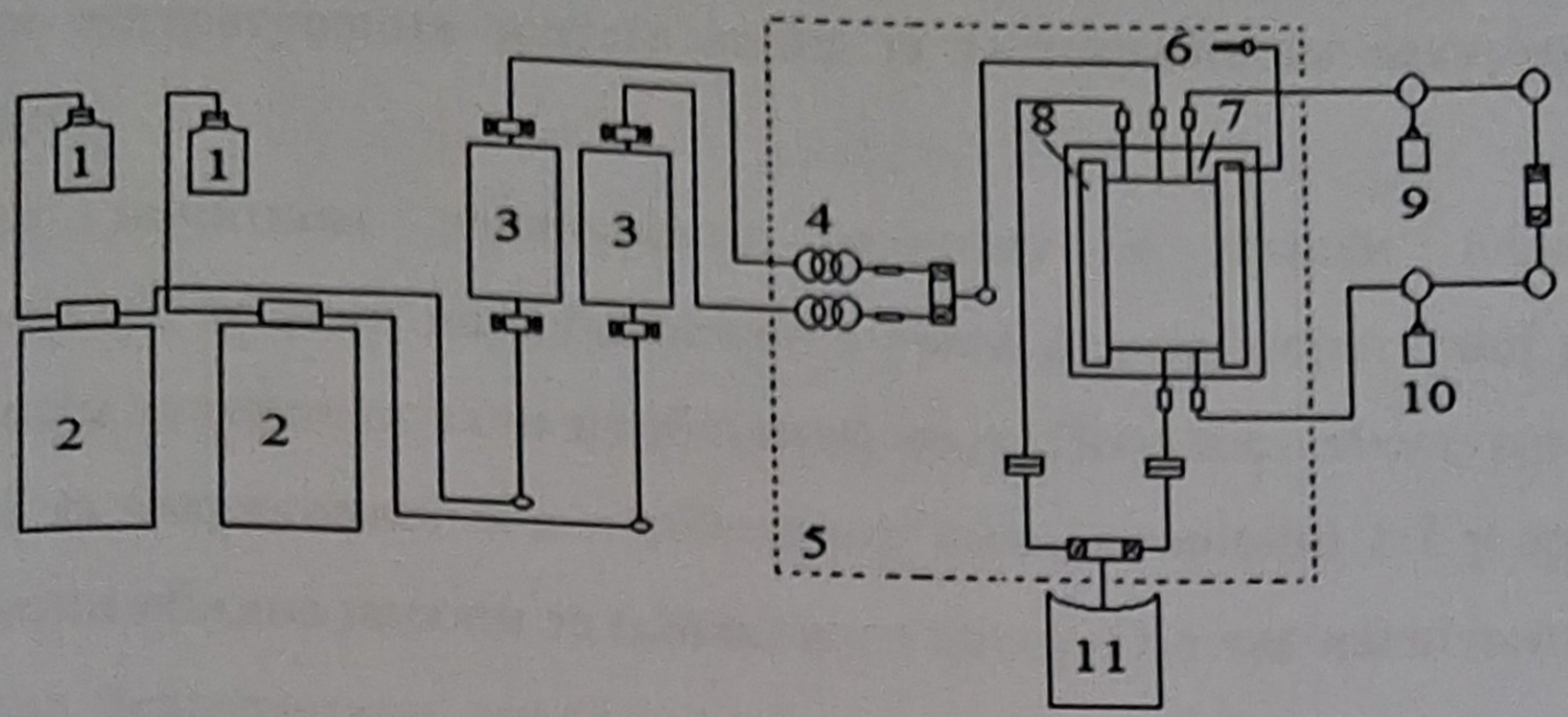


Рис. 2.3 Принципова схема фільтраційної установки: 1 – ємність із розчином; 2 – насоси; 3 – поршневі акумулятори; 4 – спіральні секції труби; 5 – термошафа; 6 – термодатчик; 7 -–кернотримач; 8 – гумова манжета; 9 – датчик тиску на вході кернотримача; 10 – датчик тиску на виході кернотримача; 11 – збір розчину



Рис. 2.4 Використаний насос високого тиску для фільтраційних досліджень

Підготовка зразків керна та їх насичення – перед кожним дослідом, зразки керна висушували в термошафі за температури 80°С протягом однієї доби. Далі

відбувалося екстрагування зразків керна із застосуванням вакууму протягом кількох годин.

Перед початком закачування розчину в зразки керна, зразки витримувалися 3 години на забезпечення умов для температурної рівноваги в системі. Потім встановлювали необхідний тиск. Почалося закачування розчину з пластової та закачуваної вод в об'ємному співвідношенні 1:1 у зразки керна, встановлюючи обидва насоси за однакового тиску. Під час нагнітання розчину в зразки керна безперервно вимірювали тиск на вході і виході з кернотримача датчиками.

2.3.1 Визначення коефіцієнта проникності породи в динамічних умовах

Для оцінки зміни коефіцієнта проникності зразків керна через випадіння солей, визначали проникність порід до і після закачування розчину закачуваної та пластової вод у керн. Для визначення впливу температури і швидкості потоку на ступінь зниження проникності ПЗП дослідження проводилися за різних пластових температур і швидкостей закачування розчину в керн за постійного гірського тиску 20 МПа. Розчин підготувався під час змішування моделей закачуваної і пластової вод в об'ємному співвідношенні 1:1 на фільтраційній установці, тобто швидкість закачування вод із ємностей була однаковою.

Визначали відношення погіршеної проникності до початкової проникності породи протягом 100 хвилин. Спочатку закачування розчину в зразки керна проводили без додавання інгібітора солевідкладень. Далі експерименти повторювали із застосуванням інгібіторів для оцінки їхньої ефективності запобігання випадіння солей у ПЗП у динамічних умовах під час заводнення. Коефіцієнт проникності розраховували відповідно до закону Дарсі за формулою:

$$K = 1{,}67 * 10^{6} * \frac{q\mu L}{A\Delta P}, \tag{2.3}$$

де К – проникність породи, мкм^2; q – швидкість закачування розчину, мл/хв; μ – в'язкість розчину, Па*с; L – довжина керна, см; А – площа поперечного перерізу керна, см^2; ΔР – перепад тиску, Па.

У першому випробуванні (пробному) використовувалася система протитиску для підтримання необхідної температури під час фільтраційних досліджень.

2.3.2 Методика дослідження адсорбційно-десорбційних властивостей інгібіторів солевідкладень

Вивчення адсорбційно-десорбційних властивостей інгібіторів солевідкладень у динамічних умовах проводили на фільтраційній установці (рис. 2.3). Закачування розчинів з інгібітором солевідкладень у зразки керна проводили за пластових температури та тиску. Оцінювання адсорбційно-десорбційної здатності інгібітора солевідкладень проводили шляхом вимірювання концентрації інгібітора в розчині до і після закачування.

Таким чином, робочий розчин підготувався при змішуванні закачуваної і пластової вод в об'ємному співвідношенні 1:1. Перед закачуванням розчину в зразки керна, інгібітор солевідкладень за концентрації 30 мг/л був доданий до закачуваної води. У режимі постійної витрати 6 мл/хв проводилося закачування розчину з інгібітором солевідкладень у керн за температури 80°С. На зразки керна подавався тиск 20 МПа.

Для дослідження процесу адсорбції інгібітора солевідкладень на поверхні породи, концентрацію інгібітора в розчині на виході кернотримача періодично вимірювали. Концентрація інгібіторів солевідкладень у розчині визначали методом титрування. Закачування розчину з інгібітором у зразки керна тривало до того часу, коли концентрація інгібітора в розчині на вході і виході кернотримача стала однаковою. При цьому зразки кернів витримувалися на адсорбцію інгібітору.

Після процесу адсорбції, для визначення швидкості десорбції інгібітору солевідкладень із породи закачували в керн пластову воду без інгібітору. При цьому постійно визначали концентрацію інгібітору в пластовій воді на виході кернотримача, що пройшла через зразки керна. Закачування пластової води в керн тривало до того часу, коли концентрація виношуваного інгібітора солевідкладень із керна в пластовій воді становила мінімальне робоче значення (ближче до нуля).

У процесах адсорбції та десорбції інгібітора солевідкладень визначали відносну концентрацію. Відносна концентрація являє собою відношення концентрацій інгібітора у водному розчині до і після закачування в зразки керна. Вивчення адсорбційно-десорбційних властивостей інгібітора солевідкладень проводили залежно від кількості порових об'ємів. Кількість порових об'ємів прокачування (PV_{inj}) під час фільтрації визначали як відношення об'єму закачуваного розчину до об'єму пор у зразку породи. PV_{inj} розраховували за такою формулою:

$$PV_{inj} = 400 * \frac{qt}{\pi d^2 L \varphi}, \quad (2.4)$$

де PV_{inj} – кількість порових об'ємів прокачування під час фільтрації; q – швидкість закачування розчину, мл/хв; t - час закачування, хв; d – діаметр зразків керна, см; L – довжина зразків керна, см; φ - пористість зразків керна, %;

У процесі адсорбції інгібітора солевідкладень на поверхні різних зразків керна використовувалася питома адсорбція для визначення кількості адсорбованого інгібітора на одиницю площі адсорбенту (керна). Питома адсорбція визначалася таким рівнянням [16]:

$$A_s = \frac{(C_0 - C_1)qt}{6S}, \quad (2.5)$$

де A_s – питома адсорбція, мг/м^2; C_0 – початкова концентрація інгібітора солевідкладень у водному розчині перед його закачуванням у зразки керна, мг/л; C_1 – концентрація інгібітора солевідкладень у водному розчині після його закачування у зразки керна (поточна концентрація інгібітора), мг/л; q – швидкість закачування розчину, мл/хв; t – час закачування, с; S – площа поверхні зразків керна, см^2. Слід зазначити, що площа поверхні розраховується за такою формулою:

$$S = \frac{\pi d^2}{2} + \pi dL, \tag{2.6}$$

2.4 Висновки з розділу 2

1. Розглянуто методику прогнозування випадіння солей, яка ґрунтується на застосуванні емпіричних формул, що дають змогу визначити тенденцію до утворення відкладень солей, індекс насиченості вод та їхнє осадонакопичення під час заводнення нафтових пластів.

2. Розглянуто методики оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних і динамічних умовах, що дає змогу визначити необхідну концентрацію інгібіторів для ефективного запобігання випадінню солей.

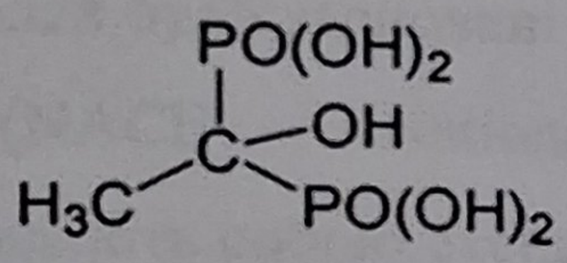
3. Розглянуто методики проведення фільтраційних досліджень для оцінювання ступеня зниження проникності ПЗП внаслідок утворення відкладень неорганічних солей під час заводнення та визначення ефективності інгібіторів солевідкладень для запобігання зниженню проникності гірських порід у пластових умовах. Також розглянуто методику визначення адсорбційно-десорбційної здатності інгібітора солевідкладень для оцінки взаємодії інгібітора з гірською породою.

РОЗДІЛ 3. РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ПОПЕРЕДЖЕНЬ СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ У ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИННОМУ ОБЛАДНАННІ

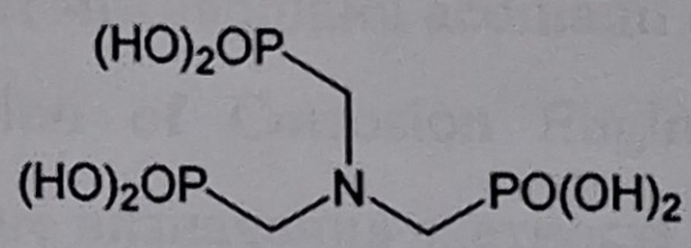
У цьому розділі наведено результати досліджень з оцінки ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних і динамічних умовах. Відзначено вплив температури та концентрації розчину на ефективність інгібіторів. Крім цього, вивчено корозійну активність досліджуваного складу інгібітора солевідкладень.

3.1. Оцінка ефективності інгібіторів солевідкладень у статичних умовах

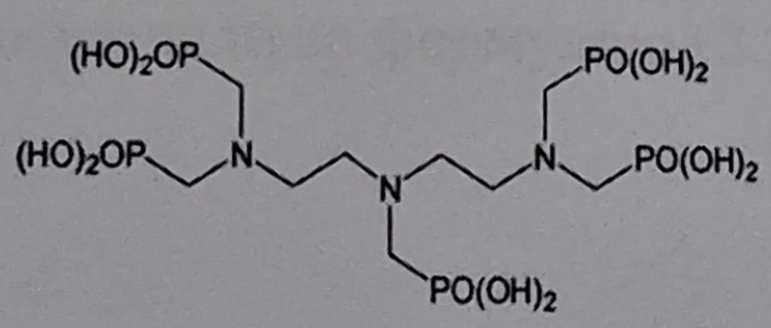
Принцип підбору інгібіторів солевідкладень для карбонатних колекторів є таким самим, як і для теригенних колекторів [34]. Для аналізу ефективності інгібування відкладень карбонату кальцію, сульфату кальцію та сульфату барію в статичних умовах використовувалися п'ять різних інгібіторів запобігання утворенню солей. Опис (назва та хімічна структура) цих хімічних реагентів наведено в таблиці 3.1 і на рисунку 3.1.



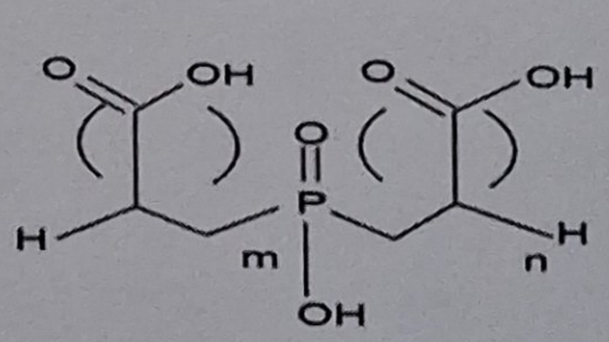
ОЕДФК (HEDP)



НТФ-кислота (ATMP)



ДТПМФ (DTPMP)



ПФКК (PPCA)

Рис. 3.1 Хімічна структура інгібіторів солевідкладень, що застосовуються у промисловості

Таблиця 3.1. Інгібітори солевідкладень, що застосовуються у промисловості

Інгібітори	На основі	Назва	Склад
1	фосфонових кислот	ОЕДФК (HEDP)	1-гідроксиетиліден 1,1- дифосфонова кислота
2	фосфонових кислот	НТФ-кислота (ATMP)	Нітрилотриметилфосфонова кислота (НТФ-кислота)
3	фосфонових кислот	ДТПМФ (DTPMP)	Діетилентриамін-пента (метиленфосфонова кислота)
4	полімера	ПФКК (PPCA)	Поліфосфінокарбонова кислота
5	фосфонових кислот	досліджуваний склад інгібітору	1-гідроксіетиліден 1,1-дифосфонова кислота, діетилентриамін-пента (метиленфосфонова кислота), хлоридамонію, ізопропіловий спирт, поліетиленполіамін-Nметилфосфонова кислота (ПАФ-1), соляна кислота та вода

Склад №5 є досліджуваним інгібітором. ОЕДФК, НТФкислота, ДТПМФ і ПФКК є промисловими реагентами, що широко використовуються в нафтогазовій галузі для запобігання утворенню відкладень неорганічних солей у ПЗП і свердловинному обладнанні.

Лабораторні дослідження для оцінки ефективності інгібування відкладення солей були засновані на стандарті міжнародної асоціації інженерів-корозіоністів (NACE – «National Association of Corrosion Engineers»). Ці дослідження являють собою експериментальне визначення здатності інгібіторів до запобігання випаданню різних солей із розчинів. Ефективність інгібування солевідкладень визначали за формулою (2.2).

3.1.1 Синергетичний інгібуючий ефект досліджуваного складу інгібітора солевідкладень

у таблиці 3.2 наведені концентрації компонентів досліджуваного композиційного складу інгібітора солевідкладень. Досліджуваний склад являє собою рідку фазу, що складається з 1-гідроксіетиліденту 1,1- дифосфонової кислоти (ОЕДФК), діетилентриамін-пента (метиленфосфонової кислоти) (ДТПМФ), поліетиленполіамін-N-метилфосфонової кислоти (ПАФ-1), хлориду амонію, ізопропілового спирту, 5%-го розчину соляної кислоти і води. Наявність реагенту ПАФ-1 у складі інгібітора солевідкладень, як поверхнево-активної речовини, знижує поверхневий натяг на межі нафти і водного розчину інгібітора. Таким чином, ці реагенти можуть забезпечити хороші умови для процесів адсорбції та десорбції композиційного інгібітора в породах пласта в процесі запобігання осадженню солей у ПЗП (більш докладно процес описано в розділі 4). Реагент ОЕДФК виступає як інгібітор солевідкладень та інгібітор корозії без регулювання водневого показника.

Таблиця 3.2. Концентрація компонентів досліджуваного складу інгібітору солевідкладень, % мас.

Компонент	ОЕДФК	5%мас. HCl	Хлорид амонію	Ізопропіловий спирт	ПАФ-1	ДТПМФ	Вода
Мас. %	3	10	4	2	4	4	73

Визначення масових концентрацій компонентів досліджуваного композиційного складу інгібітора солевідкладень (ДТПМФ, ОЕДФК і ПАФ-1) було засновано на їхніх синергетичних інгібуючих ефектах з використанням правила адитивності. Згідно з правилом адитивності, за певних умов (температура, іонний склад розчину, час випробування і концентрація інгібіторів) ефективність дії однієї суміші, яка складається з різних компонентів, дорівнює сумі ефективностей окремих компонентів залежно від їхніх масових часток у суміші. У нафтогазовій промисловості, явище синергетичного ефекту має практичне значення, оскільки розробка і застосування композиційних

складів, що мають позитивний синергетичний ефект, дає змогу підвищити ефективність інгібування.

Для ефективного використання суміші інгібіторів солевідкладень, необхідно точно визначити концентрації її компонентів. При цьому використовується відношення $E_м/E_а$ для визначення синергетичного інгібуючого ефекту між компонентами однієї суміші. Де $E_м$ – ефективність суміші, і $E_а$ – сума ефективності компонентів суміші за правилом адитивності, які визначаються за формулою (2.3) у статичних умовах. Якщо $E_м/E_а>1$, то спостерігається позитивний синергетичний ефект, а якщо $E_м/E_а<1$, то відбувається негативний синергетичний ефект (антагоністичний) [51].

Під час дослідження нового композиційного складу інгібітора солевідкладень проведено кількісну оцінку синергетичного інгібуючого ефекту сумішей ПАФ-1/ДТПМФ і ПАФ-1/ОЕДФК. Спочатку визначали ефективність кожного інгібітора (ПАФ-1, ДТПМФ і ОЕДФК) для запобігання утворенню відкладень карбонату кальцію в розчині з об'ємним співвідношенням 1:1 закачуваної та пластової (№1) вод за 80°С. Далі досліджували ефективність інгібування сумішей ПАФ-1/ДТПМФ і ПАФ-1/ОЕДФК за різних співвідношень.

У таблиці 3.3 та на рисунку 3.2 представлено результати дослідження синергетичного інгібуючого ефекту та ефективності застосування інгібіторів у сумішах ПАФ-1/ДТПМФ і ПАФ-1/ОЕДФК для запобігання утворенню відкладень карбонату кальцію в статичних умовах. утворенню відкладень карбонату кальцію в статичних умовах. Як видно з таблиці та рисунка, для суміші ПАФ-1/ДТПМФ максимальна ефективність відзначається за масового відношення 50:50 ПАФ-1 і ДТПМФ.

Таким чином, компоненти ПАФ-1 і ДТПМФ у складі досліджуваного інгібітора солевідкладень мають однакову масову частку (4%). Ефективність суміші ПАФ-1/ДТПМФ ($E_м$) становить 89%, і сума ефективності компонентів за правилом адитивності ($E_а$) становить 82%. Тому спостерігається позитивний синергетичний інгібуючий ефект між ПАФ-1 і ДТПМФ у масовому

співвідношенні 1:1. Величина цього синергетичного ефекту становить близько 1,085.

Таблиця 3.3. Кількісна оцінка синергетичного інгібуючого ефекту сумішей інгібіторів солевідкладень при 80°С і концентрації 30 мг/л реагентів

Суміш інгібіторів	Ефективність кожного інгібітора (Е),%		Масове співвідношення інгібіторів	Ефективність суміші інгібіторів ($E_м$), %	Ефективність за адитивністю ($E_а$), %	$E_м/E_а$
ПАФ-1 – ДТПМФ	ПАФ-1 ДТПМФ	83 81	30:70	82	81,6	1,005
			45:55	84	81,9	1,027
			50:50	**89**	**82,0**	**1,085**
			55:45	86	82,1	1,047
			60:40	86	82,2	1,046
			70:30	85	82,4	*1,032*
ПАФ-1 – ОЕДФК	ПАФ-1 ОЕДФК	83 86	30:70	89	85,1	1,046
			45:55	88	84,6	1,040
			50:50	89	84,5	1,053
			55:45	90	84,3	1,067
			57:43	**92**	**84,3**	**1,091**
			60:40	89	84,2	1,057
			70:30	88	83,9	1,049

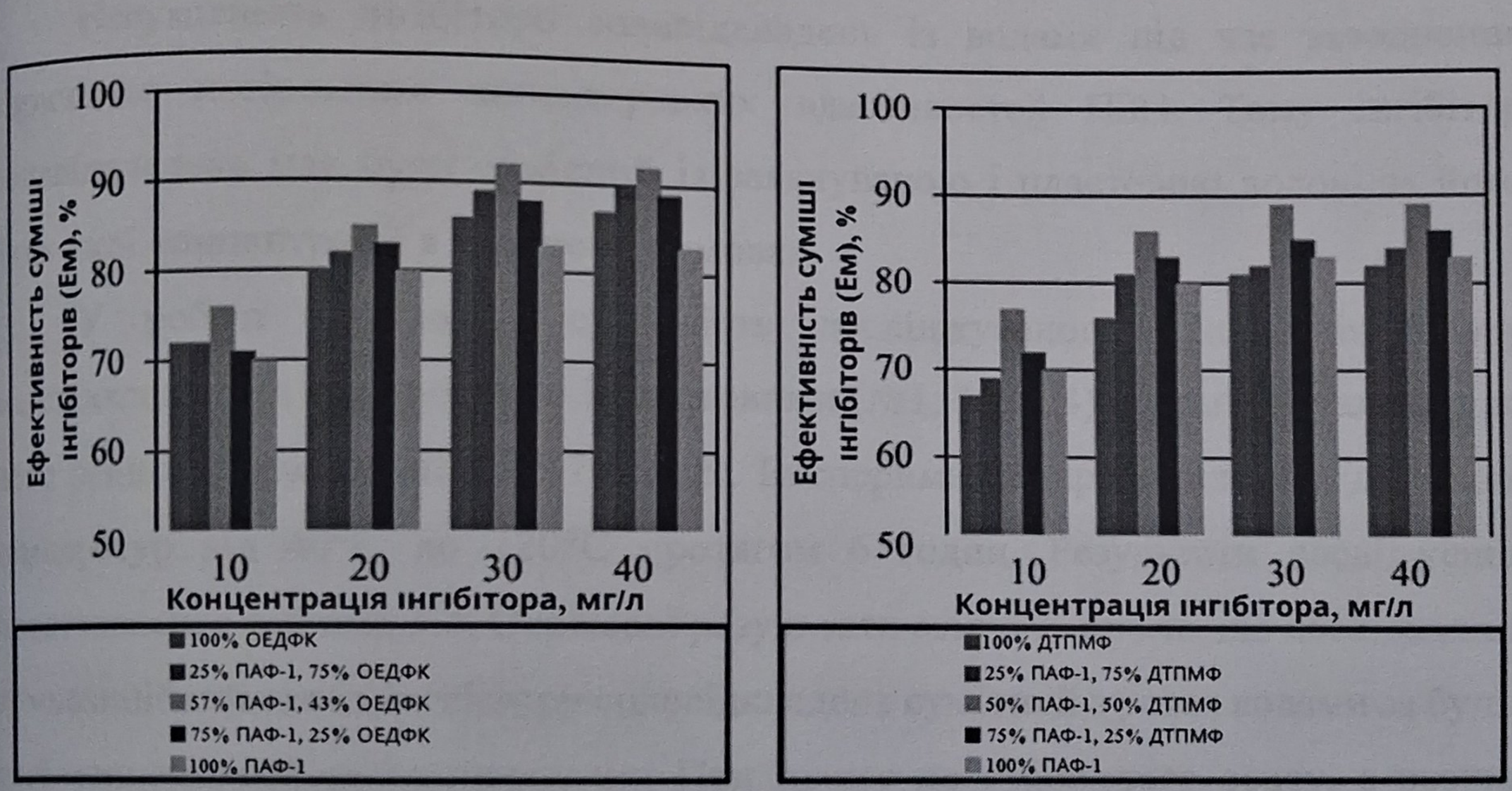


Рис. 3.2 Ефективність інгібування карбонату кальцію для суміші ДТПМФ і ПАФ-1 (а), ОЕДФК і ПАФ-1 (б) при 80°С

При застосуванні суміші ПАФ-1/ОЕДФК для запобігання випадінню карбонату кальцію з розчину, в масовому співвідношенні 57:43 ПАФ-1 і ОЕДФК відбувається найвища ефективність інгібування. У досліджуваному складі інгібітора солевідкладень концентрація ОЕДФК становить 75% концентрації ПАФ-1, іншими словами, концентрація ОЕДФК у складі інгібітора становить 3%. Величина максимального синергетичного інгібуючого ефекту між ПАФ-1 і ОЕДФК становить близько 1,091.

Отримані синергетичні ефекти дозволили визначити необхідні концентрації найбільш активних компонентів досліджуваного композиційного складу інгібітора солевідкладень, за яких його ефективність інгібування збільшується.

3.1.2 Сумісність досліджуваного складу інгібітору солевідкладень із закачуваною та пластовою водою

Несумісність інгібітора солевідкладень із водами під час заводнення спричиняє погіршення колекторських властивостей ПЗП. Тому інгібітор солевідкладень має бути сумісний із закачуваною і пластовою водою за його будь-якої концентрації в пластових умовах.

У роботі визначали сумісність досліджуваного складу інгібітору солевідкладень із закачуваною і пластовими (№1, 2, 3 і 4) водами візуально при його різних концентраціях (5-70 мг/л). Експерименти проводилися в діапазоні температур від 40°С до 120°С протягом 6 годин. Результати дослідження представлені в таблиці 3.4. Отримані результати свідчать про те, що досліджений композиційний склад інгібітору солевідкладень сумісний з усіма водами за будь-якої концентрації та температури. При цьому не утворилося осаду, а розчин залишався однорідним.

Таблиця 3.4. Результати визначення сумісності досліджуваного складу інгібітора солевідкладень із закачуваною та пластовими водами

Концентрація мг/л	Температура, °С	Пластова вода №1	Пластова вода №2	Пластова вода №3	Пластова вода №4	Закачувана вода
5	40	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	60	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	80	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	100	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	120	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
20	40	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	60	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	80	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	100	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	120	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
30	40	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	60	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	80	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	100	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	120	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
50	40	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	60	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	80	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	100	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	120	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
70	40	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	60	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	80	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	100	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний
	120	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний	сумісний

3.1.3. Вплив концентрації інгібіторів та температури на ефективність інгібування солевідкладень у статичних умовах

Низка факторів може впливати на ефективність інгібіторів солевідкладень. Вплив більшості факторів на ефективність інгібування значною мірою непередбачуваний. Перш за все, зміна властивостей розчину, що містить інгібітор солевідкладень, впливає на ефективність інгібування.

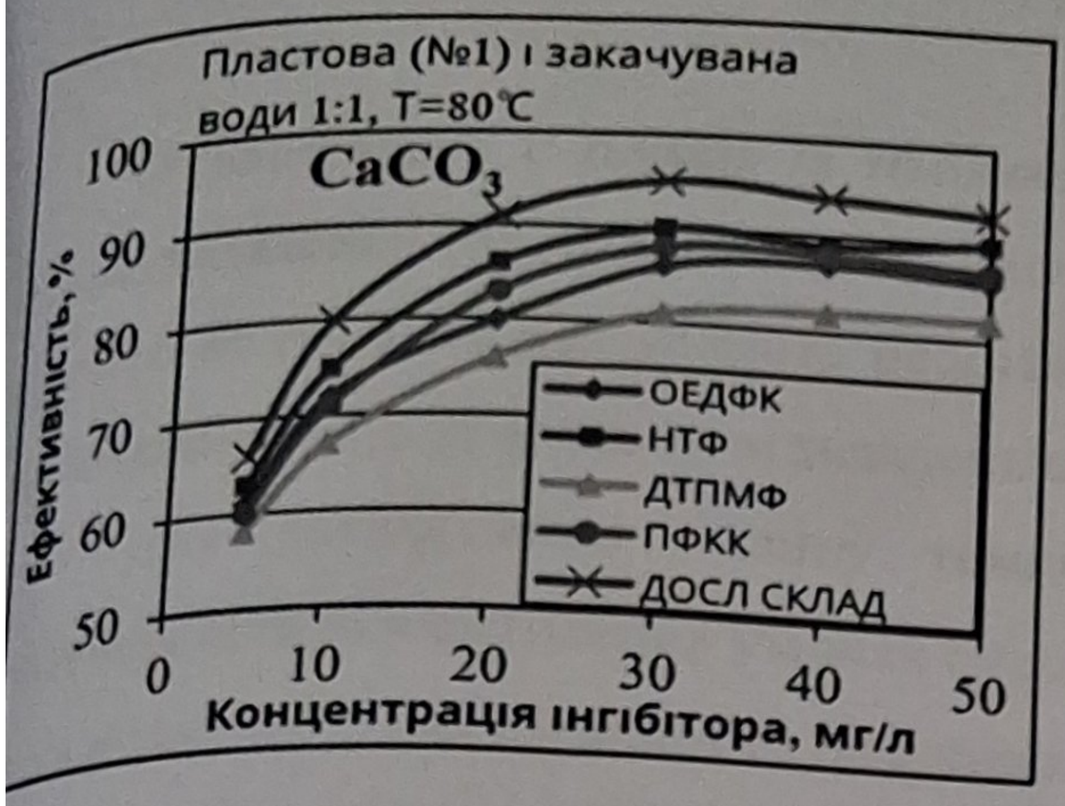
При цьому проводилися дослідження з визначення впливу таких параметрів на ефективність інгібіторів солевідкладень у статичних умовах: концентрація інгібіторів солевідкладень, температура, водневий показник

розчину, об'ємне співвідношення закачуваної та пластової вод і концентрація катіонів (Ca^{2+} та Ba^{2+}) у розчині.

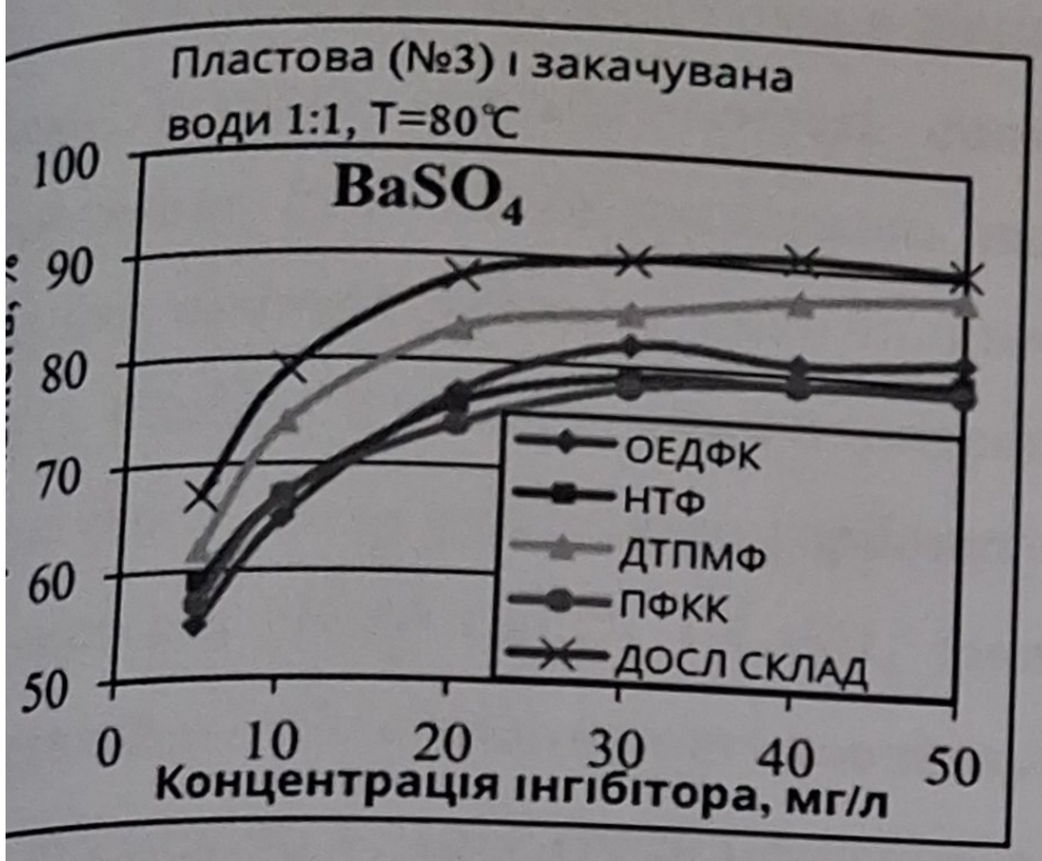
3.1.3.1. Визначення концентрації інгібіторів солевідкладень

На рисунку 3.3 представлено залежність ефективності інгібіторів від їхньої концентрації в розчині 50% закачуваної води і 50% пластової води за 80°C. Досліджено концентрації інгібіторів для запобігання відкладенням карбонату кальцію, сульфату кальцію і сульфату барію в діапазоні від 5 мг/л до 50 мг/л. Як показано на рисунку 3.3, найефективнішим інгібітором для запобігання утворенню відкладень всіх неорганічних солей (карбонату кальцію, сульфату кальцію та сульфату барію) є досліджуваний склад інгібітору солевідкладень (№5). Найвища ефективність досліджуваного складу інгібітора солевідкладень при запобіганні утворенню карбонату кальцію, сульфату кальцію і сульфату барію становила 95%, 94% і 91% відповідно. В разі застосування досліджуваного складу інгібітору в розчині закачуваної і пластової (№4) вод, де утворюється одночасно три солі ($CaCO_3$, $CaSO_4$і $BaSO_4$), його ефективність досягає понад 90% при концентраціях вище 30 мг/л.

Ефективність запобігання відкладенню солей зростає зі збільшенням концентрації інгібіторів для всіх розглянутих складів. Це пояснюється тим, що зі збільшенням концентрації інгібітора його зв'язок із катіонами збільшується, отже, ефективність інгібування підвищується. Однак підвищення ефективності інгібування солевідкладень незначне за концентрації вище 30 мг/л. Тому подальші дослідження проводилися з концентрацією інгібіторів солевідкладень у 30 мг/л.







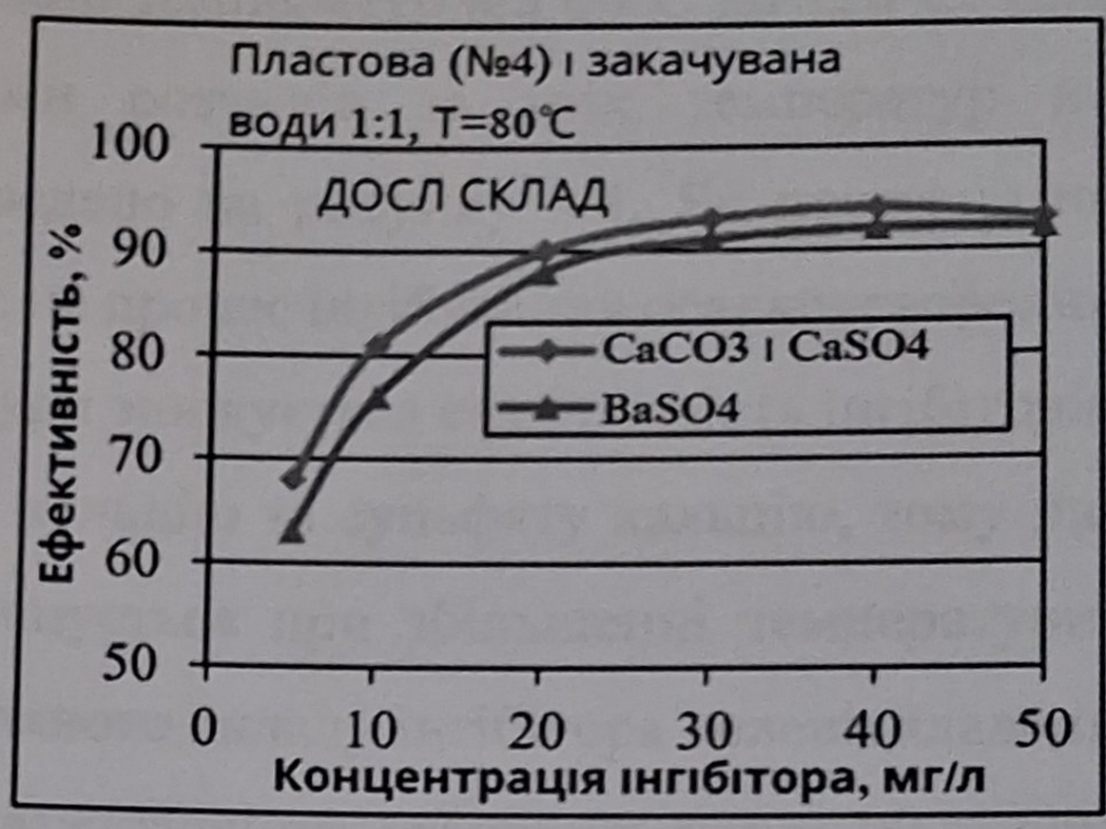


Рис. 3.3 Залежність ефективності інгібітора солевідкладень від його концентрації при 80°С і в об'ємному співвідношенні 1:1 закачуваної та пластової вод

рисунка 3.3 видно, що серед промислових інгібіторів солевідкладень у трації 30 мг/л найбільшою ефективністю володіють: НТФ для запобігання нню відкладень карбонату кальцію, ОЕДФК і ПФКК для запобігання нню сульфату кальцію, та ДТПМФ – відкладень сульфату барію. Інгібітор Ф має невисоку ефективність для запобігання утворенню осадів $CaCO_3$ і

3.1.3.2 Вплив температури на ефективність інгібітора солевідкладень

Температура є одним із найважливіших параметрів, що впливають на солевідкладення під час видобутку нафти. Добре відомо, що зміна температури суттєво впливає на розчинність неорганічних солей, що своєю чергою впливає на інтенсивність утворення відкладень солей та їхню ефективність інгібування.

Для дослідження впливу температури на ефективність інгібування солевідкладень у статичних умовах було розглянуто інгібітори в концентрації 30 мг/л у розчинах закачуваної та пластової вод в об'ємному співвідношенні 1:1.

Дослідження проводилися в діапазоні температур від 60°C до 120°C. При цьому ступінь перенасиченості солями розчинів за всіх температур не змінювався. Результати досліджень наведено на рисунку 3.4. Як показано на рисунку, температура негативно впливає на процес інгібування осадкоутворення $CaCO_3$ і $CaSO_4$. З підвищенням температури знижується ефективність інгібіторів щодо запобігання утворенню карбонату кальцію та сульфату кальцію, тому що розчинність солей $CaCO_3$ і $CaSO_4$ зменшується при збільшенні температури. Однак зниження ефективності досліджуваного складу інгібітора солевідкладень при збільшенні температури незначне, а ефективність становить понад 90 % при будь-якій температурі. У той час як при запобіганні відкладень сульфату барію підвищення температури збільшує ефективність інгібування, оскільки розчинність $BaSO_4$ збільшується зі збільшенням температури.

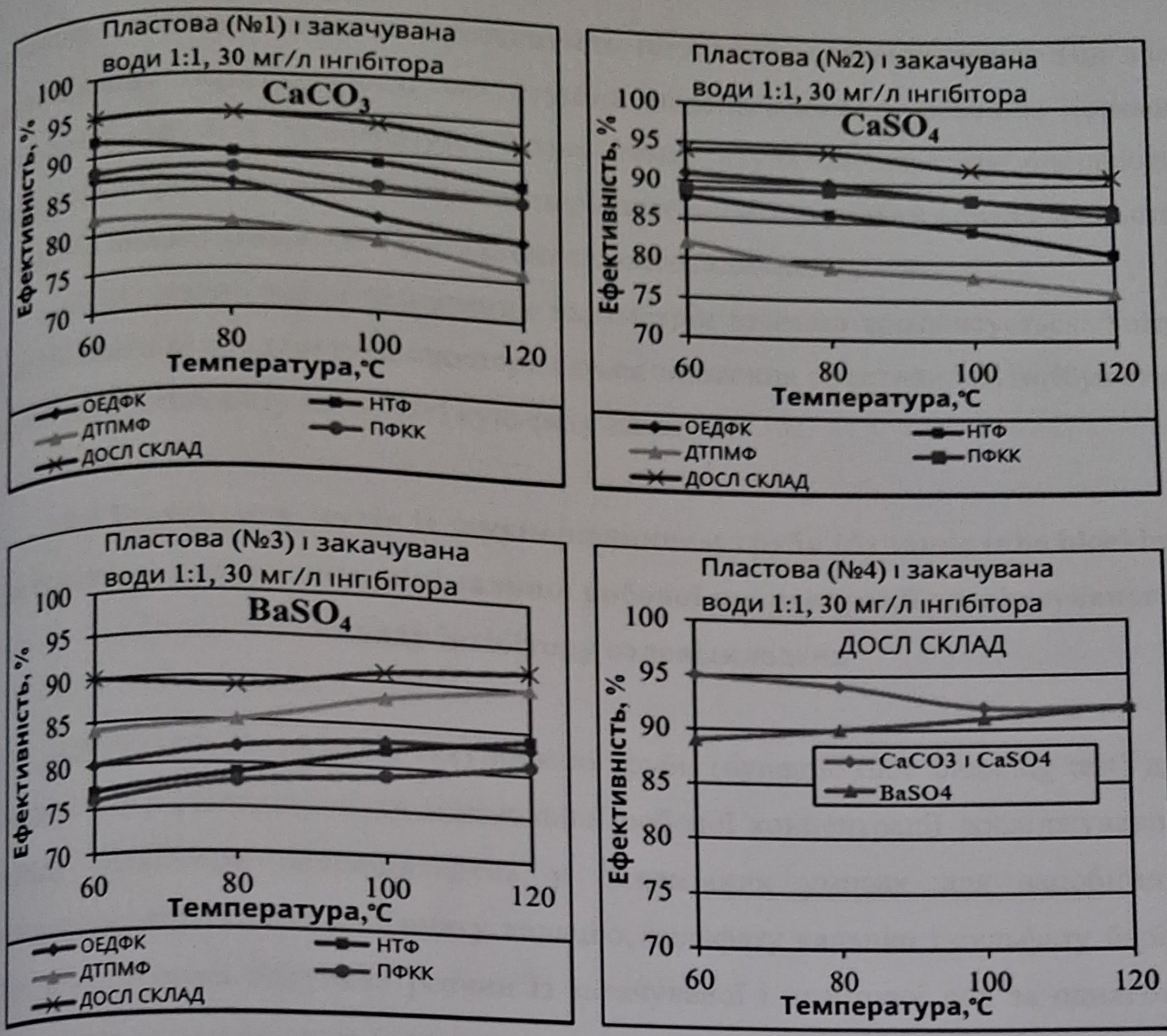


Рис. 3.4 Залежність ефективності інгібітора солевідкладень від температури за концентрації 30 мг/л в об'ємному співвідношенні 1:1 закачуваної і пластової вод

Крім зміни розчинностей солей із підвищенням температури, існують інші чинники, якими може пояснюватися зміна ефективності інгібування солей при зміні температури. Зі збільшенням температури води мікрокристалічні частинки солей рухаються швидше, і підвищується швидкість частинок, що стикаються, внаслідок чого, прискорюється утворення осаду.

Адсорбція інгібіторів солевідкладень на поверхні мікрочастинок солей є екзотермічною. Тому з підвищенням температури системи послаблюється ступінь адсорбції інгібіторів. Кінетика осадження кристалів солей є одним із

чинників, що впливають на ефективність інгібіторів солевідкладень. Під час дослідження передбачалося, що ступінь перенасиченості розчинів іонами постійний за всіх температур. Також температура впливає на швидкість осадження кристалів солей і ступінь перенасиченості, оскільки перенасиченість розчинів іонами вважається рушійною силою осадження солей.

Отже, вплив зміни зазначених параметрів взаємно компенсується. Тому при збільшенні температури спостерігається зниження ефективності інгібування відкладень карбонату кальцію і сульфату кальцію.

3.2 Результати тестів із закупорюванням труби (dynamic tube blocking test) під час визначення мінімальної робочої концентрації досліджуваного складу інгібітору солевідкладень

Проводилися тести із закупоркою труби (dynamic tube blocking test) для визначення ефективності та мінімальної робочої концентрації досліджуваного складу інгібітора солевідкладень у динамічних умовах для запобігання утворенню відкладень карбонату кальцію, сульфату кальцію і сульфату барію. Для випробувань готували розчин із закачуваної і пластової вод за однакової швидкості прокачування (для отримання розчину в об'ємному співвідношенні 1:1). Випробування проводили на установці FLASS за 80°C без додавання інгібітору і з додаванням інгібітору в концентраціях понад 5 мг/л. Записувався перепад тиску в трубці внаслідок її блокування кожні 15 секунд. Залежність перепаду тиску від часу показує ефективність інгібітора солевідкладень у динамічних умовах. Збільшення перепаду тиску є показником осадження солей і, отже, блокування трубки.

На рисунку 3.5 представлено результати тестів із закупоркою труби. На рисунку показано, що кількість осадження солей у трубці значною мірою залежить від концентрації досліджуваного композиційного складу інгібітору солевідкладень. Як видно з малюнка, за відсутності досліджуваного складу інгібітору солевідкладень у розчині, а також за її низьких концентрацій (менше

ніж 25 мг/л), у трубці випадає сіль, а отже, збільшується перепад тиску. У разі застосування досліджуваного складу інгібітора солевідкладень у концентрації 25 мг/л за наявності тільки одного типу солі (перші три графіки) не відбувається відкладення солей протягом 150 хвилин прокачування розчину з інгібітором. При цьому тиск не знижується (не спостерігається суттєвого перепаду тиску) і не відбувається блокування трубки через відкладення солей. Тому можна зробити висновок, що в концентрації більш ніж 25 мг/л досліджуваний склад має високу ефективність інгібування в динамічних умовах.

Однак під час прокачування розчину, що складається із закачуваної та пластової №4 вод, у якому одночасно осідають усі три види неорганічних солей (карбонат кальцію, сульфат кальцію та сульфат барію), мінімальна інгібувальна концентрація досліджуваної суміші становить 30 мг/л. Це спостереження показує, що мінімальна необхідна концентрація досліджуваної суміші для інгібування утворення відкладень усіх досліджуваних солей за пластової температури (80°С) становить 25-30 мг/л. Крім того, необхідна концентрація досліджуваного складу інгібітора солевідкладень у динамічних умовах менша, ніж у статичних умовах.

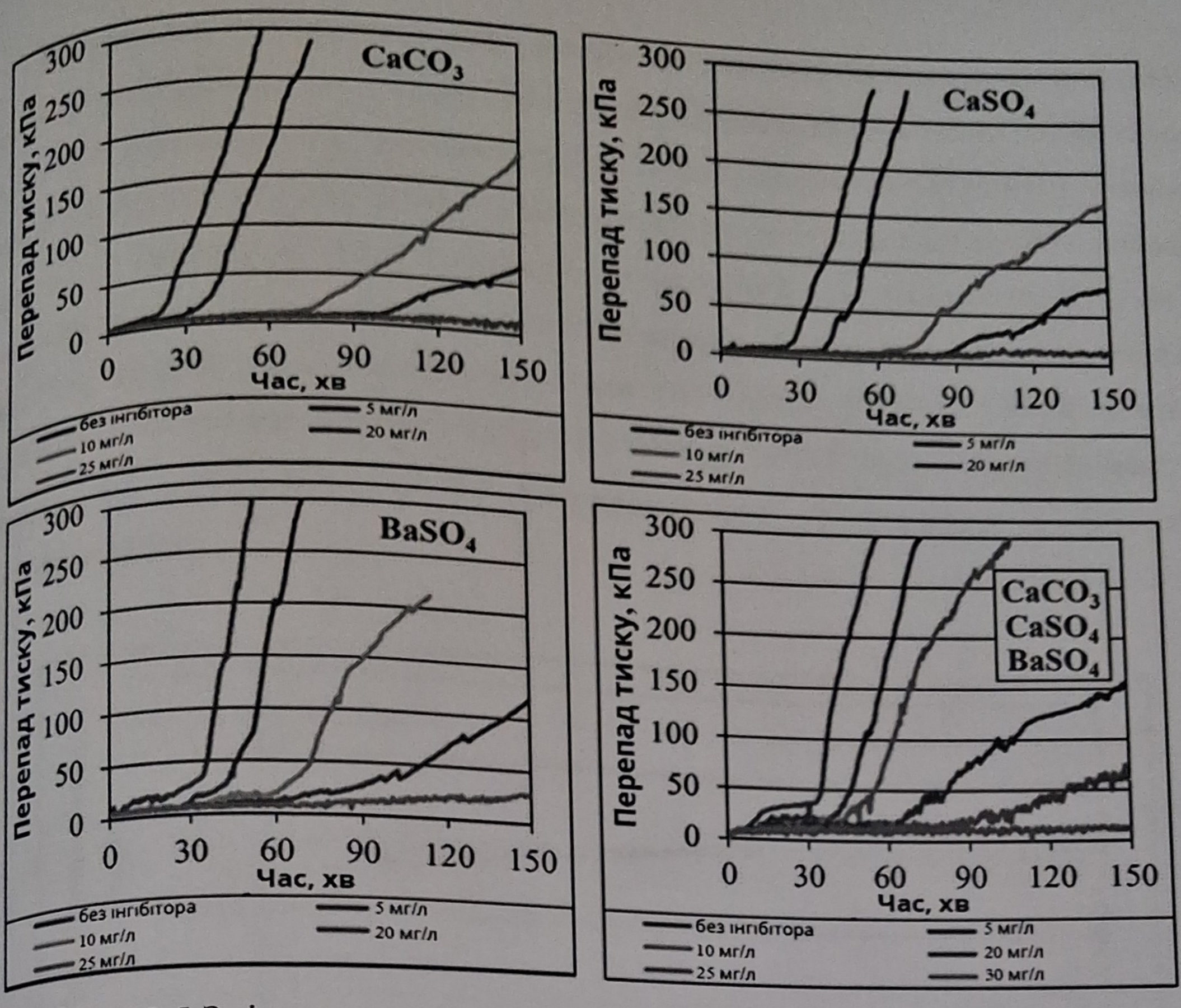


Рис. 3.5 Зміна перепаду тиску в трубі під час визначення мінімальної концентрації розібраного складу інгібітору солевідкладень

3.3 Оцінка швидкості корозії металевих зразків у розчині досліджуваного складу інгібітору солевідкладень

Інгібітор солевідкладень повинен мати низьку корозійну активність. Якщо інгібітор солевідкладень має антикорозійну властивість, то відсутня точкова корозія на поверхні зразків. При цьому швидкість корозії не перевищує 0,1 мм/рік. Тому визначали швидкість корозії металевих зразків у розчині досліджуваного складу інгібітору солевідкладень шляхом вимірювання втрати маси зразків.

На рисунку 3.6 представлені результати вимірювання швидкості корозії зразків у досліджуваному розчині інгібітору солевідкладень залежно від його концентрації (5-40 мг/л) за температури 80°С. Як показано на рисунку, у розчині досліджуваного складу інгібітору спостерігається допустима швидкість корозії (менше 0,1 мм/рік) за його будь-якої концентрації. За концентрації 5 мг/л інгібітору швидкість корозії становить 0,048 мм/рік. Зі збільшенням концентрації швидкість корозії незначно збільшується (до 0,063 мм/рік). Таким чином, досліджуваний композиційний склад інгібітору може бути використаний у промислових цілях для захисту свердловинного устаткування і ПЗП від солевідкладень.

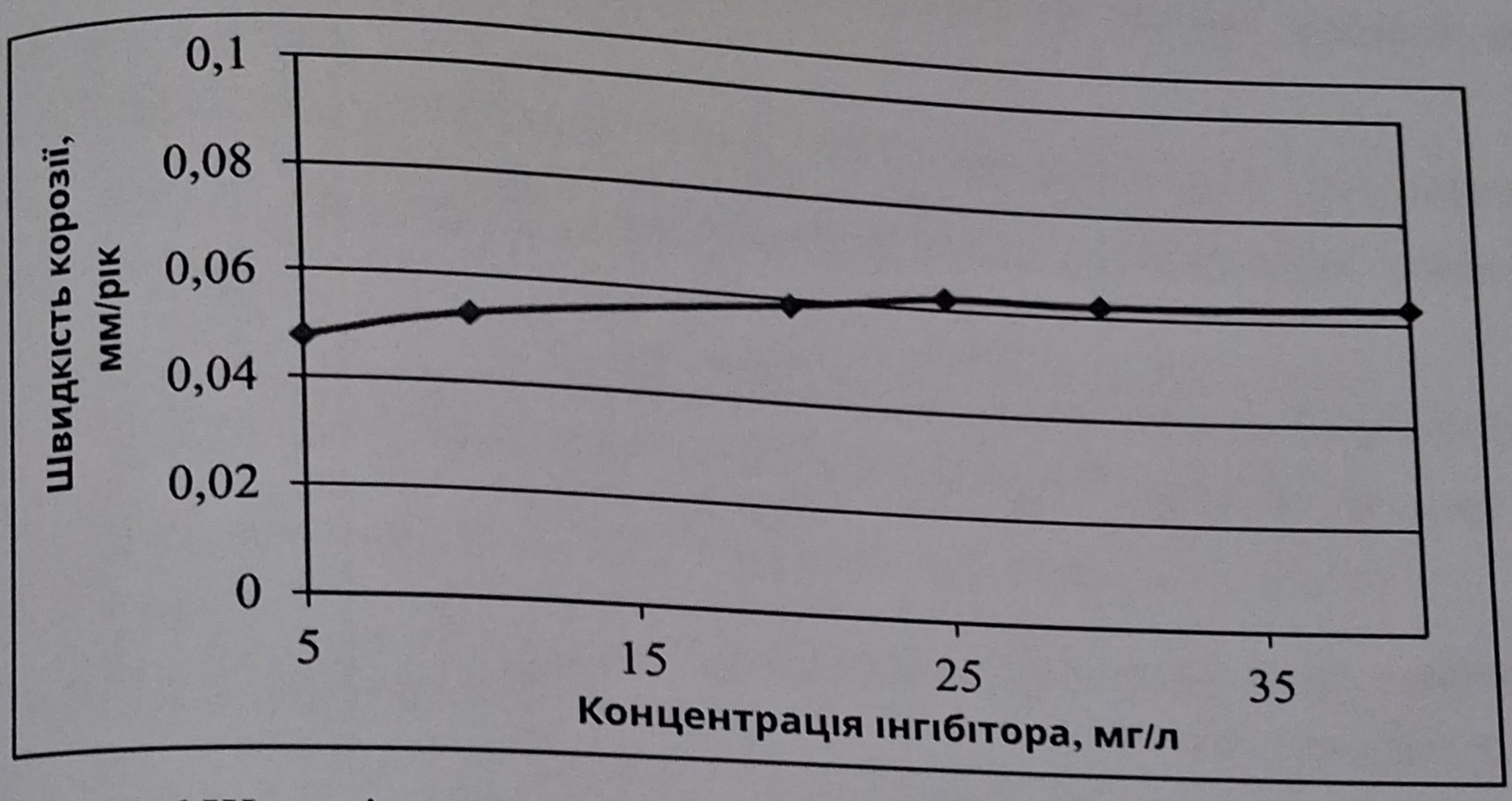


Рис. 3.6 Швидкість корозії металевих зразків у розчині досліджуваного складу інгібітору солевідкладень

Наявність реагенту ОЕДФК серед компонентів досліджуваного композиційного складу інгібітору солевідкладень забезпечує низьку швидкість корозії металевих зразків у розчині інгібітору. Реагент ОЕДФК, що належить до фосфорорганічних кислот, і діє як інгібітор корозії. Реагент ОЕДФК має досить високу ефективність при інгібуванні відкладень солей і корозії в широкому діапазоні температур. ОЕДФК має хорошу хімічну стабільність при підвищених значеннях pH, і важко гідролізується.

3.4 Висновки з розділу 3

У цьому розділі було представлено результати досліджень щодо впливу температури та концентрації розчину на ефективність інгібіторів під час заводнення. Крім того, досліджували ефективність інгібування солевідкладень досліджуваною композиційною сумішшю та 4 промисловими інгібіторами в статичних і динамічних умовах.

На підставі результатів, отриманих у цьому розділі, можна зробити такі висновки:

1. Дослідження впливу концентрації інгібіторів та температури на ефективність інгібування солевідкладень у статичних умовах виявило такі ключові закономірності:
   - Ефективність інгібування солевідкладень зростає зі збільшенням концентрації інгібіторів, що пояснюється посиленням взаємодії інгібіторів із катіонами розчинів.
   - Найефективніша концентрація інгібіторів становить 30 мг/л, після чого подальше підвищення концентрації незначно впливає на ефективність.
   - Досліджуваний склад інгібітора (№5) забезпечує найвищу ефективність у запобіганні утворенню карбонату кальцію (95%), сульфату кальцію (94%) і сульфату барію (91%).
   - Підвищення температури негативно впливає на ефективність інгібіторів у запобіганні відкладенням карбонату кальцію та сульфату кальцію через зниження їхньої розчинності.
   - Ефективність інгібування сульфату барію, навпаки, зростає зі збільшенням температури через підвищення його розчинності.
   - Температура суттєво впливає на ефективність інгібіторів солевідкладень. З підвищенням температури знижується ефективність інгібіторів щодо запобігання утворенню карбонату кальцію ($CaCO_3$) і сульфату кальцію ($CaSO_4$) через зменшення їхньої

розчинності, послаблення адсорбції інгібіторів та збільшення швидкості утворення осадів. Водночас ефективність інгібування сульфату барію ($BaSO_4$) зростає, оскільки його розчинність збільшується зі збільшенням температури.

- Досліджуваний інгібітор зберігає високу ефективність (понад 90%) у всьому температурному діапазоні, що свідчить про його стійкість до впливу температурних факторів.
- Адсорбція інгібіторів солевідкладень на мікрочастинках осадів є екзотермічним процесом, тому зі збільшенням температури сила їх адсорбції послаблюється. Це знижує їхню здатність ефективно зв'язуватися з кристалами солей, що сприяє утворенню осадів.

2. Досліджено новий композиційний склад інгібітора солевідкладень, що складається з трьох різних інгібіторів на основі фосфонових кислот (ОЕДФК, ДТПМФ і ПАФ-1) і спеціальних добавок (хлориду амонію, ізопропілового спирту, 5%-го розчину соляної кислоти та води). Виявлено позитивний синергетичний інгібуючий ефект від використання компонентів досліджуваного складу інгібітора солевідкладень.

3. Виявлено, що в статичних умовах серед досліджуваних інгібіторів композиційний склад інгібітору солевідкладень має максимальну ефективність для запобігання випадінню карбонату кальцію, сульфату кальцію та сульфату барію в концентрації 30 мг/л. Виявлено, що в концентрації понад 30 мг/л ефективність інгібування досліджуваного складу не змінюється.

4. Показано, що в разі зміни температури, об'ємного співвідношення закачуваної і пластових вод, водневого показника і концентрації іонів розчину ефективність інгібування досліджуваної суміші істотно не знижується. При цьому досліджуваний склад інгібітора солевідкладень має ефективність понад 90% за будь-яких пластових умов і властивостей закачуваної та пластової вод. Доведено, що досліджуваний склад може запобігати одночасному утворенню карбонатних і сульфатних солей під час заводнення.

5. Встановлено, що в динамічних умовах мінімальна робоча концентрація досліджуваної суміші інгібітора солевідкладень для запобігання утворенню осадів карбонату кальцію, сульфату кальцію і сульфату барію становить 25-30 мг/л.

РОЗДІЛ 4. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАПОБІГАННЯ СОЛЕВІДКЛАДЕННЯМ У ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА ПІД ЧАС ЗАВОДНЕННЯ

У цьому розділі розглянуто моделювання процесу закачування води та його впливу на показники розробки родовищ. Також наведено результати визначення міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень», фільтраційних досліджень з вивчення зміни проникності породи внаслідок солевідкладень, запобігання їх утворенню в зразках керна та визначення адсорбційно-десорбційних властивостей інгібіторів солевідкладень. Змодельовано процеси адсорбції та десорбції інгібітора солевідкладень залежно від обводненості, періоду експлуатації свердловин, ізотерми та відстані від вибою свердловини.

4.1 Результати дослідження міжфазного натягу на межі «нафта – водний розчин інгібітору»

Компоненти досліджуваного складу інгібітора солевідкладень повинні покращувати його здатність адсорбуватися на поверхні гірської породи. Крім того, вони мають зменшувати міжфазний натяг на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень» та збільшувати контактну поверхню інгібітору з породою. Тому низьке значення міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин складу інгібітору солевідкладень» є однією з основних властивостей інгібітору солевідкладень. У зв'язку з цим проводилися експериментальні дослідження з визначення міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень».

Під час досліджень концентрація всіх компонентів досліджуваного складу інгібітору солевідкладень, окрім концентрації ПАФ-1 і 5%-го розчину соляної кислоти, залишалася постійною, як показано в таблиці 3.2. Під час вимірювання

іжфазного натягу концентрація ПАФ-1 і 5%-го розчину соляної кислоти в осліджуваному складі змінювалася від 0% до такого значення, за якого іжфазний натяг істотно не знижувався за подальшого збільшення концентрації еагентів.

Використана нафта в експериментах належить до легкого типу і її густина тановить близько 852 кг/м^3. Вміст сірки в нафті становить близько 1,08 мас. %. 80°С її в'язкість становить майже 0,66 мПа*с.

У таблиці 4.1 представлено результати визначення міжфазного натягу на жі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень». к показано в таблиці, міжфазний натяг зменшується зі збільшенням нцентрації ПАФ-1 і 5%-ного розчину соляної кислоти. З результатів осліджень видно, що збільшення концентрації кислот зменшує міжфазний тяг. Зниження міжфазного натягу з використанням 5%-го розчину соляної слоти є більш значним, ніж з використанням ПАФ-1. За відсутності ПАФ-1 та %-го розчину соляної кислоти у складі інгібітора величина міжфазного натягу тановить 39,6 мН/м. Слід зазначити, що зменшення міжфазного натягу значно осилюється активними компонентами досліджуваного композиційного складу гібітора інгібітору солевідкладень навіть у присутності іонів у водному озчині.

На підставі аналізу результатів, отриманих під час вимірювання іжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу гібітору солевідкладень», можна зробити висновок, що оптимальні нцентрації ПАФ-1 і 5%-го розчину соляної кислоти в досліджуваному складі гібітору перебувають у межах від 4% до 6% і від 8% до 10% відповідно. У цих нцентраціях середнє значення міжфазного натягу становить менше 6 мН/м.

Як показано в таблиці 3.2, масові концентрації ПАФ-1 і 5%-го розчину оляної кислоти в досліджуваному складі інгібітору солевідкладень (вихідні нцентрації) становили відповідно 4% і 10% під час проведення випробувань за фективністю інгібування і тестів із закупоркою труби (див. розділ 3). Видно, що ихідні концентрації ПАФ-1 і 5%-го розчину соляної кислоти (таблиця 3.2)

близькі до отриманих концентрацій при вимірюванні міжфазного натягу (таблиця 4.1). Проте за концентрації 4% ПАФ-1 у досліджуваному складі інгібітора, було отримано високу ефективність інгібування утворення відкладень усіх досліджуваних солей у статичних і динамічних умовах.

Таблиця 4.1. Міжфазний натяг на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень» при різних концентраціях 5%-ного розчину соляної кислоти та ПАФ-1

Концентрація реагенту ПАФ-1 у досліджуваному складі, мас. %	Міжфазний натяг, мН/м					
	Концентрація 5%-ного розчину соляної кислоти, мас. %					
	0	2	3	5	8	10
0	39,6	35,9	27,1	22,3	16,5	12,4
1	38,3	34,2	24,7	19,4	14,1	10,2
3	34,7	25,6	14,8	12,9	9,6	8,3
5	28,2	20,3	8,1	7,2	6,3	6,0
6	21,5	14,8	6,3	5,9	5,7	5,5

Також вимірювався міжфазний натяг на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень» при зміні концентрації 5%-ного розчину соляної кислоти в межах від 0% до 15%. При цьому концентрації всіх компонентів досліджуваного складу інгібітору солевідкладень були постійні, як у таблиці 3.2. Дослідження проводилися для підтвердження отриманих результатів під час визначення оптимальної концентрації 5 %-ного розчину соляної кислоти в таблиці 4.1.

На рисунку 4.1 представлено результати експериментальних досліджень з визначення міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень». На рисунку показано, що з додаванням 5 %-ного розчину соляної кислоти у співвідношеннях до 3 % до досліджуваного розчину інгібітору солевідкладень відбувається значне зниження міжфазного натягу. При додаванні 5%-го розчину соляної кислоти від 3% до 10%, зниження міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин розробленого складу інгібітору солевідкладень» відбувається, але повільно. Подальше збільшення

нцентрації 5%-ного розчину соляної кислоти (при концентрації понад 10%) актично не зменшує значення міжфазного натягу.

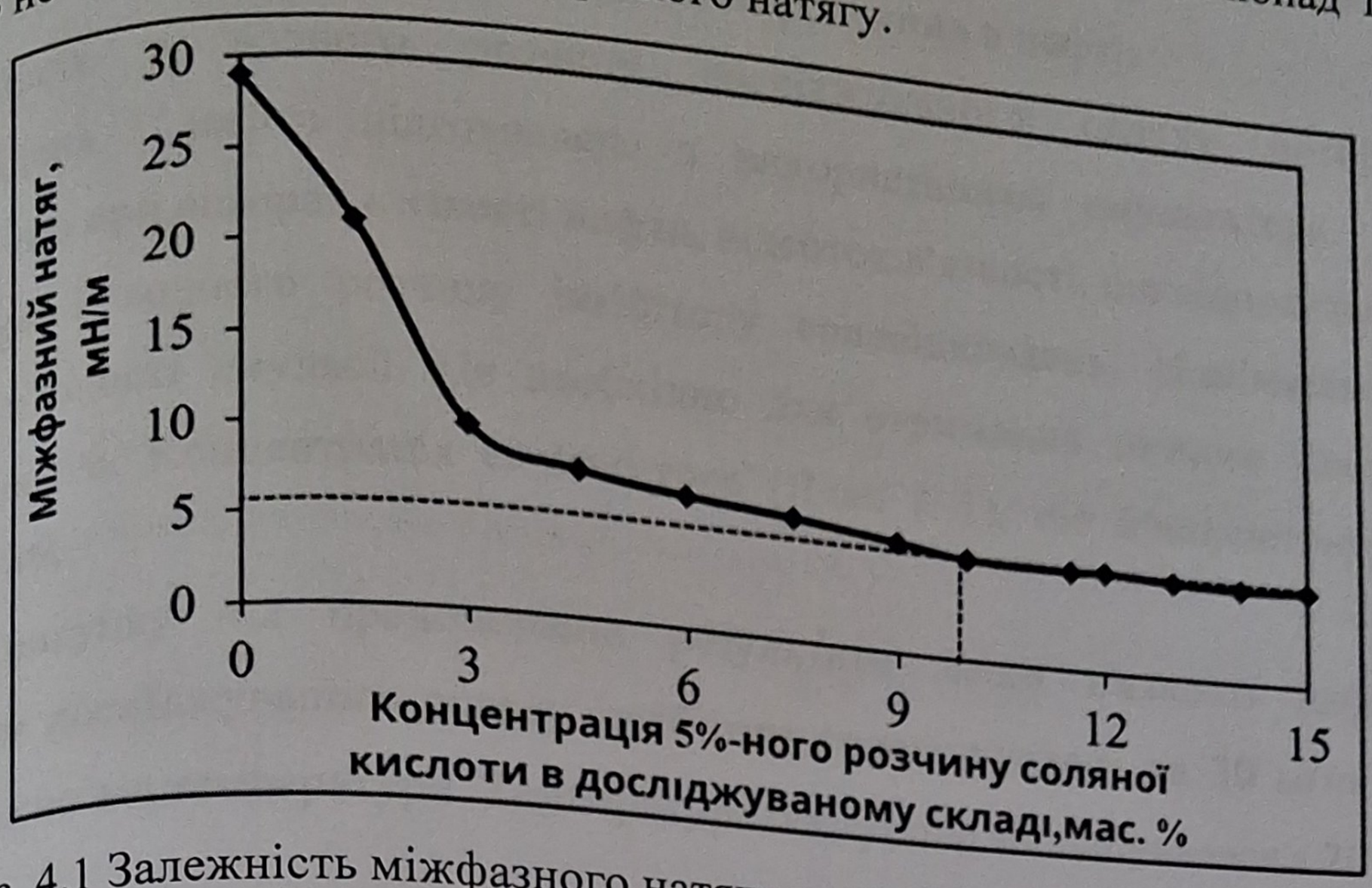


Рис. 4.1 Залежність міжфазного натягу на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень» від концентрації 5%-ного розчину соляної кислоти

Таким чином, можна сказати, що концентрація 10% для 5 %-го розчину оляної кислоти інгібітора солевідкладень є оптимальною величиною для цього раметра в досліджуваному складі інгібітора солевідкладень з метою побігання відкладенням неорганічних солей.

4.2 Вплив досліджуваного складу інгібітору солевідкладень на в'язкість нафти та його сумісність із породою

4.2.1 Зміна динамічної в'язкості нафти

Компоненти досліджуваного складу інгібітору солевідкладень можуть плинути на енергію міжмолекулярних сил у розчині під час контакту з нафтою. Тому було досліджено вплив досліджуваного композиційного складу інгібітору олевідкладень на зміну динамічної в'язкості нафти. Вимірювання в'язкості

фти проводили шляхом приготування емульсії другого роду (розчин на водній нові), оскільки досліджувана композиція не розчинна в нафті.

Емульсія з водного розчину досліджуваного складу інгібітору левідкладень і нафти підготовлена з використанням емульгатора. Слід значити, що при вимірах в'язкості нафти, відсоток в'язкості, що відноситься до ульгатора і водного розчину інгібітору солевідкладень, віднімається із гальної в'язкості емульсії. Це необхідно для отримання точного значення зкості нафти. Концентрація емульгатора (Ялан Е-1), що використовується новить 4%.

На рисунку 4.2 представлено результати зміни в'язкості нафти з даванням досліджуваного складу інгібітора солевідкладень за 30 мг/л і без ого залежно від температури. Температура поступово збільшувалася з 20°С до °С.

Бачимо, що досліджуваний композиційний склад інгібітору левідкладень зменшує в'язкість нафти. Зниження в'язкості нафти в присутності сліджуваного складу інгібітору солевідкладень більше, ніж за його дсутності. В'язкість нафти в присутності досліджуваного складу інгібітору левідкладень зменшується приблизно в сім разів, коли температура ижується з 80°С до 20°С. Зміна в'язкості нафти демонструє здатність сліджуваного складу інгібітора солевідкладень взаємодіяти з молекулами исокоплавких компонентів у нафтових дисперсних системах, а також показує ниження інтенсивності міжмолекулярних сил. Визначення в'язкості нафти рунтується на експоненціальній залежності динамічної в'язкості нафти від іжмолекулярних сил розчину.

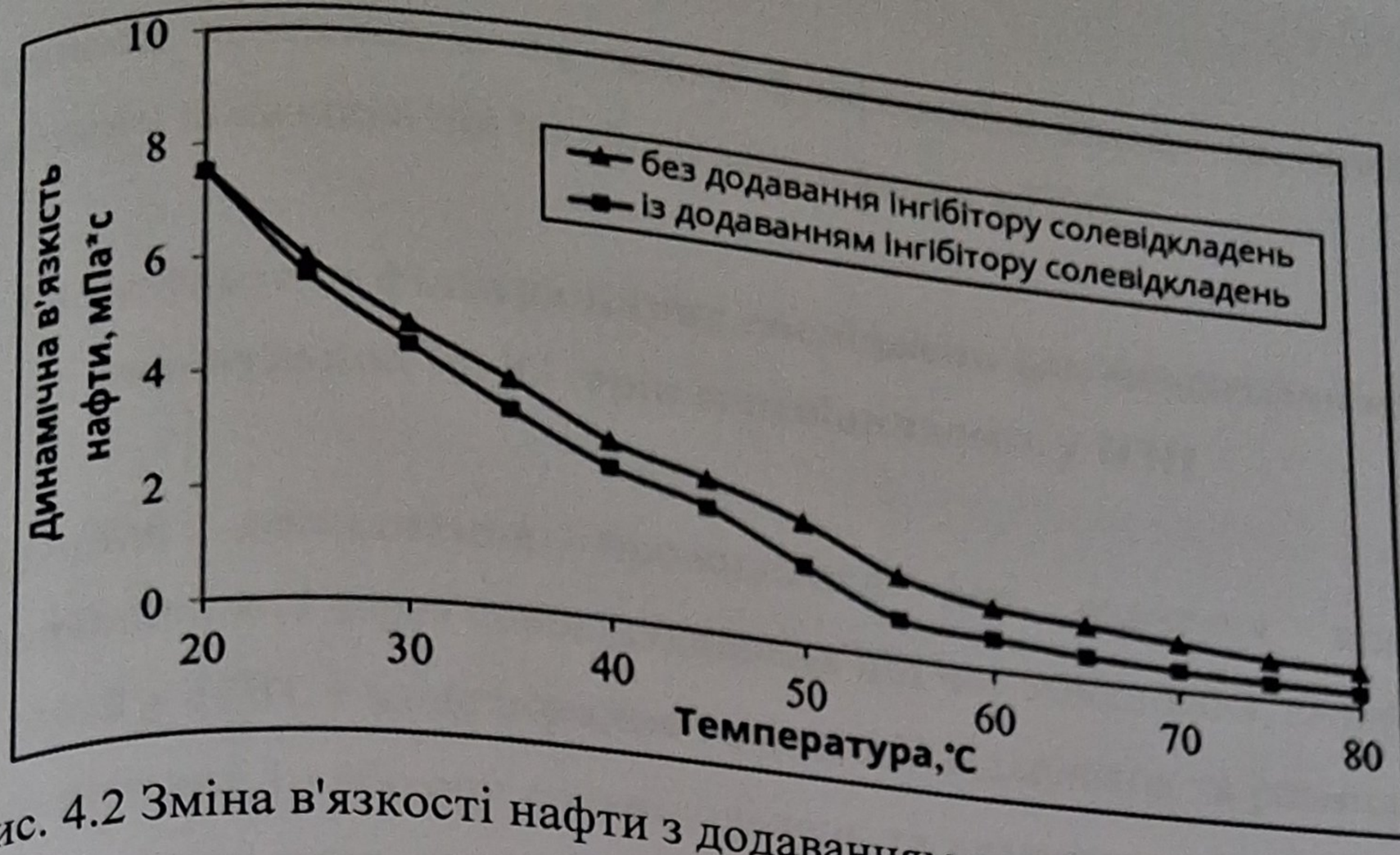


Рис. 4.2 Зміна в'язкості нафти з додаванням досліджуваного складу інгібітору за 30 мг/л і без нього залежно від температури

4.2.2 Сумісність досліджуваного складу інгібітору солевідкладень з породою

Хімічні реагенти, що закачуються в ПЗП, можуть реагувати з гірською родою, внаслідок чого можливе погіршення фільтраційно-ємнісних ктивостей. Зниження проникності ПЗП внаслідок несумісності хімічних гентів із породою залежить від багатьох геолого-фізичних чинників. Тому ред початком закачування реагенту в ПЗП необхідно ретельно вивчити його місність із гірською породою. У даній роботі було визначено сумісність ліджуваного композиційного складу інгібітора солевідкладень із бонатними породами.

Результати визначення сумісності досліджуваного композиційного складу ібітору солевідкладень із частинками карбонатних порід під час візуального остереження, а також за допомогою растрового електронного мікроскопа, казали відсутність несумісності досліджуваного складу з породою. При цьому остерігалася відсутність утворення солей (частинок). Сумісність ліджуваного складу інгібітору солевідкладень з породою відбувається

...дяки наявності компонентів на основі фосфонових кислот за невеликих ...чень водневого показника під час його закачування в ПЗП.

4.3 Результати фільтраційних досліджень для моделювання закачування інгібіторів солевідкладень у ПЗП

Фільтраційні дослідження проводилися для вивчення зниження ...фіцієнта проникності через солевідкладення під час заводнення, запобігання ...падінню солей у ПЗП, і моделювання технології задавлення та розміщення в ...ЗП водного розчину інгібітору солевідкладень та визначення їх адсорбційно-...сорбційних властивостей. Фільтраційні дослідження є можливим способом ...зуміння механізму взаємодії інгібітора солевідкладень з гірськими породами. ...дослідження показують швидкість виносу реагенту з ПЗП, яка, своєю чергою, ...монструє термін захист свердловинного обладнання та ПЗП від випадіння ...рганічних солей.

Проводилися фільтраційні дослідження із закачуванням робочого розчину ...б'ємному співвідношенні 1:1 закачуваної та пластової вод через зразки керна. ...користані зразки керна відносяться до карбонатного типу. Основні ...рактеристики порід наведено в таблиці 4.2. Як показано в таблиці, вапняк ...1%) є основною породою, що складає зразок керна.

Таблиця 4.2. Характеристики зразків карбонатного керна

Літологічний тип порід, %			Середня проникність, мкм^2	Середня пористість, %	Довжина, см	Діаметр, см
...няк	Доломіт	Решта (алевроліти, рмур тощо)				
...1	12	7	0,03	17,3	3,5	2,8

4.3.1 Зміна п[illegible]ських порід унаслідок солевідкладень і запобігання їх утворенню в ПЗП

Для визначення ступеня зменшення проникності породи через випадіння олей під час заводнення проведено фільтраційні дослідження. При цьому икористовували установку, що складалася з кернотримача, двох ємностей із асосами (одна для закачуваної води, а інша для пластової води), датчиків і ермошафи. Перед проведенням досліджень експериментальна система була алишена на 3 години для термостатування. Тиск становив 20 МПа. Вода з обох мностей закачувалася за однакового тиску.

акачували в зразки керна в об'ємному співвідношенні 1:1 без додавання нгібітора солевідкладень. У кожному випробуванні безперервно вимірювали ерепад тиску. Перепад тиску збільшується за рахунок випадіння солей із еренасичених розчинів у зразках керна під час прокачування робочого розчину. роникність породи розраховували з використанням лінійного закону фільтрації арсі до і після осадження солей. Потім експерименти повторювалися з икористанням інгібітора солевідкладень за концентрації 30 мг/л. Визначалося ідношення поточної проникності породи до початкової проникності при рокачуванні робочого розчину без додавання інгібітора солевідкладень і з одаванням інгібітора. При цьому було вивчено вплив температури і швидкості акачування розчину на ступінь зниження проникності ПЗП внаслідок олевідкладень.

Для кількісної оцінки зменшення проникності ПЗП, спричиненого садженням карбонату кальцію, проводили фільтраційні дослідження за ластових температури та тиску. Випробування проводили за різних швидкостей ільтрації (5, 10 і 20 мл/хв) робочого розчину (змішування закачуваної і ластової №1 вод в об'ємному співвідношенні 1:1) без додавання інгібітора і з одаванням інгібітора. Експеримент проводили за температури 80°С.

На малюнку 4.8 показано зміну відношення погіршеної (поточної) проникності (після осадження $CaCO_3$) до початкової проникності ($К_1/К_0$) у двох різних випадках: без інгібітора, і з використанням досліджуваного складу інгібітора солевідкладень і НТФ. Крім того, кожен графік рисунка 4.8 ілюструє вплив швидкості закачування розчину на зменшення проникності породи внаслідок осадження $CaCO_3$ у зразках керна. Як показано на рисунку 4.8 (а), при збільшенні швидкості закачування ступінь погіршення проникності ПЗП зменшується. Тому вищі швидкості призводять до нижчого осадження $CaCO_3$ у зразках керна, і, отже, до меншого зниження проникності ПЗП. Це можна пояснити тим, що при збільшенні швидкості закачування знижується ступінь змішування вод, і відбувається менше зіткнень між іонами.

На рисунку 4.3 (б) показано, що досліджуваний склад інгібітора солевідкладень і НТФ зменшують швидкість осадження у зразках керна. Видно, що збереженість проникності при застосуванні досліджуваного складу вища, ніж при застосуванні НТФ. Швидкість закачування не чинить істотного впливу на ефективність досліджуваного складу інгібітора солевідкладень у карбонатних зразках. Однак ефективність НТФ залежить від швидкості закачування розчину. За другу половину періоду закачування за використання досліджуваного складу інгібітору солевідкладень відношення проникностей залишається постійним у часі за всіх швидкостей закачування. При цьому проникність породи становить понад 93% від початкового значення проникності. Це значно більше, ніж значення зниженої проникності (58% від початкового значення проникності) за відсутності інгібітору солевідкладень.

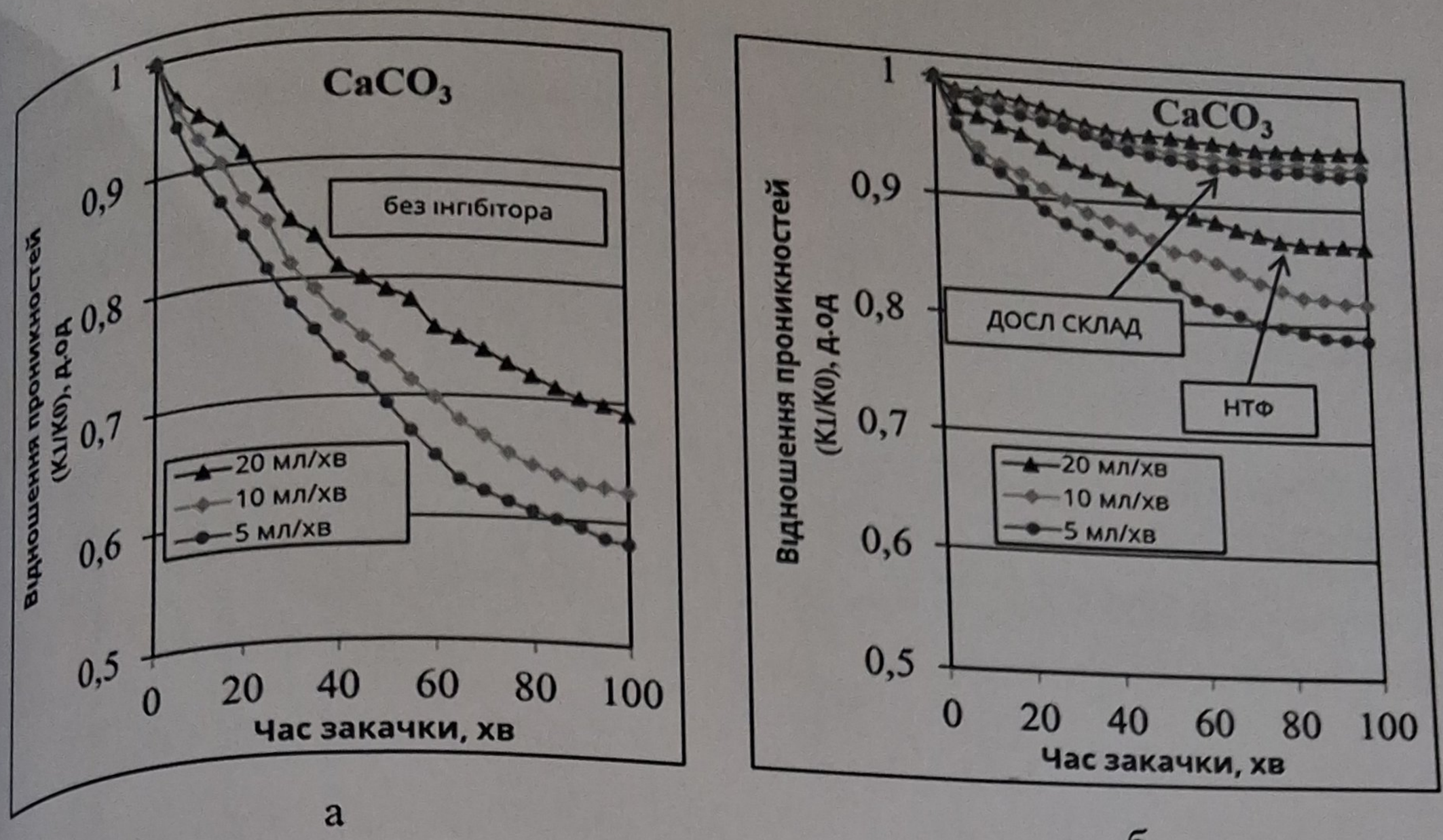
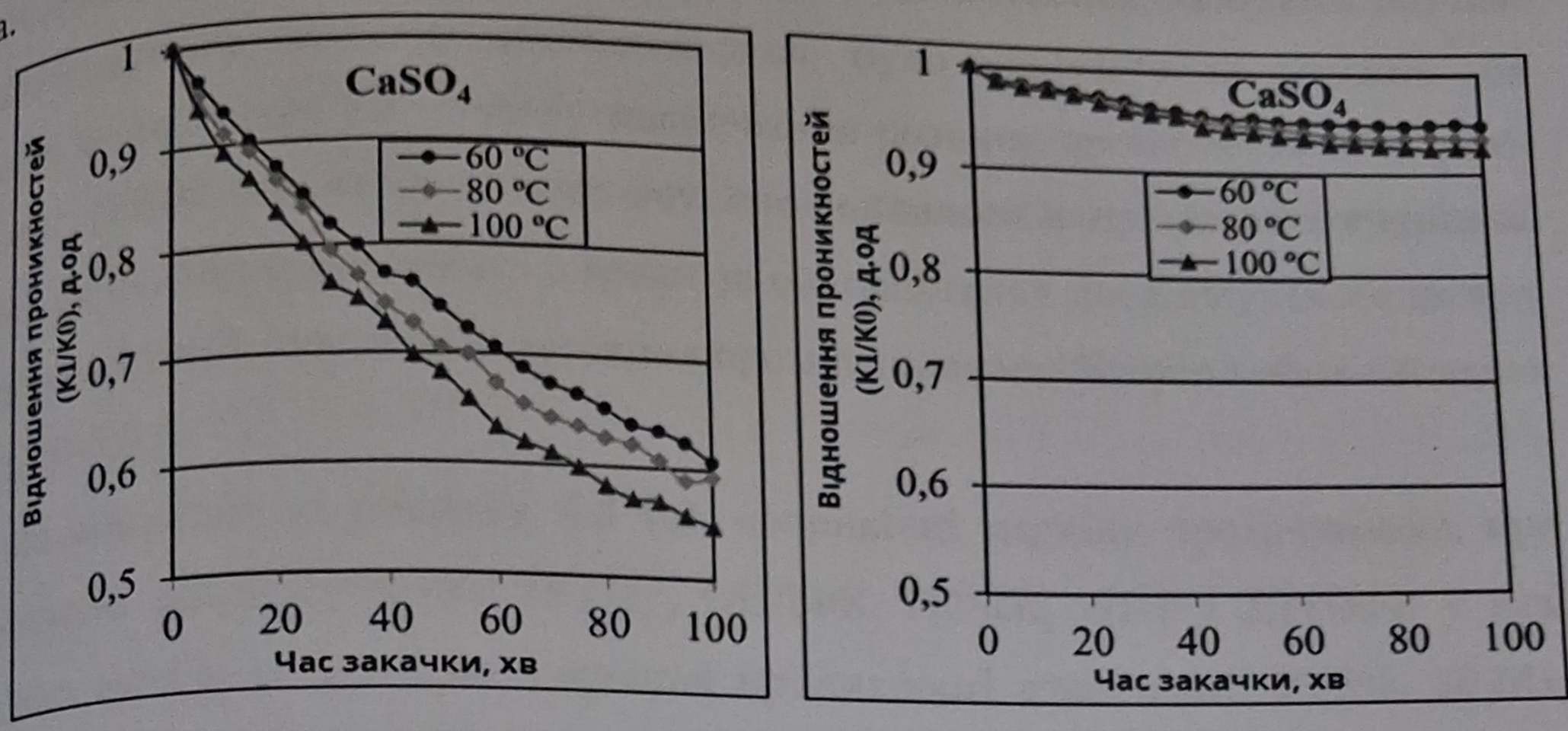


Рис. 4.3 Зміна коефіцієнта проникності карбонатних зразків керна через випадіння карбонату кальцію залежно від часу закачування за різних швидкостей прокачування за температури 80°С без застосування інгібітору (а) та з інгібітором за температури 30 мг/л (б)

На рисунку 4.9 представлено результати осадження сульфату кальцію в зразках керна та його запобігання з використанням досліджуваного складу інгібітора солевідкладень. Крім того, на рисунку 4.4 показано вплив температури на осадження $CaSO_4$ у динамічних умовах у режимі постійної витрати (6 мл/хв). Вплив температури на зміну розчинності та кристалізації сульфату кальцію є дуже важливим [30]. Тому для вивчення впливу температури на зміну проникності породи через випадіння сульфату кальцію фільтраційні дослідження проводили за температур 60, 80 і 100°С.

Як показано на рисунку 4.9 (а), зі збільшенням температури проникність порід унаслідок випадіння сульфату кальцію зменшується. При цьому проникність наприкінці періоду прокачування знижується до 55% від початкової проникності через випадіння сульфату кальцію. Ці результати узгоджуються з тим фактом, що перенасиченість розчину сульфатом кальцію є зростаючою

функцією від температури. При більш високій температурі збільшується розмір кристалів і прискорюється процес випадіння сульфату кальцію в пористому середовищі, в результаті чого зниження проникності ПЗП відбувається швидше. З рисунка також видно, що темп зниження проникності зменшується з часом. Це може пояснюватися наявністю вже осаджених кристалів солі на поверхні зразків керна.



а б

Рис. 4.4 Зміна коефіцієнта проникності карбонатних зразків керна через випадіння сульфату кальцію залежно від часу закачування за різних температур без застосування інгібітору (а) та із застосуванням досліджуваного складу інгібітору за 30 мг/л (б)

Як видно з рисунка 4.4 (б), досліджуваний склад інгібітора солевідкладень ефективно запобігає погіршенню колекторських властивостей ПЗП, пов'язаному з випадінням солей, за будь-якої температури. За першу половину періоду закачування, при додаванні досліджуваного складу до робочого розчину, відношення проникностей не суттєво знижується в часі. У той же час за другу половину закачування, відношення проникностей залишається незмінним.

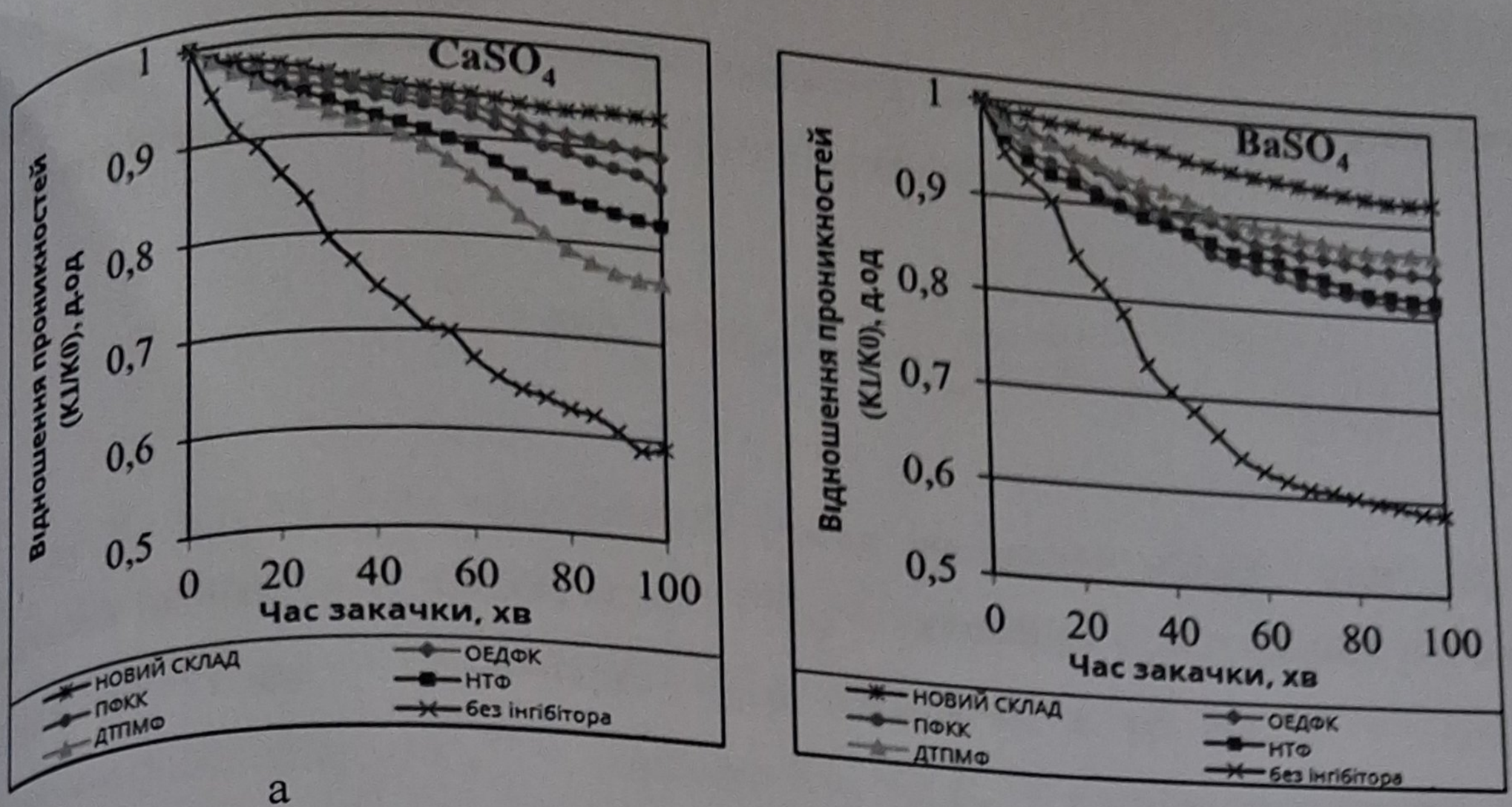
Досліджуваний склад інгібітору солевідкладень забезпечує збереження проникності до 95% від початкового значення при утворенні відкладень сульфату кальцію. На рисунку показано, що температура не чинить істотного

впливу на ефективність досліджуваного складу інгібітору при запобіганні випадінню сульфату кальцію в зразках керна.

На рисунку 4.5 відображено залежності відношення проникностей породи (відношення поточної до початкової проникностей - K_1/K_0) через відкладення сульфату кальцію (рисунок 4.5 а) та сульфату барію (рисунок 4.5 б) від часу закачування розчину в карбонатні зразки керна. Дослідження, за якого в розчині не застосовували інгібітор солевідкладень, було прийнято за основне. Як показано на малюнку, на початку закачування розчину проникність була різко знижена. Потім зниження проникності сповільнилося наприкінці закачування. Ступінь зниження проникності породи за використання досліджуваного складу інгібітора нижчий, ніж за використання промислових інгібіторів в обох випадках ($CaSO_4$ і $BaSO_4$).

Як показано на рисунку 4.5 (а), наприкінці періоду прокачування, при застосуванні досліджуваного складу, ОЕДФК, ПФКК, НТФ і ДТПМФ у разі випадіння сульфату кальцію значення проникності становлять 93,5%, 89,6%, 86,4%, 82,4% і 76,4 % від початкового значення проникності відповідно. Також за випадіння сульфату барію поточна проникність породи в присутності досліджуваного складу, ОЕДФК, ПФКК, НТФ і ДТПМФ становить 92,4%, 86,8%, 84,6%, 81,9% і 80,9% від початкового значення проникності відповідно.

Доведено, що зменшення проникності породи через осадження солей характеризується увігнутою кривою з крутим початковим зниженням значення проникності. На вхідному торці зразка керна кількість осадів солей більша, ніж на вихідному. Причиною цього є те, що більшість осадів випадає, щойно іони змішуються, а наприкінці керна залишається мала кількість іонів для утворення та осадження солей.



а б

Рис. 4.5 Зміна коефіцієнта проникності карбонатних зразків керна через випадіння сульфату кальцію (а), і сульфату барію (б) залежно від часу закачування без інгібітору та з інгібітором за концентрації 30 мг/л і за 80°С та 6 мл/хв

За допомогою емпіричних формул можна прогнозувати ступінь зниження проникності ПЗП внаслідок випадіння неорганічних солей. При цьому умови руху потоку, температура, ступінь перенасиченості та властивості гірських порід (початкова проникність і пористість) є важливими параметрами під час прогнозу зниження проникності [43].

З метою прогнозу зменшення проникності ПЗП внаслідок солевідкладень використовували формулу (4.1) [62]. Формула в основному складається з таких параметрів: температура, швидкість закачування розчину, кількість порових об'ємів, властивості породи і ступінь насиченості води солями. Тому отримані експериментальні дані порівнювали з даними, розрахованими за формулою (4.1), для прогнозу зниження проникності карбонатних зразків керна в результаті осадження сульфату кальцію під час заводнення. Прогнозовані значення проникності порід за формулою (4.1) були близькі до експериментальних значень. Таким чином, формулу (4.1) було прийнято за основну для опису нової

моделі для прогнозування ступеня зниження проникності порід унаслідок випадіння сульфату кальцію в карбонатних зразках керна.

$$\frac{K_т}{K_п} = \exp\left(-PV_{\text{inj}} \frac{\phi_0 A\left(\frac{T}{40}\right)^{0.5}(C_H-1)^{1.5}}{бq}\right), \quad (4.1)$$

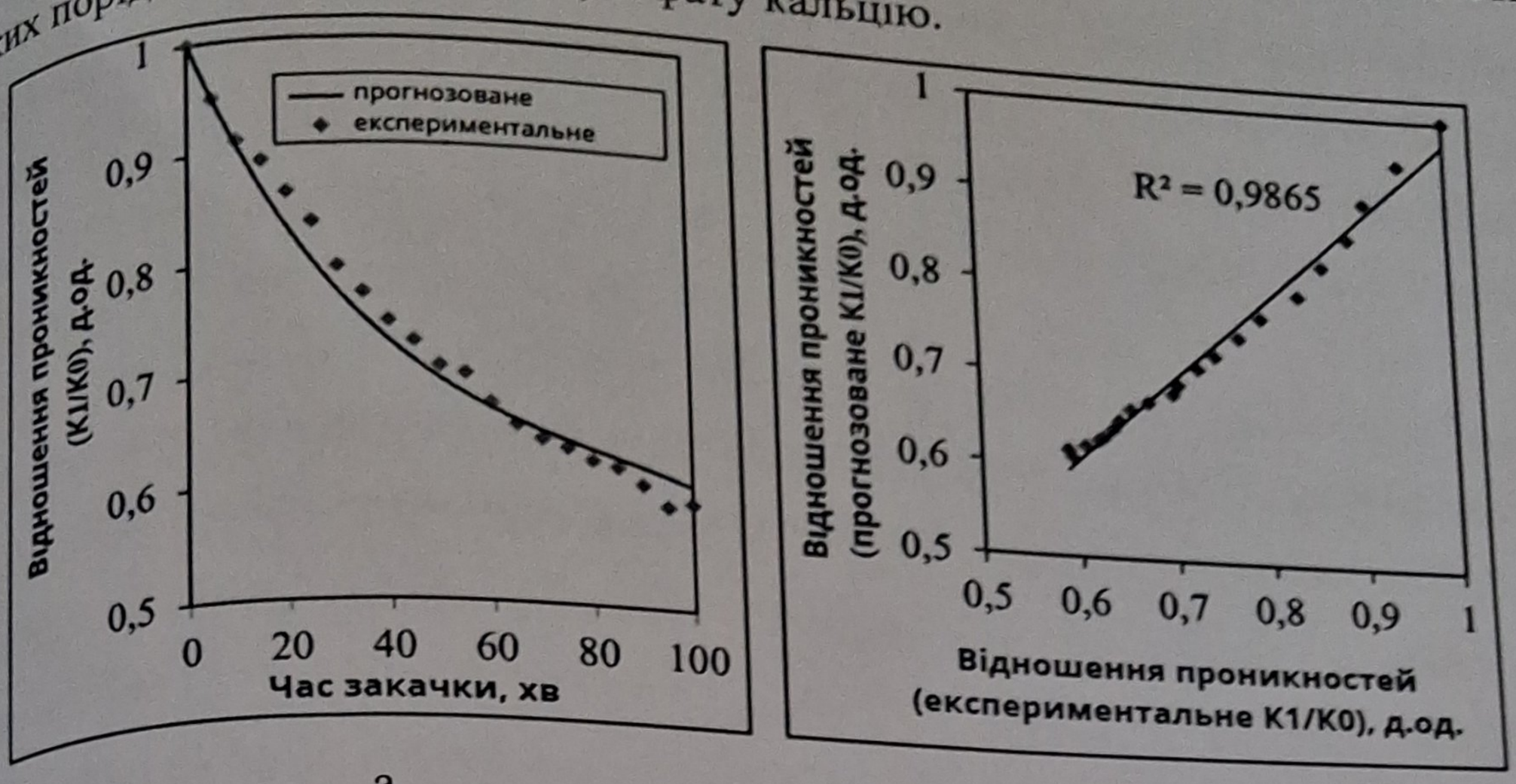
де $K_т$ – поточна проникність (після випадання солей), мкм^2; $K_п$ – початкова проникність зразка, мкм^2; PV_{inj} – кількість фільтрованих порових об'ємів, м^3/м^3; φ_0 – пористість керна початкова, д. од. од.; А – площа поперечного перерізу, см^2; Т – температура, °С; $C_н$ – ступінь насиченості води сульфатом кальцію, д.од.; б: емпіричний коефіцієнт, хв/см; q – швидкість закачування, см^3/хв.

При цьому використовувалися експериментальні значення проникності порід за різних температур, порових об'ємів прокачування (час закачування) і швидкостей закачування. Інші параметри залишалися постійними. Отримано нову модель для прогнозу значення зниженої проникності порід унаслідок випадіння солей під час заводнення за допомогою програми Matlab, яка відображається у вигляді такої формули:

$$\frac{K_1}{K_2} = \exp\left(-3{,}88PV_{inj} \frac{\varphi_0 A(\frac{T}{69})^{0.74}(1.4C_н-1{,}6)^{0{,}95}}{бq}\right), \quad (4.2)$$

На рисунку 4.11 представлено результати порівняння експериментальних даних щодо зміни проникності порід внаслідок солевідкладень із прогнозованими даними з розробленої формули (4.2). Видно, що прогнозовані значення проникності під час випадіння сульфату кальцію досить близькі до експериментальних значень протягом прокачування робочого розчину. Крім того, значення коефіцієнта детермінації (достовірності апроксимації) між експериментальними та прогнозованими даними становить майже 0,99. Це

підтверджує точність розробленої формули для прогнозу зниження проникності гірських порід під час випадіння сульфату кальцію.



а б

Рис. 4.6 Прогнозування зміни коефіцієнта проникності карбонатних зразків керна внаслідок випадіння сульфату кальцію під час заводнення

4.3.2 Адсорбційно-десорбційні характеристики інгібіторів солевідкладень

На рисунках 4.7 і 4.8 представлено результати визначення адсорбційно-десорбційних властивостей інгібіторів солевідкладень у карбонатних зразках керна при фільтраційних дослідженнях. При цьому застосовувалися досліджуваний склад інгібітора солевідкладень і промислові інгібітори ПФКК, НТФ і ДТПМФ. Під час експериментів прокачували робочий розчин змішаних закачуваної і пластової (№1) вод в об'ємному співвідношенні 1:1 (однакова швидкість подачі) через карбонатні зразки керна.

Закачування робочого розчину в зразки керна проводили в режимі постійної витрати (6 мл/хв) за температури 80°С. У процесі адсорбції інгібітора на поверхні порід до робочого розчину додавали інгібітор солевідкладень у концентрації 30 мг/л. Під час адсорбції, після проходження необхідних порових об'ємів через пористе середовище, закачування робочого розчину з інгібітором

солевідкладень реагенту припинялося. Крім того, процес десорбції інгібітора з поверхні карбонатних зразків керна досліджували після прокачування пластової води без додавання інгібітора солевідкладень. Відносна концентрація інгібітору визначалася відношенням поточної концентрації інгібітору (після закачування на виході кернотримача, C_1) до його початкової концентрації (перед закачуванням на вході кернотримача, C_0).

На малюнку 4.7 зображено профіль зміни концентрації інгібіторів солевідкладень у разі їх адсорбції на поверхні породи та виносу з поверхні. Зміна концентрації інгібіторів солевідкладень відбувається за рахунок адсорбції та десорбції реагентів. Як показано на рисунку, процес адсорбції триває до прокачування 16 порових об'ємів. Під час дослідження десорбції протягом прокачування перших 4 порових об'ємів відносна концентрація всіх інгібіторів різко знижується. При цьому профіль концентрації інгібіторів майже однаковий. Далі концентрація виносного інгібітора солевідкладень із породи повільно знижується. Тривалість виносу інгібітора демонструє термін захисту ПЗП і свердловинного обладнання від випадіння солей.

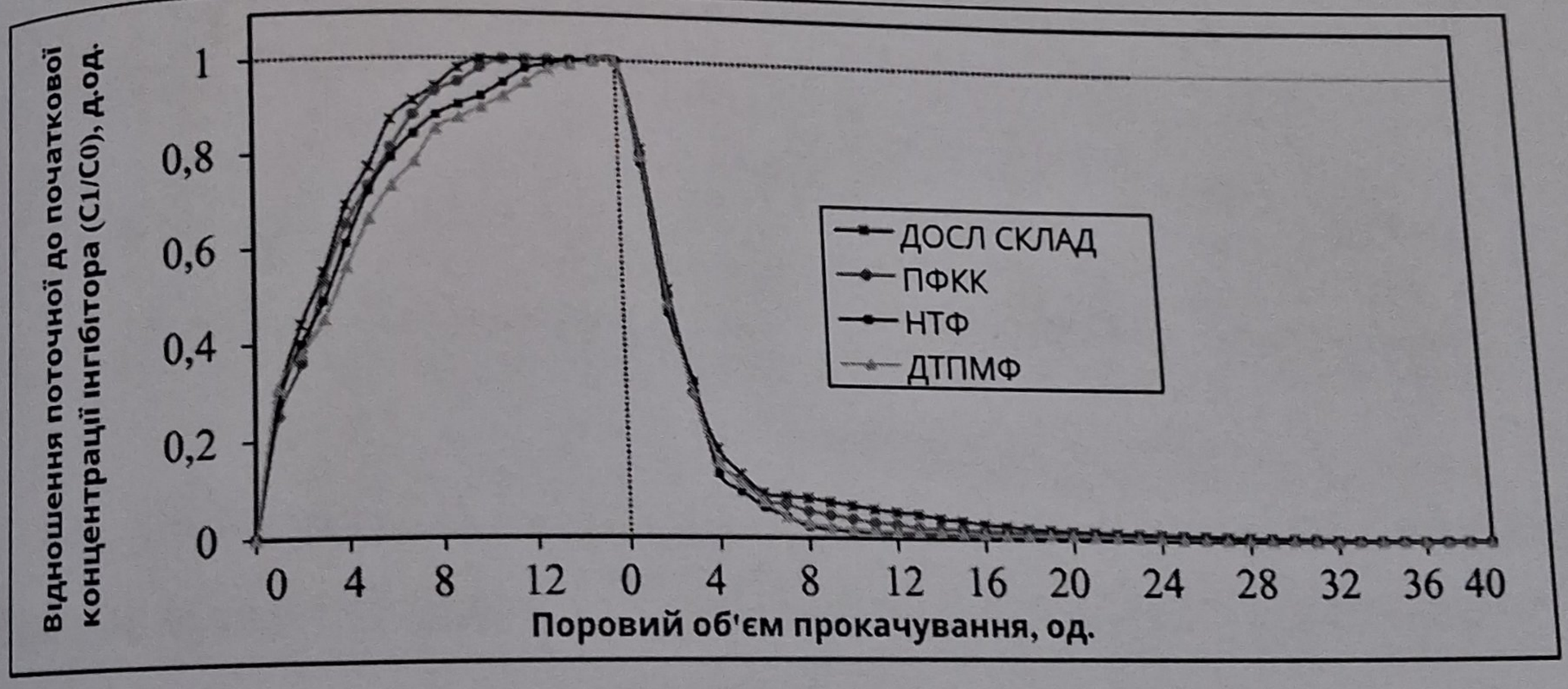


Рис. 4.7 Зміна концентрації інгібіторів залежно від кількості порового об'ємного прокачування через карбонатні зразки в процесах адсорбції та десорбції

На рисунку 4.8 (а) показано зміну концентрації інгібіторів солевідкладень у процесі адсорбції на поверхні карбонатних зразків керна залежно від кількості

порових об'ємів прокачування розчину. Видно, що під час прокачування першого порового об'єму відносна концентрація всіх інгібіторів досягає значення 0,3. Гранична адсорбція інгібіторів на поверхні гірських порід відбувається за відношення C_1/C_0=1. Як показано на малюнку 4.8 (а), гранична адсорбція досліджуваного складу інгібітору солевідкладень, ПФКК, НТФ і ДТПМФ досягається при прокачуванні 10, 11, 14 і 15 порових об'ємів відповідно.

Таким чином, досліджуваний склад інгібітора солевідкладень має високу швидкість адсорбції на поверхні карбонатних зразків керна. Підвищення швидкості адсорбції досліджуваного складу інгібітору солевідкладень відбувається завдяки компонентам на основі фосфонових кислот.

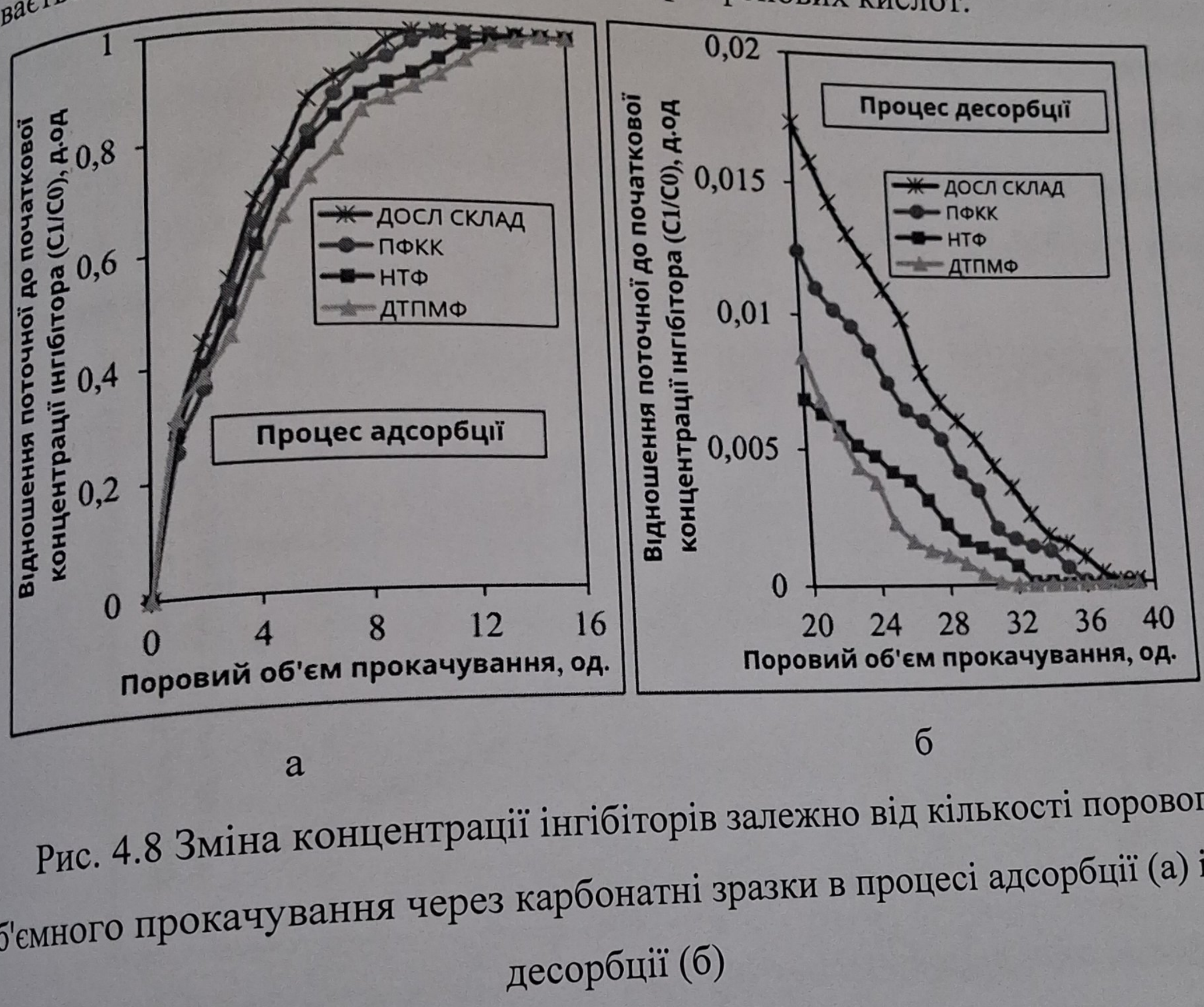


Рис. 4.8 Зміна концентрації інгібіторів залежно від кількості порового об'ємного прокачування через карбонатні зразки в процесі адсорбції (а) і десорбції (б)

На рисунку 4.8 (б) зображено графік швидкості десорбції інгібіторів з поверхні породи. У процесі десорбції, чим більша кількість порових об'ємів прокачування, тим вища тривалість виносу інгібітора з породи. Як видно з рисунка, у процесі десорбції мінімальна відносна концентрація досліджуваного

складу інгібітору солевідкладень, ПФКК, НТФ і ДТПМФ відбувається при прокачуванні через зразки керна 38, 36, 34 і 31 порових об'ємів пластової води (№1) відповідно. Тому при використанні досліджуваного складу інгібітора солевідкладень тривалість періоду виносу реагенту з породи збільшується на 5,5%, 11,8% і 22,6% порівняно з інгібіторами ПФКК, НТФ і ДТПМФ відповідно.

На рисунку 4.9 представлено залежність відносної концентрації (C_1/C_0) досліджуваного складу інгібітору від кількості прокачаних порових об'ємів у процесі адсорбції на поверхні карбонатного зразка і зцементованого кварцового піску (кварцового пісковика). Де C_1 і C_0- поточна і початкова концентрація досліджуваного складу інгібітору солевідкладень. Дослідження проводилися в режимі постійної витрати 6 мл/хв. Кількість порових об'ємів прокачування розраховували за формулою (2.4). Робочий розчин (зі змішання закачуваної і пластової (№1) вод в об'ємному співвідношенні 1:1) з досліджуваним складом інгібітору солевідкладень перебуває в рівновазі (гранична адсорбція), коли відносна концентрація інгібітору дорівнює одиниці.

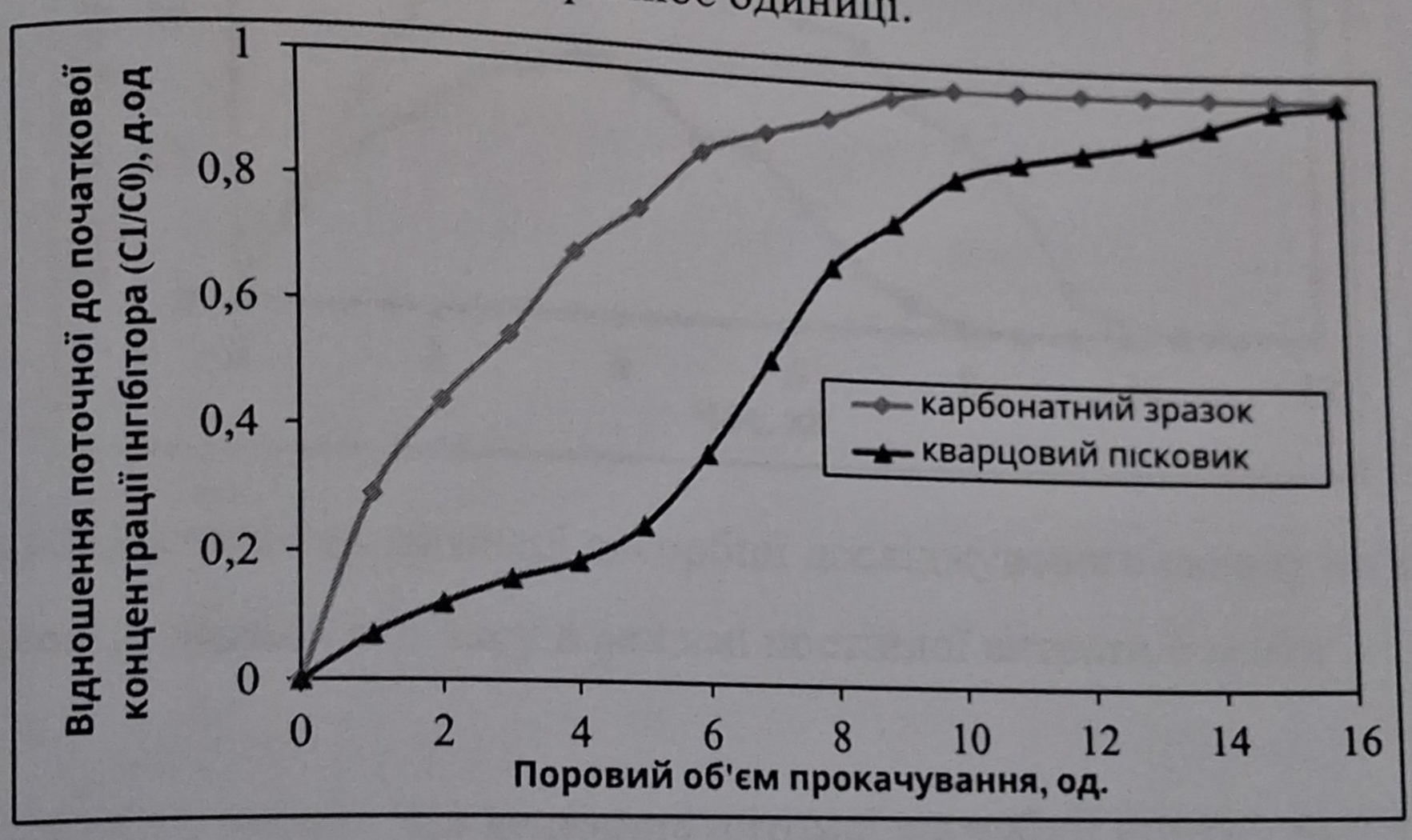


Рис. 4.9 Залежність відносної концентрації досліджуваного складу інгібітору солевідкладень від кількості порових об'ємів прокачування в процесі адсорбції на поверхні карбонатного зразка і кварцового пісковика

Як показано на рисунку 4.9, у карбонатному зразку керна гранична адсорбція досягається швидше, ніж у кварцовому пісковику. Гранична адсорбція

для карбонового зразка і кварцового пісковика відбувається при прокачуванні через зразки керна 10 і 16 порових об'ємів розчинів, що закачуються, відповідно.

У процесі інгібування відкладень солей оптимальний час досягнення максимальної питомої адсорбції може бути визначено експериментально. На рисунку 4.10 показано залежність питомої адсорбції досліджуваного складу інгібітору солевідкладень від часу закачування у двох типах зразків керна (карбонатний зразок і зцементований кварцовий пісок (кварцовий пісковик)). Відповідно до результатів з оцінки ефективності інгібування досліджуваної суміші в статичних і динамічних умовах, початкова концентрація інгібітору (C_0) становила 30 мг/л. Питома адсорбція визначалася за формулою (2.5) у режимі постійної витрати 6 мл/хв.

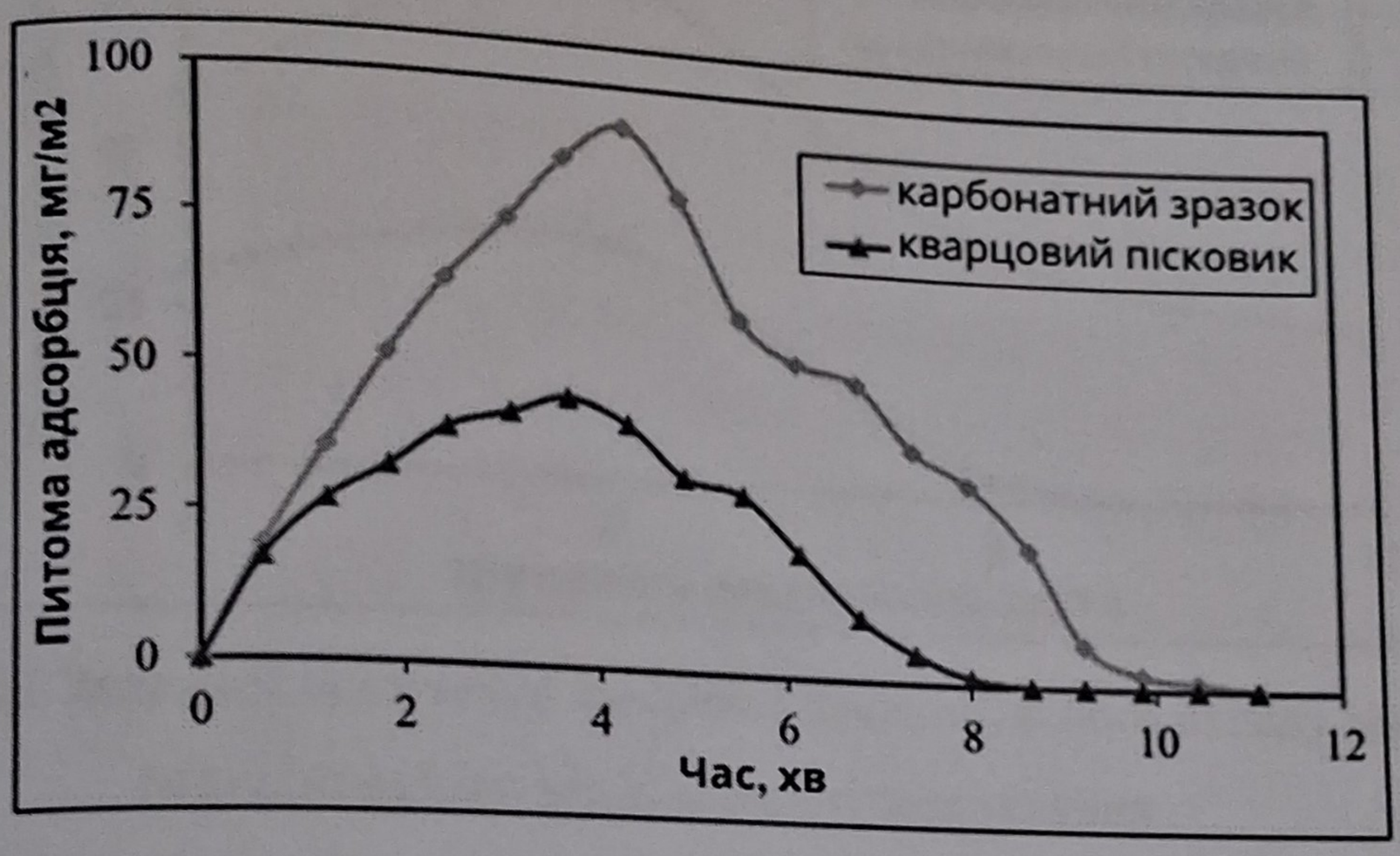


Рис. 4.10 Залежність питомої адсорбції досліджуваного складу інгібітору солевідкладень від часу в режимі постійної витрати 6 мл/хв

З рисунка 4.10 видно, що величина питомої адсорбції істотно залежить від часу контакту розчину інгібітора зі зразками керна. З отриманої залежності питомої адсорбції від часу закачування можна зробити висновок про те, що максимальні значення питомої адсорбції спостерігаються протягом приблизно чотирьох хвилин для обох зразків керна. Карбонатний зразок керна має більше значення питомої адсорбції, ніж кварцовий пісок. Після четвертої хвилини

контакту розчину інгібітору зі зразками керна, питома адсорбція досліджуваного складу інгібітору солевідкладень зменшується.

Швидкість прокачування розчину може вплинути на адсорбційну здатність інгібітора солевідкладень. Тому визначали питому адсорбцію розчину досліджуваного складу інгібітору солевідкладень за різних швидкостей прокачування. Час контакту розчину зі зразками керна становив чотири хвилини На підставі отриманих результатів на рисунку 4.10). На рисунку 4.11 представлено результати залежності питомої адсорбції досліджуваного складу інгібітору солевідкладень із різними швидкостями закачування 3, 6, 9 і 12 мл/хв.

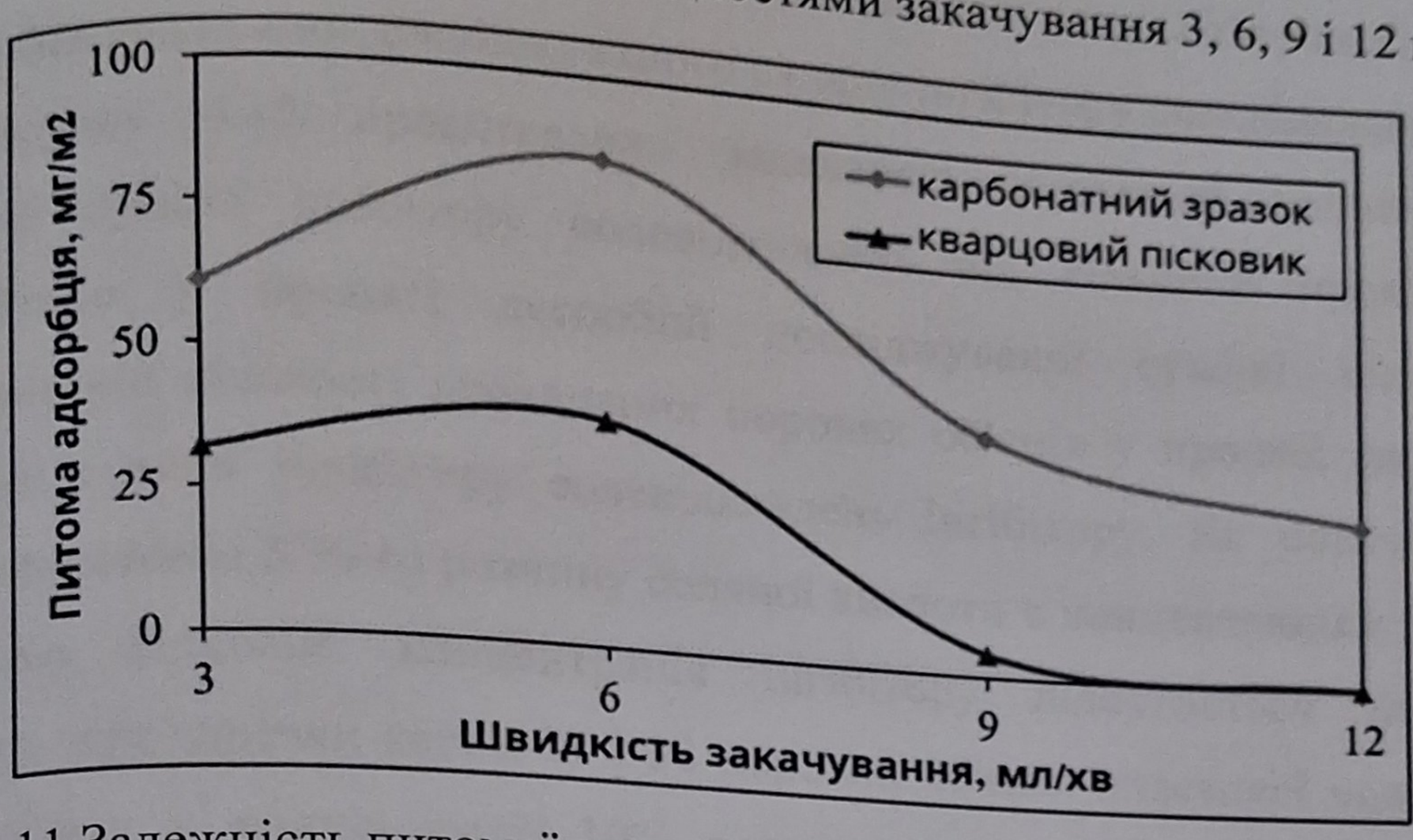


Рис. 4.11 Залежність питомої адсорбції досліджуваного складу інгібітору солевідкладень від швидкості закачування

Як показано на рисунку 4.11, найбільша питома адсорбція відбувається за швидкості закачування розчину інгібітору 6 мл/хв для обох зразків керна. Питома адсорбція значно знижується при високих витратах. Це відбувається тому, що рівновага в процесі адсорбції відбувається менш ніж за чотири хвилини. Тому різниця в концентраціях розчину інгібітора наближається до нуля.

Концентрація розчину соляної кислоти у складі інгібітору солевідкладень може впливати на швидкість десорбції інгібітору з поверхні породи. Тому проводили дослідження з вивчення процесу десорбції досліджуваного складу

інгібітору солевідкладень з поверхні породи. При цьому до процесу десорбції був виконаний процес адсорбції інгібітора на поверхні карбонатних зразків керна за двох різних початкових концентрацій 5%-ного розчину соляної кислоти. Під час цих випробувань, концентрація всіх компонентів досліджуваного складу інгібітору, крім концентрації 5%-ного розчину соляної кислоти, залишалася постійною, як показано в таблиці 3.3. Дві різні концентрації 5%-го розчину соляної кислоти (5% і 10%) додавали в досліджуваний склад інгібітору під час прокачування розчину інгібітору через зразки керна. Потім проводили випробування десорбції при закачуванні тільки пластової води (№1) у карбонатні зразки керна без додавання досліджуваного складу інгібітору солевідкладень.

На рисунку 4.12 представлено залежність відносної концентрації досліджуваної суміші інгібітору солевідкладень від кількості прокачаних порових об'ємів у процесі десорбції досліджуваної суміші інгібітору солевідкладень від кількості прокачаних порових об'ємів у процесі десорбції досліджуваної суміші інгібітору солевідкладень інгібітору. Як показано на рисунку, з додаванням 5 %-го розчину соляної кислоти в концентраціях 5% і 10 % мінімальна відносна концентрація інгібітору відбувається під час прокачування через зразки керна 31 і 38 порових об'ємів пластової води (№1) відповідно. Тому в концентрації 10% розчину соляної кислоти тривалість десорбції досліджуваного складу інгібітору солевідкладень збільшується приблизно в 1,23 раза порівняно з концентрацією 5 % розчину соляної кислоти. Очевидно, що в процесі десорбції інгібітор солевідкладень повинен повільно десорбуватися з поверхні гірничої породи, тобто повинно бути досягнуто мінімальне значення відносної концентрації інгібітора за більшої кількості прокачаних порових об'ємів.

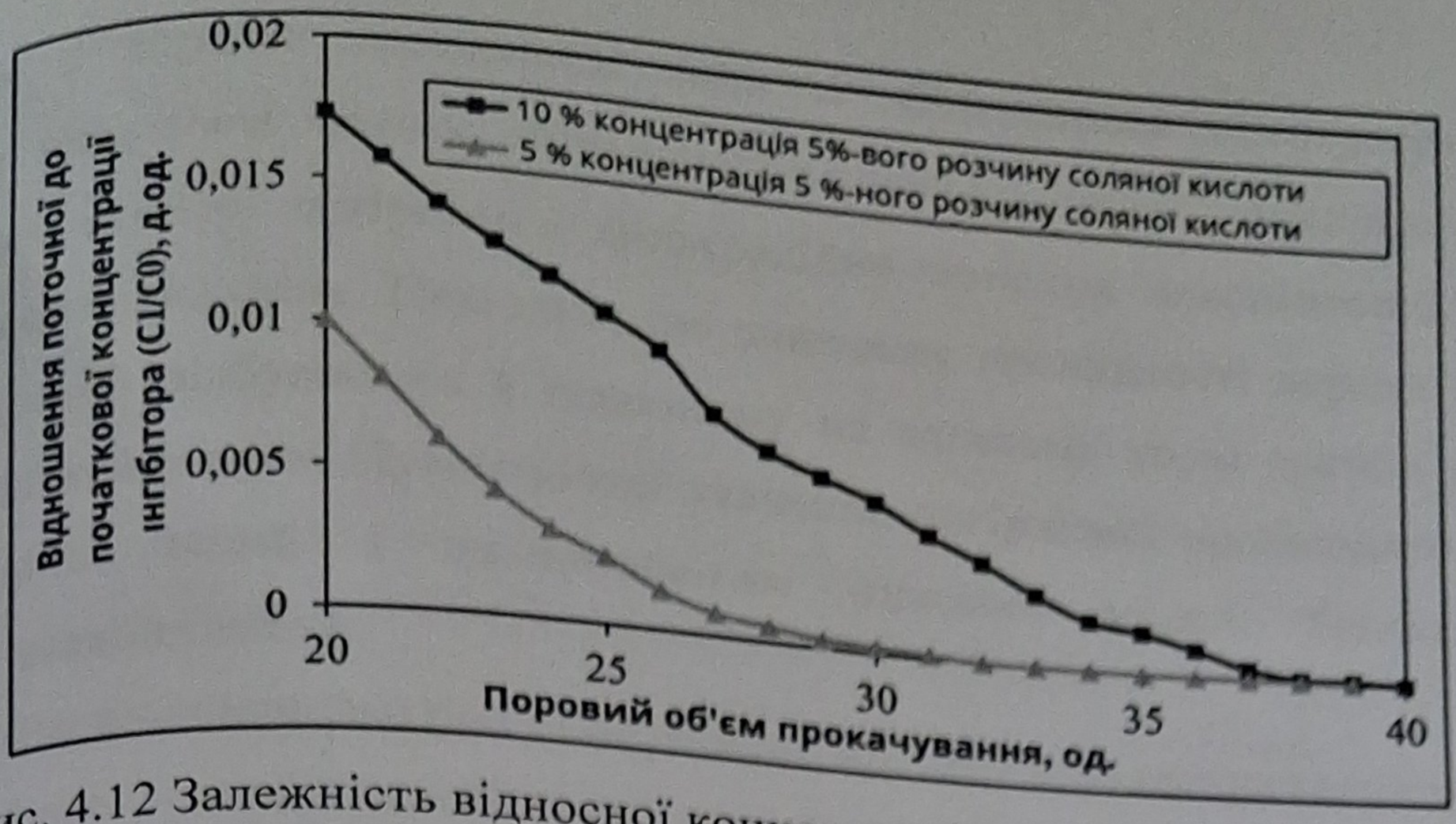


Рис. 4.12 Залежність відносної концентрації досліджуваної сполуки інгібітору від кількості порових об'ємів прокачування через карбонатні зразки керна за різних концентрацій 5%-ного розчину соляної кислоти в процесі десорбції

4.4 Висновки до розділу 4

1. При моделюванні процесу заводнення доведено, що при закачуванні в пласт води спостерігається низький темп падіння пластового тиску і дебіту нафти, і високий коефіцієнт нафтовіддачі (51%). Також протягом тривалого часу експлуатації газовий фактор не змінюється.

2. Встановлено, що за рахунок підвищення температури динамічна в'язкість нафти в присутності досліджуваного складу інгібітору солевідкладень зменшується значніше, ніж за його відсутності.

3. Виявлено, що міжфазний натяг на межі «нафта - водний розчин досліджуваного складу інгібітору солевідкладень» знижується з 39,6 мН/м до середнього значення в 5,8 мН/м шляхом збільшення концентрацій ПАФ-1 та 5%-вого розчину соляної кислоти в досліджуваного складі.

4. Виявлено, що швидкість прокачування розчину і температура мають значний вплив на зниження проникності гірських порід через випадіння карбонату кальцію і сульфату кальцію під час заводнення. Виявлено, що при

закачуванні в пористе середовище води зі збільшенням температури та зниженням швидкості потоку збільшується перепад тиску, внаслідок чого збільшується ступінь погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП внаслідок солевідкладень. Показано, що зниження проникності породи через випадіння солей відбувається в основному на вхідному торці зразків керна карбонатних колекторів. Прогнозовані значення погіршеної проникності ПЗП при випадінні солей з використанням описаної моделі близькі до експериментальних даних.

5. Встановлено, що при моделюванні процесу заводнення застосування досліджуваного складу інгібітору солевідкладень дає змогу зберегти проникність на 95% від початкової проникності карбонатних зразків.

6. Вивчення адсорбційно-десорбційних властивостей досліджуваної суміші інгібітору солевідкладень дало змогу дати цінну інформацію щодо визначення тривалості адсорбції, утримування та виносу інгібітору під час проєктування технології втискування реагенту в ПЗП.

ти і науки України
гавська політ
юка
та

РОЗДІЛ 5. ТЕХНОЛОГІЯ ЗАКАЧУВАННЯ ІНГІБІТОРІВ В ПЗП ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ВІДКЛАДЕНЬ ОРГАНІЧНИХ СОЛЕЙ ПРИ ЗАВОДНЕНІ КАРБОНАТНИХ ПЛАСТІВ

Технологія закачування в ПЗП водного розчину інгібітора під тиском дає змогу ефективно запобігати солевідкладенню в усіх зонах від ПЗП до наземного обладнання на тривалий термін [24]. Крім того, ця технологія ефективна в усьому діапазоні параметрів роботи свердловини [22]. У рамках цієї технології мета інгібіторної обробки полягає в утриманні максимальної кількості інгібітора солевідкладень у ПЗП шляхом його адсорбції та десорбції на породі за допомогою фізико-хімічних процесів або фазового розділення на деякій відстані від стовбура свердловини. Адсорбція і десорбція інгібіторів солевідкладень являє собою складне явище, що залежить від літологічного типу порід-колекторів, хімічного складу закачуваного розчину та експлуатаційних параметрів свердловин [18, 38]. При цьому концентрація катіонів і pH закачуваного розчину регулюється. Технологія закачування інгібіторів у ПЗП під тиском складається з таких етапів [30, 59]: закачування водного розчину інгібітору в ПЗП; додаткове промивання для закачування інгібітору в ПЗП на відстані до двох метрів від стовбура свердловини; зупинка свердловини, що дає змогу адсорбувати інгібітор на поверхні породи; та моніторинг виносу інгібітору під час видобутку нафти. Успішність застосування цієї технології залежить від періоду, за який відбувається винесення інгібітору з видобувними флюїдами за концентрацій, вищих за мінімальну робочу концентрацію. Це прямо пропорційно кількості адсорбованого інгібітору на поверхні породи пласта [35]. На рисунку 5.1 показано схему періодичного закачування інгібітора солевідкладень у ПЗП видобувних нафтових свердловин [24].

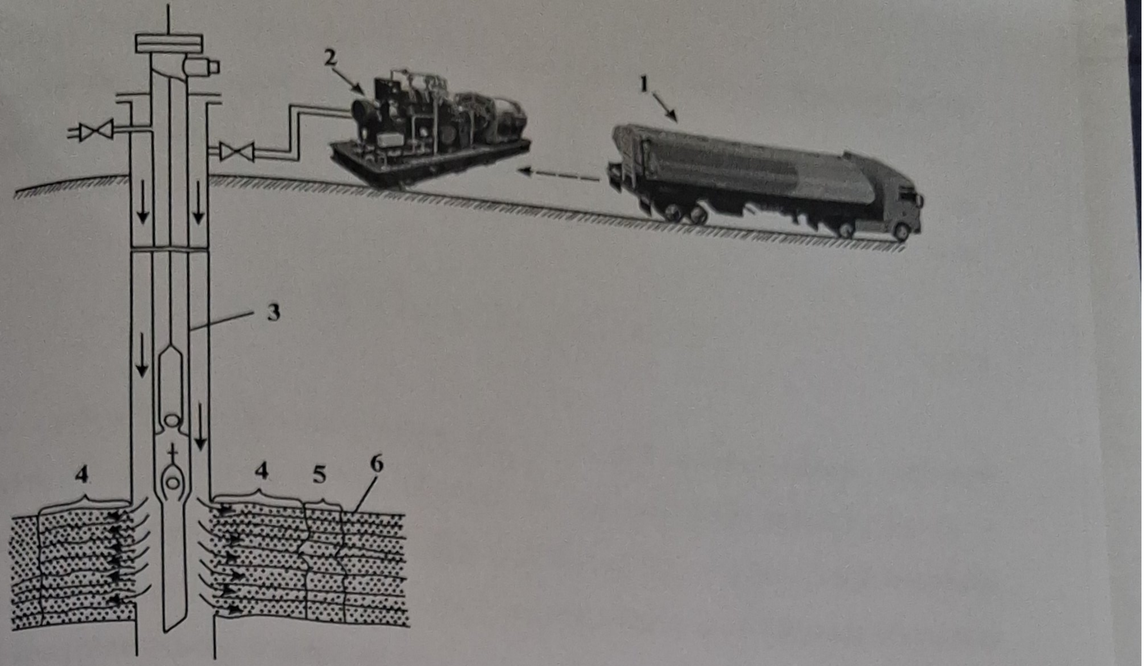


Рис. 5.1 Схема періодичного закачування інгібітора солевідкладень у ПЗП видобувних нафтових свердловин: 1 – автоцистерна; 2 – насос; 3 – штанговий насос; 4 – зона проникнення продавальної рідини; 5 – зона проникнення інгібітора солевідкладень; 6 – продуктивний пласт

5.1. Розрахунок необхідного об'єму досліджуваного складу інгібітору солевідкладень під час його закачування в ПЗП і свердловину

Для приготування досліджуваного складу інгібітора солевідкладень його необхідна кількість визначається за такою формулою:

$$M = f \cdot C_M \cdot q_в \cdot t \cdot 10^{-3} \qquad (5.1)$$

де M – необхідна кількість інгібітора солевідкладень для однієї обробки, кг; f – коефіцієнт нерівномірності виносу досліджуваної суміші інгібітора солевідкладень, безрозмірна величина; C_M – концентрація досліджуваної суміші інгібітора солевідкладень, г/м^3; $q_в$ – середній дебіт по воді у видобувній нафтовій

свердловині, м³/добу; t – час захисту ПЗП і свердловинного устаткування від випадіння неорганічних солей, діб.

Об'єм продавальної рідини при закачуванні досліджуваного складу інгібітора солевідкладень у ПЗП і свердловину визначається за такою формулою:

$$V = \frac{\pi \cdot h_1 \cdot (d_1^2 - d_2^2)}{4} + \pi \cdot h_2 \cdot \left(\phi \cdot r^2 - \frac{d_1^2}{4}\right) \quad (5.2)$$

де V – об'єм продавальної рідини, м³; h_1 – глибина видобувної нафтової свердловини, м; d_1 – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м; d_2 – зовнішній діаметр насосно-компресорної труби, м; h_2 – ефективна товщина пласта, м; ϕ – пористість, од. од.; r – радіус проникнення досліджуваного складу інгібітору солевідкладень у ПЗП, м.

У таблиці 5.1 наведено вихідні дані (на прикладі однієї свердловини Яблунівського НГКР) для розрахунку необхідної кількості досліджуваної суміші інгібітору солевідкладень та об'єму продавальної рідини.

Таблиця 5.1. Початкові дані однієї свердловини на Яблунівському НГКР для визначення необхідного об'єму досліджуваної суміші інгібітору солевідкладень

Коефіцієнт нерівномірності виносу досліджуваної складу	f	-	1,5
Концентрація досліджуваної суміші	$C_м$	мг/л	10
Середній дебіт по воді у видобувній нафтовій свердловині	$q_в$	м³/доб	15
Час захисту ПЗП і свердловинного обладнання від випадіння неорганічних солей	t	доб.	180
Глибина видобувної нафтової свердловини	h_1	м	2000
Ефективна товщина пласта	h_2	м	7
Внутрішній діаметр експлуатаційної колони	d_1	м	0,12
Зовнішній діаметр насосно-компресорної труби	d_2	м	0,09
Радіус проникнення досліджуваного складу	r	м	2
Пористість породи	ф	д.од.	0,17

Необхідну кількість ПАФ-1 у досліджуваному складі інгібітора солевідкладень розраховували за формулою (5.1):

$$M = 1{,}5 \cdot 10 \cdot 15 \cdot 180 \cdot 10^{-3} = 40{,}5 \text{ кг} \quad (5.3)$$

Необхідна кількість усіх компонентів досліджуваного складу інгібітору солевідкладень визначалася на основі кількості ПАФ-1 залежно від їхньої масової концентрації інгібітора солевідкладень (як показано в таблиці 3.2). У таблиці 5.2 наведено необхідну кількість кожного компонента досліджуваного складу інгібітору солевідкладень.

Таблиця 5.2. Необхідна кількість компонентів досліджуваного складу інгібітору солевідкладень на одну обробку ПЗП і свердловини

Компонент	Концентрація, мас. %	Необхідна кількість, кг
ПАФ-1	4	40,5
ДТПМФ	4	40,5
ОЕДФК	3	30,375
5-% HCl	10	101,25
Хлорид амонію	4	40,5
Ізопропіловий спирт	2	20,25
Вода	73	739,125

Об'єм продавлювальної рідини для розглянутої свердловини за формулою (5.2) становитиме:

$$V = \frac{3.14 \cdot 2000 \cdot (0.12^2 - 0.09^2)}{4} + 3.14 \cdot 7 \cdot \left(0.17^2 - \frac{0.12^2}{4}\right) = 24.8 \text{ м}^3 \quad (5.4)$$

5.2 Висновки з розділу 5

1. Обґрунтовано технологію періодичної закачки інгібіторів, що базується на їхній адсорбції на поверхні породи пласта, яка забезпечує тривалий захист ПЗП та свердловинного обладнання від відкладень органічних солей.

Застосування даної технології закачування водного розчину інгібітора під тиском є ефективним способом запобігання утворенню сольових відкладень у всьому діапазоні обладнання свердловини, від пласта до поверхні. Ця технологія дозволяє не лише запобігти випаданню солей в осад, але й розчинити вже існуючі відкладення. Завдяки своїй універсальності, вона може бути успішно застосована в свердловинах з різними типами пластів і режимами експлуатації.

2. Проведено розрахунки необхідної кількості досліджуваного складу інгібітору солевідкладень для закачування в ПЗП і свердловину. Кількість інгібітора та об'єм робочого розчину розраховуються з урахуванням характеристик пласта, складу рідини та інших факторів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу **наукову-технічну задачу** шляхом підвищення ефективності експлуатації видобувних нафтових свердловин для запобігання випадіння неорганічних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта.

Результати виконаних досліджень дали змогу зробити такі основні висновки та рекомендації:

1. Показано, що основними факторами, які впливають на процес випадіння неорганічних солей, є: перенасиченість іонами вод, температура, тиск, іонна сила, несумісність вод, випаровування, умова руху потоку, властивості гірських порід і водневий показник. А найефективнішими методами запобігання солевідкладенням у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта є хімічні методи із застосуванням інгібіторів солевідкладень.

2. При прогнозуванні випадіння неорганічних солей у процесі заводнення встановлено:

- виявлено, що вплив температури на зміну тенденції до утворення відкладень солей, індексу насиченості солями вод та осадконакопичення набагато суттєвіший, ніж вплив тиску;
- показано, що з підвищенням температури значно збільшується осадконакопичення карбонату кальцію. Збільшення тиску знижує інтенсивність утворення відкладень карбонату кальцію, але не суттєво. При змішуванні закачуваної і пластової вод, при низьких вмістах закачуваної води випадіння карбонату кальцію відбувається істотніше;
- доведено, що зі збільшенням температури та зниженням тиску збільшується інтенсивність випадіння сульфату кальцію (ангідриту) залежно від об'ємного співвідношення закачуваної та пластової вод у процесі закачування води в пласт. В умовах високого тиску утворення сульфату кальцію відбувається за високих температур;

– встановлено, що максимальна кількість осадів сульфату барію випадає в об'ємному співвідношенні 60:40 закачуваної і пластової вод. Кількість осадів (осадконакопичення) сульфату барію не залежить від зміни температури і тиску, а залежить від відношення змішування несумісних вод під час заводнення.

3. Досліджено новий композиційний склад інгібітора солевідкладень для запобігання випадінню карбонатних і сульфатних солей у свердловинному обладнанні та привибійній зоні пласта, що складається з 1-гідроксіетиліденту 1, 1-дифосфонової кислоти (ОЕДФК), діетилентриамін-пента (метиленфосфонової кислоти) (ДТПМФ), поліетиленполіамін-N-метилфосфонової кислоти (ПАФ-1), хлориду амонію, ізопропілового спирту, 5 %-вого розчину соляної кислоти та води. Встановлено, що досліджуваний склад інгібітора має високу ефективність інгібування в статичних і динамічних умовах. Отримано позитивний синергетичний інгібуючий ефект між компонентами досліджуваного складу інгібітору.

4. Встановлено, що досліджуваний композиційний склад інгібітора солевідкладень у концентрації 30 мг/л має високу ефективність інгібування для запобігання відкладенням карбонату кальцію, сульфату кальцію і сульфату барію. При зміні температури (60-120 °С), об'ємного співвідношення закачуваної і пластової вод, і концентрації катіонів у розчині (Ca^{2+} до 15000 мг/л і Ba^{2+} до 3000 мг/л) ефективність інгібування досліджуваного складу змінюється незначно. За будь-якої температури (40-120°С) досліджуваний склад інгібітора солевідкладень сумісний із пластовими та закачуваними водами, а також із гірською породою за його різних концентрацій. Досліджуваний склад має низьку корозійну активність завдяки наявності реагенту ОЕДФК.

5. Доведено, що, незважаючи на зниження розчинності солей карбонату кальцію і сульфату кальцію з підвищенням температури, ефективність досліджуваного складу інгібітора солевідкладень не суттєво знижується при збільшенні температури. Це явище, імовірно, пов'язане з його інгібуючими

властивостями, які не залежать від температури. Ці властивості ефективно пригнічують ріст кристалів солей і змінюють їхню форму та розмір.

6. Встановлено, що проникність зразків керна карбонатних колекторів при заводненні знижується до 55% від початкової внаслідок випадіння неорганічних солей, причому ступінь погіршення проникності зростає зі збільшенням температури та зниженням швидкості закачування. Застосування досліджуваного складу інгібітора солевідкладень, який містить компоненти на основі фосфонових кислот, ефективно знижує ймовірність випадіння солей (сульфату кальцію та карбонату кальцію), забезпечуючи збереження проникності порід на рівні понад 92 % від початкового значення за різних умов. Поліпшені адсорбційно-десорбційні властивості складу дозволяють збільшити період його виносу з привибійної зони пласта, що значно підвищує ефективність інгібування солевідкладень.

7. Обґрунтовано технологію запобігання солевідкладенням у привибійній зоні пласта та свердловинному обладнанні із застосуванням досліджуваного композиційного складу інгібітору. Визначено необхідну кількість компонентів досліджуваного складу інгібітора солевідкладень та об'єм продавальної рідини під час її закачування в ПЗП і свердловину.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Агейчева, О.О., Зезекало, І.Г., & Бухкало, С.І. (2020). Загальні системи аналізу віддачі пластів свердловин. XXIX Міжн. н-практ. конф. «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я» (MicroCAD2020) 18–20 травня 2021 р.: у 5 ч. Ч. II. (за ред. проф. Сокола Є.І.), 103.

2. Аналіз процесів солевідкладення в свердловинах Хрестищенської групи родовищ [Текст] / А.В. Гнітко, С. М. Корнєєв, Л. В. Воловик, В. В. Соболь // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків : УкрНДІгаз, 2005. – Вип. XXXIII. – С. 3-6.

3. Аналіз причин неякісного розмежування пластів в умовах Дніпровсько-Донецької западини / Р.В. Бандур, О.В. Лужаниця, С.Г. Михайленко [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3. – С.127 – 130

4. Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними [Текст] / В. Б. Воловецький, О. Ю. Витязь, В. І. Коцаба та ін. // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ. – 2015. – Вип. 2 (39). – С. 78-88.

5. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. Тт. 1-2, 2004–2006 рр. 560 - 800 с.

6. Боротьба із сольовими відкладеннями на родовищах ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст] / А. В. Гнітко, В. І. Жмурков, Д. М. Когуч, О. В. Корсун // Нафтогазова галузь України. – Київ. – 2016. – Вип. 4 (22). – С. 28-30.

7. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.

8. Довідник з нафтогазової справи / За заг.ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

9. Зезекало, І.Г., Бухкало, С.І., Іваницька, І.О., & Агейчева, О.О. (2021). Аналіз підвищення якості кислотних обробок за рахунок використання нових робочих агентів. Вісник НТУ «ХПІ», 6 (1360), 18-23.

10. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю.Д.Качмар, В.М.Світлицький, Б.Б.Синюк, Р.С.Яремійчук. – Львів: вид. Центр Європи, 2004. – 351с.

11. Кондрат, Р. М. Аналіз причин солевідкладення і методів боротьби з ними під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин [Текст] / Р. М Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ. - 2008. – Вип. 2 (27). – С. 39-42.

12. Кондрат, Р. М. Дослідження взаємного впливу інгібіторів корозії та інгібіторів відкладення солей на їх захисні властивості [Текст] / Р. М Кондрат, М. О. Псюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ. - 2013. – Вип. 3 (48). – С. 94-101.

13. Кондрат, Р. М. Промислові дослідження інгібіторного методу боротьби з відкладенням солей під час експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин [Текст] / Р. М Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ. – 2012. – Вип. 3 (44). – С. 14-21.

14. Кондрат Р.М. Лабораторні дослідження з вибору інгібітора для боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Я.Д. Климишин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 3(28). – С. 44-48.

15. Кондрат Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 282 с.

16. Крижанівський Є.І. Відновлення протикорозійного захисту підземних газонафтопроводів в сильномінералізованих грунтах / Є.І.

Крижанівський, М.С. Полутренко, Я.Т. Федорович та ін.// Нафтогазова енергетика. – 2011. – №1 (41). – С. 34-38.

17. Крижанівський Є.І. Ефективність використання сучасних покриттів для захисту підземних нафтогазопроводів від корозії /Є.І. Крижанівський, М.С. Полутренко, Я.Т. Федорович, І.В. Федорович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №3(44). – С.7-14.

18. Ліскевич Є.І. Адсорбція поверхневоактивних 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.

19. Мала гірнича енциклопедія. т. I, II, III (за редакцією В. С. Білецького). – Донецьк: Донбас, 2004. – 640 с., 2007. – 652 с., – Донецьк: Східний видавничий дім, 2013. – 644 с.

20. Особливості солевідкладення у газоконденсатних свердловинах / В. Б. Воловецький, А. В. Гнітко, О. М. Щирба // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія : Геологія. Географія. Екологія. – 2018. – Вип. 48. – С. 30-38.

21. Пащенко, О. А. Шляхи підвищення надійності та ефективності бурового обладнання. In Форум гірників – 2016: матеріали міжнар.конф., м. Дніпропетровськ (pp.5-6).

22. Підвищення ефективності експлуатації газоконденсатних свердловин в ускладнених умовах [Текст] / В. Б Воловецький, В. І. Коцаба, А. В. Дьомін та ін. // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків : УкрДНІгаз, 2015. – Вип. XLIII. – С. 106-114.

23. Поєднання інгібітора солевідкладень з кислотними композиціями як оптимальне рішення для підвищення видобутку вуглеводнів на свердловинах ГПУ "Полтавагазвидобування" [Текст] / Ю. І. Мазепа, М. В. Зеленський, О. О. Ященко та ін. // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків : УкрДНІгаз, 2015. – Вип. XLIII. – С. 95-98.

24. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. 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.

25. Ю.Д.Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів 2004. 2. П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик. ОСВОЄННЯ, ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ТА РЕМОНТ СВЕРДЛОВИНИ. –Харків «Пром-Арт» 2018.

26. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів: вид. Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.

27. Amiri M. The искdiction of calcium carbonate and calcium sulfate scale formation in Iranian oilfields at different mixing ratios of injection water with formation water / M. Amiri, J. Moghadasi // Petroleum Science and Technology. – 2012. – Vol. 30. – No. 3. – pp. 223-236. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1080/10916461003752595

28. BinMerdhah A.B. Inhibition of calcium sulfate and strontium sulfate scale in waterflood / A.B. BinMerdhah // SPE Production & Operations. – 2010. – Vol. 25. – No. 4. – pp. 545-552.

29. BinMerdhah A.B. Inhibition of barium sulfate scale at high-barium formation water / A.B. BinMerdhah // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 90-91. – pp. 124-130. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2012.04.005

30. Fan C. Scale prediction and inhibition for oil and gas production at high temperature/high pressure / C. Fan, A.T. Kan, P. Zhang, et al. // SPE Journal. – 2012. – Vol. 17. – No. 2. – pp. 379-392.

31. Farooqui N.M. Polyphosphino carboxylic acid (PPCA) scale inhibitor for application in precipitation squeeze treatments: The effect of molecular weight distribution 163 / N.M. Farooqui, A. Grice, K.S. Sorbie, D. Haddleton / N.M. Farooqui // Presented at the CORROSION 2014. – 9–13 March 2014. – San Antonio, Texas, USA. – pp. 1-16.

32. Hennessy A.J.B. The effect of additives on the co-crystallisation of calcium with barium sulphate / A.J.B. Hennessy, G.M. Graham // Journal of Crystal Growth. – 2002. – Vol. 237-239. – pp. 215-216.

33. Jamialahmadi M. Mechanisms of scale deposition and scale removal in porous media / M. Jamialahmadi, H. Muller-Steinhagen // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2008. – Vol. 1. – No. 1-2. – pp. 81-108. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1504/IJOGCT.2008.016733

34. Jordan M.M. Effective management of scaling from and within carbonate oil reservoirs, North Sea Basin / M.M. Jordan, S. Kemp, E. Sorhaug, et al. // Chemical Engineering Research and Design. – 2003. – Vol. 81. – No. 3. – pp. 359-372. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1205/0263876036059691 9

35. Kahrwad M. Coupled adsorption/precipitation of scale inhibitors: Experimental results and modeling / M. Kahrwad, K.S. Sorbie, L.S. Boak // SPE Production & Operations. – 2009. – Vol. 24. – No. 3. – pp. 481-491. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/114108-PA

36. Kan A.T. Scale prediction for oil and gas production / A.T. Kan, M.B. Tomson // SPE Journal. – 2012. – Vol. 17. – No. 2. – pp. 362-378.

37. Khormali A. Prevention of formation damage caused by mineral scale deposition in carbonate reservoirs using scale inhibitors / A. Khormali // Presented at the 79th EAGE Conference and Exhibition. – 12–15 June 2017. – Paris, France. – pp. 1-3. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.3997/2214-4609.201701481

38. Khormali A. Study of adsorption/desorption properties of a new scale inhibitor package to prevent calcium carbonate formation during water injection in oil reservoirs / A. Khormali, D.G. Petrakov, R. Nazari Moghaddam // Journal of Petroleum Science and Engineering (Elsevier). – 2017. – Vol. 153. – pp. 257-267. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.008

39. Khormali A. Laboratory investigation of a new scale inhibitor for preventing calcium carbonate precipitation in oil reservoirs and production equipment / A. Khormali, D.G. Petrakov // Petroleum Science (Springer). – 2016. – Vol. 10. – No. 2. – pp. 320-327. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1007/s12182-016-0085-6

40. Khormali A. Increasing efficiency of calcium sulfate scale prevention using a new mixture of phosphonate scale inhibitors during waterflooding / A. Khormali, A.R. Sharifov, D.I. Torba // Journal of Petroleum Science and Engineering (Elsevier). – 2018. – Vol. 164. – pp. 245-258. Режим доступу: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.055

41. Khormali A. Experimental analysis of calcium carbonate scale formation and inhibition in waterflooding of carbonate reservoirs / A. Khormali, D.G. Petrakov, M.J. Afshari Moein // Journal of Petroleum Science and Engineering (Elsevier). – 2016. – Vol. 147. – pp. 843-850.

42. Liu Y. An assay method to determine mineral scale inhibitor efficiency in produced water / Y. Liu, A. Kan, Z. Zhang, et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 143. – pp. 103-112. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.02.024

43. Mackay E.J. Integrated risk analysis for scale management in deepwater developments / E.J. Mackay, M.M. Jordan, N.D. Feasey, et al. // SPE Production & Facilities. – 2005. – Vol. 20. – No. 2. – pp. 138-154. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/87459-PA

44. Moghadasi J. Formation damage in Iranian oil fields / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen, et al. // Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – 20-21 February 2002. – Lafayette, Louisiana, USA. – pp. 757-765.

45. Moghadasi J. Formation damage due to scale formation in porous media resulting from water injection / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen, A. Sharif // Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – 18-20 February 2004. – Lafayette, Louisiana, USA. – pp. 581-591.

46. Moghadasi J. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection / J. Moghadasi, H. Müller-Steinhagen, M. Jamialahmadi, A. Sharif // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. –

– No. 3-4. – pp. 201-217. Режим доступу: Vol. 43. http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.014

47. Moghadasi J. Prediction of scale formation problems in oil reservoirs and production equipment due to injection of incompatible waters / J. Moghadasi, H. MüllerSteinhagen, M. Jamialahmadi, A. Sharif // Developments in Chemical Engineering and Mineral Processing. – 2006. – Vol. 14. – No. 3-4. – pp. 545-566. режим доступу: http://dx.doi.org/10.1002/apj.5500140319

48. Moghadasi J. Scale formation in Iranian oil reservoir and production equipment during water injection / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen, 169 et al. // Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale. – 29-30 January 2003. – Aberdeen, UK. – pp. 1-14.

49. Moghadasi J. Scale formation in oil reservoir and production equipment during water injection (kinetics of CaSO4 and CaCO3 crystal growth and effect on formation damage) / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen, A. Sharif // Presented at the SPE European Formation Damage Conference. – 13-14 May 2003. – The Hague, Netherlands. – pp. 1-12. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/82233-MS

50. Olajire A.A. A review of oilfield scale management technology for oil and gas production / A.A. Olajire // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 135. – pp. 723-737.

51. Pang P. Surface analysis of ground calcium carbonate filler treated with dissolution inhibitor / P. Pang, Y. Deslandes, S. Raymond, et al. // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2001. – Vol. 40. – No. 11. – pp. 244-245. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1021/ie000846b

52. Ramstad K. Scale squeeze evaluation through improved sample preservation, inhibitor detection and minimum inhibitor concentration monitoring / K. Ramstad, H.C. Rohde, T. Tydal, D. Christensen // SPE Production & Operations. – 2009. – Vol. 24. – No. 4. – pp. 530-542. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/114085-PA

53. Safari H. Estimating the kinetic parameters regarding barium sulfate deposition in porous media: a genetic algorithm approach / H. Safari, M. Jamialahmadi // Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering. – 2014. – Vol. 9. No. 2. – pp. 256-264. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1002/apj.1765

54. Selle O.M. A way beyond scale inhibitors - Extending scale inhibitor squeeze life through bridging / O.M. Selle, R.M.S. Wat, O. Vikane, et al. // Presented at the SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale. – 29-30 January 2003. – Aberdeen, UK. – pp. 1-9. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/80377-MS

55. Sheikholeslami R. Kinetics and thermodynamics of calcium carbonate and calcium sulfate at salinities up to 1.5 M / R. Sheikholeslami, H.W.K. Ong // Desalination. – 2003. – Vol. 157. – No. 1-3. – pp. 217-234.

56. Shen D. Control placement of scale inhibitors in the formation with stable Ca – DTPMP nanoparticle suspension and its transport porous media / D. Shen, P. Zhang, A.T. Kan, et al. // Presented at the SPE International Oilfield Scale Conference. – 28-29 May 2008. – Aberdeen, UK. – pp. 249-269. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/114063-MS

57. Shokrollahi A. Rigorous modeling of permeability impairment due to inorganic scale deposition in porous media / A. Shokrollahi, H. Safari, Z Esmaeili Jaghdan, et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 130. – pp. 26-36.

58. Sorbie K.S. A general coupled kinetic adsorption/precipitation transport model for scale inhibitor retention in porous media: I. Model formulation / K.S. Sorbie // Presented at the SPE International Conference on Oilfield Scale. – 26-27 May 2010. – Aberdeen, UK. – pp. 295-308. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/130702-MS

59. Sousa M.F.B. Fast evaluation of inhibitors for calcium carbonate scale based on pH continuous measurements in jar test at high salinity condition / M.F.B. Sousa, F. Signorelli, C.A. Bertran // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 147. – pp. 468-473. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.09.007

60. Stamatakis E. An integrated radiotracer approach for the laboratory evaluation of scale inhibitors performance in geological environments / E. Stamatakis, C. Chatzichristos, J. Sagen, et al. // Chemical Engineering Science. – 2006. – Vol. 61. – No. 21. – pp. 705-706. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.ces.2006.07.034

61. Sutherland L. Enhancing scale inhibitor squeeze retention with additives / L. Sutherland, M. Jordan // Presented at the SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. – 11-12 May 2016. – Aberdeen, UK. – pp. 1-17. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/179888-MS

62. Tahmasebi H.A. Dimensionless correlation for the prediction of permeability reduction rate due to calcium sulphate scale deposition in carbonate grain packed column / H.A. Tahmasebi, R. Kharrat, M. Soltanieh // Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. – 2010. – Vol. 41. – No. 3. – pp. 268-278. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.jtice.2009.11.006

63. Tang Y. Investigation of CaCO3 scale inhibition by PAA, ATMP and PAPEMP / Y. Tang, W. Yang, X. Yin, et al. // Desalination. – 2008. – Vol. 228. – No. 1-3. – pp. 55-60. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.desal.2007.08.006

64. Tantayakom V. Kinetic study of scale inhibitor precipitation in squeeze treatment / V. Tantayakom, H.S. Fogler, P. Charoensirithavorn, S. Chavadej // Crystal Growth & Design. – 2005. – Vol. 5. – No. 1. – pp. 329-335. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1021/cg049874d

65. Thomas W.S. Coupled adsorption/precipitation tests with a phosphonate inhibitor and carbonate substrate / W.S. Thomas, K.S. Sorbie, M.A. Singleton // Presented at the SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. – 14-15 May 2014. – Aberdeen, UK. – pp. 408-419. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/169779-MS

66. Vazquez O. A two-phase near-wellbore simulator to model non-aqueous scale inhibitor squeeze treatments / O. Vazquez, E. Mackay, K. Sorbie // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 82-83. – pp. 90-99. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.030

67. Veloso C.B. Scale inhibitor adsorption studies in rock sandstone type / C.B. Veloso, Á.N.A. Silva, T.T.G. Watanabe, et al. // Adsorption. – 2014. – Vol. 20. – No. 8. – pp. 977-985. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1007/s10450-014-9643-7

68. Yan C. Systematic study of barite nucleation and inhibition with various polymeric scale inhibitors by novel laser apparatus / C. Yan, A.T. Kan, F. Zhang, et al. // SPE Journal. – 2015. – Vol. 20. – No. 3. – pp. 642-651. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.2118/169787-PA

69. Yan F. Adsorption and precipitation of scale inhibitors on shale formations / F. Yan, F. Zhang, N. Bhandari, et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 136. – pp. 32-40. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.001

70. Zhang H.-P. Biodegradable carboxymethyl inulin as a scale inhibitor for calcite crystal growth: Molecular level understanding / H.-P. Zhang, X.-G. Luo, X.-Y. Lin, et al. // Desalination. – 2016. – Vol. 381. – pp. 1-7. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1016/j.desal.2015.11.029

71. Zhang P. Enhanced transport of novel crystalline calcium-phosphonate scale inhibitor nanomaterials and their long term flow back performance in laboratory squeeze simulation tests / P. Zhang, A.T. Kan, M.B. Tomson // RSC Advances. – 2016. – Vol. 6. – No. 7. – pp. 525-526. Режим доступу: http://dx.doi.org/10.1039/C5RA19618C