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
_____
_____

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Удосконалення технології кислотної дії на високотемпературні карбонатні пласти»

Пояснювальна записка

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

Виконавець роботи
Литвин Д.Д.
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, доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Дмитренко В.І
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом
К.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Петруняк М.В
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. директора Нафтогаз
"17" 01 2025 року

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

Литвин Дмитро Дмитрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *Удосконалення технології кислотної дії на високотемпературні карбонатні пласти*
Керівник роботи Мирний Вадим Іванович, старший викладач
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №818-ф,а
2. Строк подання студентом роботи 17.01 2025 року
3. Вихідні дані до роботи *1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи. 3. Проєкти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ та інші технологічні схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.*
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Анотація. Вступ
1. Аналіз сучасного стану і перспективи розвитку кислотних обробок пластів.
2. Теоретичне обґрунтування комплексного підходу при проєктуванні кислотних обробок для геолого-фізичних умов Компанського НГКР.
3. Методика та результати лабораторних досліджень.
4.Обґрунтування дизайну кислотного впливу на пласт з використанням комплексних сповільнюючих складів.
5.Дослідно-промислові випробування.
Загальні висновки
Список використаних джерел
5. Перелік графічного матеріалу
Презентація із демонстрацією результатів наукової робот.

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, доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій Дмитренко В.І.		
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, кафедри нафтогазової інженерії та технологій Петруняк М.В.		

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 _____ **Литвин Д.Д**
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ 7

ВСТУП 8

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ КИСЛОТНИХ ОБРОБОК ПЛАСТІВ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ 12

1.1 Аналіз застосування сучасних технологій кислотної дії та їх модифікацій у різних геолого-фізичних умовах пласта 12

1.2 Особливості кислотної обробки та модифікатори кислотних складів у карбонатних колекторах 27

1.3 Аналіз принципів проєктування кислотних обробок карбонатних колекторів 36

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень 39

РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ КИСЛОТНИХ ОБРОБОК ДЛЯ ГЕОЛОГО-ФІЗИЧНИХ УМОВ КОМПАНСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА 41

2.1 Загальна характеристика району проведення проєктних робіт 41

2.2 Коротка геологічна характеристика Компанського нафтогазоконденсатного родовища 45

2.3 Аналіз ефективності застосованих методів обробки привибійної зони на Компанському нафтогазоконденсатному родовищі 50

2.4 Аналізфакторів, що впливають на зниження ефективності кислотної обробки 53

2.4.1 Кольматація ПЗП сполуками заліза, органічними осадами, утворення емульсій під час проведення кислотних обробок 55

2.4.2 Вплив глибини проникнення соляно-кислотної обробки в пласт на ефективність процесу 63

2.4.3 Особливості впливу кислотними композиціями на неоднорідний пласт 67

2.5 Обґрунтування методичного підходу при виборі дизайну кислотної обробки видобувних свердловин 68
2.6 Висновки з розділу 2 69
РОЗДІЛ 3. МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КОМПЛЕКСНИХ СПОВІЛЬНЮЮЧИХ КИСЛОТНИХ СКЛАДІВ 71
3.1 Визначення сумісності кислотних композицій зі зразками нафти досліджуваного об'єкта 72
3.2 Визначення сумісності кислотних складів із попутньою водою та рідиною глушіння 74
3.3 Визначення температури застигання кислотних складів 76
3.4 Визначення термостабільності кислотних складів при пластовій температурі 77
3.5 Визначення ризиків утворення вторинних відкладів під час взаємодії кислотних складів із карбонатом кальцію 78
3.6 Обґрунтування застосування розчинників як роздільної облямівки під час кислотного впливу 79
3.7 Дослідження корозійної активності кислотних складів 84
3.8 Визначення швидкості реакції кислотних складів зі зразками гірської породи досліджуваних об'єктів 86
3.9 Висновки з розділу 3 90
РОЗДІЛ 4. ОБҐРУНТУВАННЯ ДИЗАЙНУ КИСЛОТНОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТ З ВИКОРИСТАННЯМ КОМПЛЕКСНИХ СПОВІЛЬНЮЮЧИХ СКЛАДІВ 91
4.1 Розрахунок ефективності кислотної обробки для вертикальних і горизонтальних свердловин 91
4.2 Висновки з розділу 4 100
РОЗДІЛ 5. ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ КИСЛОТНОГО ВПЛИВУ З ВИКОРИСТАННЯМ КОМПЛЕКСНИХ КИСЛОТНИХ СКЛАДІВ 101

5.1 Обґрунтування технологічних параметрів соляно-кислотної обробки на основі застосування комплексних уповільнених кислотних складів для умов Компанського НГКР 101
5.2 Техніка і технологія проведення кислотних обробок із застосуванням комплексних уповільнених кислотних складів 109
5.2.1 Вибір свердловин-кандидатів для проведення соляно-кислотних обробок 109
5.2.2 Підготовка свердловин до проведення дослідно-промислових випробувань і розрахунок технологічних параметрів оброблення свердловин комплексними сповільненими кислотними складами 111
5.3 Проведення дослідно-промислових випробувань кислотного впливу з використанням комплексних кислотних складів для умов Компанського НГКР 117
5.4 Аналіз технологічної ефективності дослідно-промислових випробувань технології кислотної обробки комплексними сповільненими кислотними складами 123
5.5 Висновки з розділу 5 123
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 125
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 127

АНОТАЦІЯ

Литвин Д.Д. Удосконалення технології кислотної дії на високотемпературні карбонатні пласти. 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 аналізу сучасного стану і перспективам розвитку кислотних обробок пластів, а також розробці технології інтенсифікації припливу нафти до свердловини шляхом застосування комплексних уповільнених кислотних складів (КУКС) для умов високотемпературних карбонатних колекторів.

Магістерська робота складається з п’яти частин. У першому розділі виконано аналіз сучасного стану і перспективи розвитку кислотних обробок пластів. Проаналізовано застосування сучасних технологій кислотної дії та їх модифікацій у різних геолого-фізичних умовах пласта.

У другому розділі здійснене теоретичне обґрунтування комплексного підходу при проєктуванні кислотних обробок для геолого-фізичних умов Компанського НГКР.

Третій розділ присвячений методиці та результам лабораторних досліджень комплексних сповільнюючих кислотних складів.

У четвертому розділі здійснене обґрунтування дизайну кислотного впливу на пласт з використанням комплексних сповільнюючих складів. Проведено розрахунок ефективності кислотної обробки.

У п’ятому розділі було проведено дослідно-промислові випробування кислотного впливу з використанням комплексних кислотних складів, обґрунтувано технологічні параметри соляно-кислотної обробки.

Ключові слова: кислотна обробка пластів, соляна кислота, карбонатні високотемпературні пласти, родовище.

ВСТУП

Актуальність теми. Протягом останніх років у нафтовій промисловості України спостерігається стійка тенденція до погіршення структури запасів нафти, що проявляється у збільшенні частки важковидобувних запасів з ускладненими геолого-фізичними умовами (ГФУ), зокрема карбонатних колекторів з низькою проникністю та високою пластовою температурою. Збільшення ефективності розробки карбонатних колекторів є актуальним завданням, яке тісно пов'язане із застосуванням різних методів впливу на привибійну зону пласта (ПЗП). Одним із найефективніших методів впливу на ПЗП є застосування різних кислотних складів (КС), проте успішність їх застосування не перевищує 50 %.

Проблема низької ефективності застосування наявних КС і технологій на їх основі пов'язана з недостатнім урахуванням впливу ГФУ об'єктів розробки і, відповідно, адаптацією технології для конкретних умов. Тому вибір оптимальної технології та ефективних КС є надважливим завданням, і пошук у цьому напрямі здійснюється за допомогою системного підходу до технології кислотного впливу (КВ) загалом і реагентів зокрема.

Незважаючи на чисельні публікації, які стосуються проблеми кислотних обробок карбонатних колекторів, багато її аспектів потребують додаткових досліджень, теоретичних осмислень і практичної реалізації, тому розглянута тема безумовно зберігає актуальність.

Мета роботи – розробка технології інтенсифікації припливу нафти до свердловини шляхом застосування комплексних уповільнених кислотних складів (КУКС) для умов високотемпературних карбонатних колекторів.

Для досягнення зазначеної мети поставлено такі **завдання**:

1. Установити характер впливу різних геолого-фізичних чинників і видів кольматації привибійної зони пласта на ефективність кислотних обробок карбонатних колекторів.

2. Узагальнити результати застосування немодифікованих солянокислотних обробок на Компанському нафтогазоконденсатному родовищі (НГКР) та виявити ускладнення, що виникають під час кислотного впливу (випадіння важких компонентів нафти, висока швидкість реакції з породою пласта), що знижують ефективність кислотного впливу, й обґрунтувати напрями пошуку підвищення ефективності процесу.

3. Провести фізико-хімічні та фільтраційні дослідження з обґрунтуванням оптимальних кислотних складів сповільненої дії для умов високотемпературних карбонатних колекторів та обґрунтувати технологічний процес, який дає змогу регулювати швидкість реакції модифікованих кислотних складів з породою та запобігати процесам відкладення важких компонентів нафти, органічних та неорганічних солей.

4. Обґрунтувати дизайн впливу кислотною композицією на пласт з урахуванням кінетики процесу розчинення мінералів породи і ризиків випадання важких компонентів нафти.

5. Спрогнозувати оптимальні параметри процесу і технологічного ефекту із застосуванням результатів фізико-хімічних досліджень, з подальшою адаптацією на чотирьох дослідних свердловинах Компанського НГКР.

Об'єкт дослідження – процес технології кислотної дії на високотемпературні карбонатні пласти.

Предмет дослідження – технологія інтенсифікації видобутку нафти за рахунок впливу кислотними композиціями на карбонатні пласти.

Методи дослідження: поставлені завдання вирішувалися на підставі аналізу застосування технологій КО і КС у світовій практиці, вивчення механізму їхньої дії, проведення лабораторних досліджень КС, розрахунок і оптимізація проєкту КО за допомогою математичної моделі.

Наукова новизна:

1 Для інтенсифікації припливу нафти до свердловини експериментально встановлені константи швидкості реакції різних органічних і неорганічних кислот, які містять модифікуючі добавки на основі ПАР і хелатних сполук, із

карбонатною гірською породою, яка складається з 90 % доломіту, при пластовій температурі, яка дорівнює 90 °С; оптимальні швидкості закачування кислотних складів (КС) у пласт та залежність довжини утворення каналу розчинення від зазначених величин.

2 Встановлено функцію розподілу ймовірності випадання високомолекулярних сполук з нафти під час впливу 12 %-го розчину соляної кислоти на зразки нафти залежно від масового співвідношення смол до асфальтенів, яка використовується для прогнозування ризиків відкладення в привибійній зоні пласта карбонатних пластів.

Практичне значення отриманих результатів:

1. Розроблено інструкцію на обробку привибійної зони видобувних свердловин кислотними композиціями уповільненої дії.

2. Розроблено технологію проведення кислотної обробки (КО) із застосуванням комплексних уповільнених кислотних складів (КУКС) під час освоєння свердловин після буріння та повторних кислотних обробок.

3. Запропоновано методику оцінювання ефективності КО свердловини з урахуванням залежності скін-фактора від швидкості закачування і константи швидкості реакції КС з породою для конкретної свердловини.

Особистий внесок автора полягає в наступному:

- аналіз вітчизняних та іноземних науко-технічних джерел за напрямком роботи;
- обґрунтування мети та задач досліджень;
- методика визначення ризиків випадання важких компонентів нафти при впливі на неї соляної кислоти залежно від масового співвідношення смол до асфальтенів;
- планування та реалізація лабораторних досліджень комплексних сповільнюючих кислотних складів;
- обґрунтування технології інтенсифікації припливу нафти до свердловини.

Структура та обсяг роботи. Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, п’яти розділів, загальних висновків, списку використаних джерел з 62

найменувань на 7 стор. Загальний об'єм роботи 133 стор., у т. ч. 126 стор. основного тексту, 31 табл. і 44 рис.

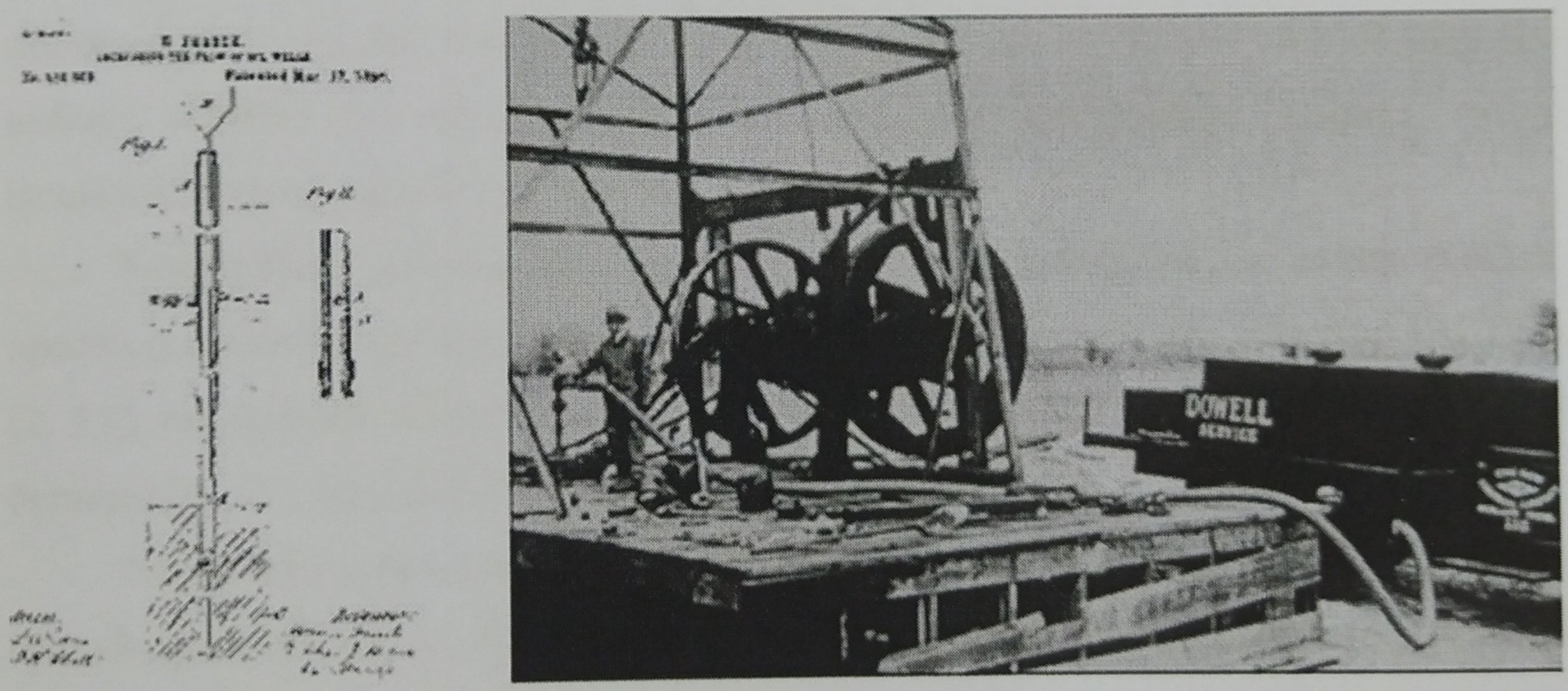
Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Магістрант щиро вдячний своєму науковому керівнику старшому викладачу Вадиму Івановичу Мирному.

Лабораторні дослідження фізико-хімічних властивостей технологічних рідин також виконувались у науковій лабораторії Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ КИСЛОТНИХ ОБРОБОК ПЛАСТІВ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Аналіз застосування сучасних технологій кислотної дії та їх модифікацій у різних геолого-фізичних умовах пласта

Практика кислотної обробки має таку ж тривалу історію, як і саме буріння свердловин [6]. Вперше кислоту для впливу на пласт застосувала компанія Огайо Ойл у 1895 році [6, 56]. Патент на кислотну обробку (КО) вапняку був отриманий роком пізніше Компанією Стандарт Ойл [36]. На рис. 1.1, *а* представлено фрагмент розглянутої технології. Незважаючи на те, що вдалося домогтися значного збільшення обсягів видобутку, виявилося, що кислотні розчини спричиняють надзвичайно сильну корозію свердловинного устаткування, і цей метод було забуто, тому його не застосовували протягом 30 років [56].



а) б)

Рис. 1.1 Фрагмент першого патенту на КО [50] (а); перші КО, здійснені компанією Дауелл – підрозділом Дау Кемікал у 1932 р. [31] (б)

У 1931 р. Джон Гріб із компанії Дау Кемікал виявив, що миш'як сповільнює вплив соляної кислоти на метал. Через три роки комерційні послуги з КО почала надавати компанія Галлібуртон Ойл Велл Сементінг.

Як показав аналіз промислового матеріалу, існує безліч технологій із застосуванням модифікованих кислот, призначених для КО, що характеризуються високим ступенем успішності. Проте, за оцінками різних авторів, успішність обробок змінюється в діапазоні від 60 % до 80 %, а для повторних обробок – менше 50 % [22].

Аналіз динаміки патентування [18, 19, 20] засвідчив інтерес до проблеми, що безсумнівно, підтверджує її актуальність. Вирішення проблем, що виникають під час реалізації технології змінилися в бік збільшення кількості складних і наукомістких технологій і складів.

Останніми роками зарубіжні дослідники виявляють підвищену активність до моделювання КО, наприклад [7], тоді як вітчизняні дослідники виявляють інтерес до сервісного супроводу кислотного впливу. Існує кілька модифікацій технологій проведення КО, що враховують особливості геолого-фізичних характеристик об'єктів впливу. Методики реалізації КО вирізняються простотою проведення та досить високою ефективністю впливу за умови обґрунтованого вибору об'єкта та врахування геолого-фізичних критеріїв і дають змогу інтенсифікувати видобуток нафти.

Традиційно розрізняють такі види КО: солянокислотна ванна (СКВ); проста (малооб'ємна) КО; великооб'ємна селективна кислотна обробка (ВСКО) [2, 34]; кислотний гідророзрив пласта (КГРП) [36, 39]; технологія кислотного буріння [19, 27, 48, 53, 56]; КО закритих тріщин [58, 59].

Також КО можна класифікувати таким чином: проста КО; поінтервальна (ступінчаста) КО [6, 51, 42, 52]; КО під тиском [51, 42]; КО в динамічному режимі [49, 51]; термокислотна обробка (ТКО) і термохімічна обробка (ТХО) ПЗП [49, 53].

Розглянемо деякі кислотні обробки більш детально. Так, поінтервальна соляно-кислотна обробка (СКО) або ступінчаста СКО – це послідовні обробки

декількох інтервалів пласта значної потужності (спрямовані КО). Існує ціла низка методик селективної поінтервальної обробки, представлених на рис. 1.2.

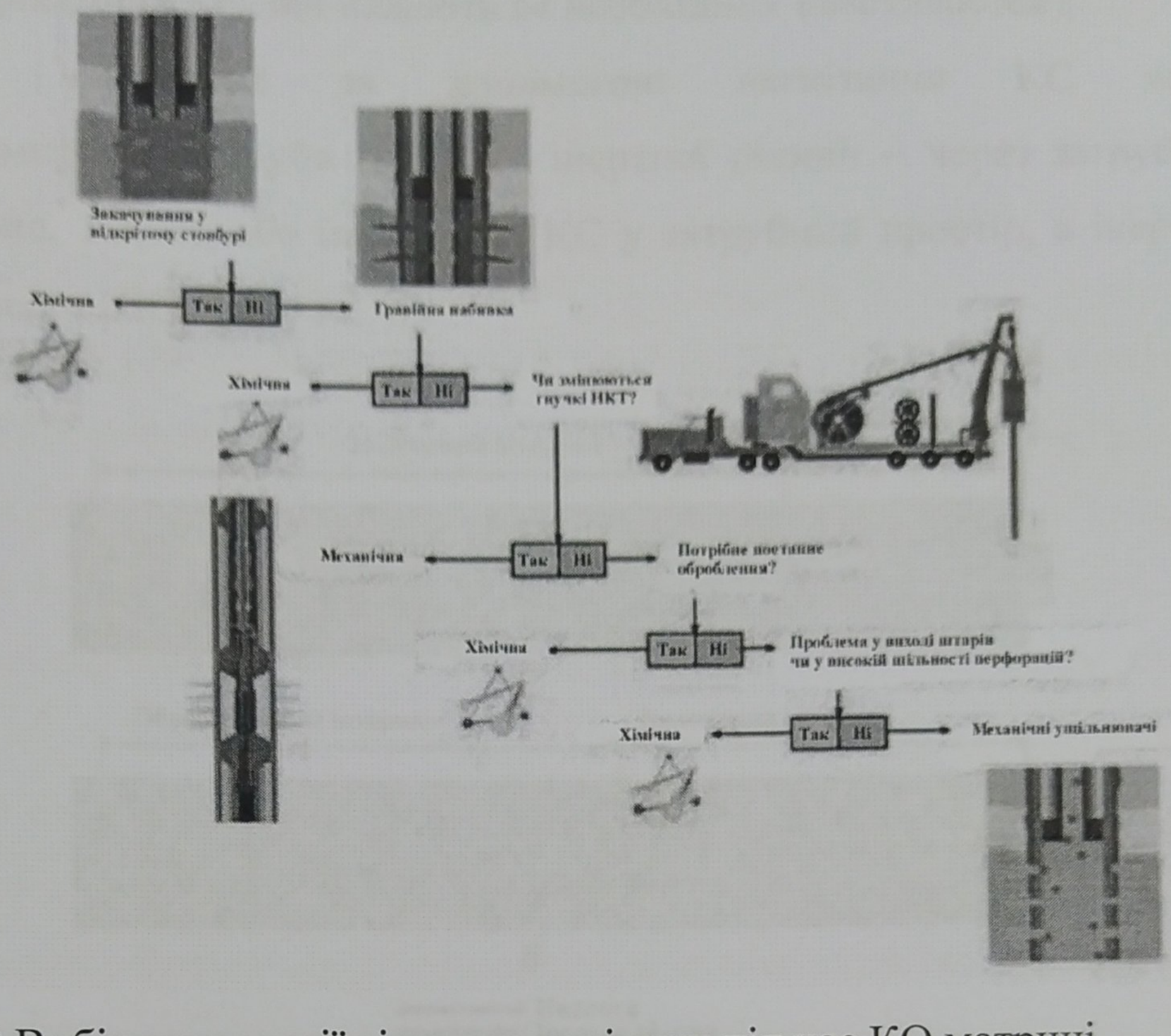


Рис. 1.2 Вибір технології відхилення рідини під час КО матриці

У роботі [42] узагальнено різні варіанти розміщення кислоти із застосуванням технологій потоковідхилення, класифікуючи методи за такими категоріями:

- метод із використанням технології MAP/DIR (maximum pressure differential and injection rate, тобто максимальні тиск закачування і швидкість нагнітання) [28, 42];
- методи механічної ізоляції: глухий пакер або цементний міст, пакер, комбінований метод із використанням і глухого пакера, і звичайного пакера;
- метод використання ущільнювальних кульок;
- метод використання гнучких насосно-компресорних труб ГНКТ;

– методи хімічного відхилення (існують у вигляді двох варіантів: реагентів-відхилювачів, що закачуються в інтервали, які захищаються, перед стадією КО; модифікаторів КС, що надають їм необхідних властивостей);
– захищене нагнітання за допомогою нагнітання КС через насоснокомпресорні труби (НКТ), а інертної рідини – через затрубний простір (рис. 1.3, *а*), або нагнітання КС у затрубний простір, а інертної рідини – через НКТ (рис. 1.3, *б*).

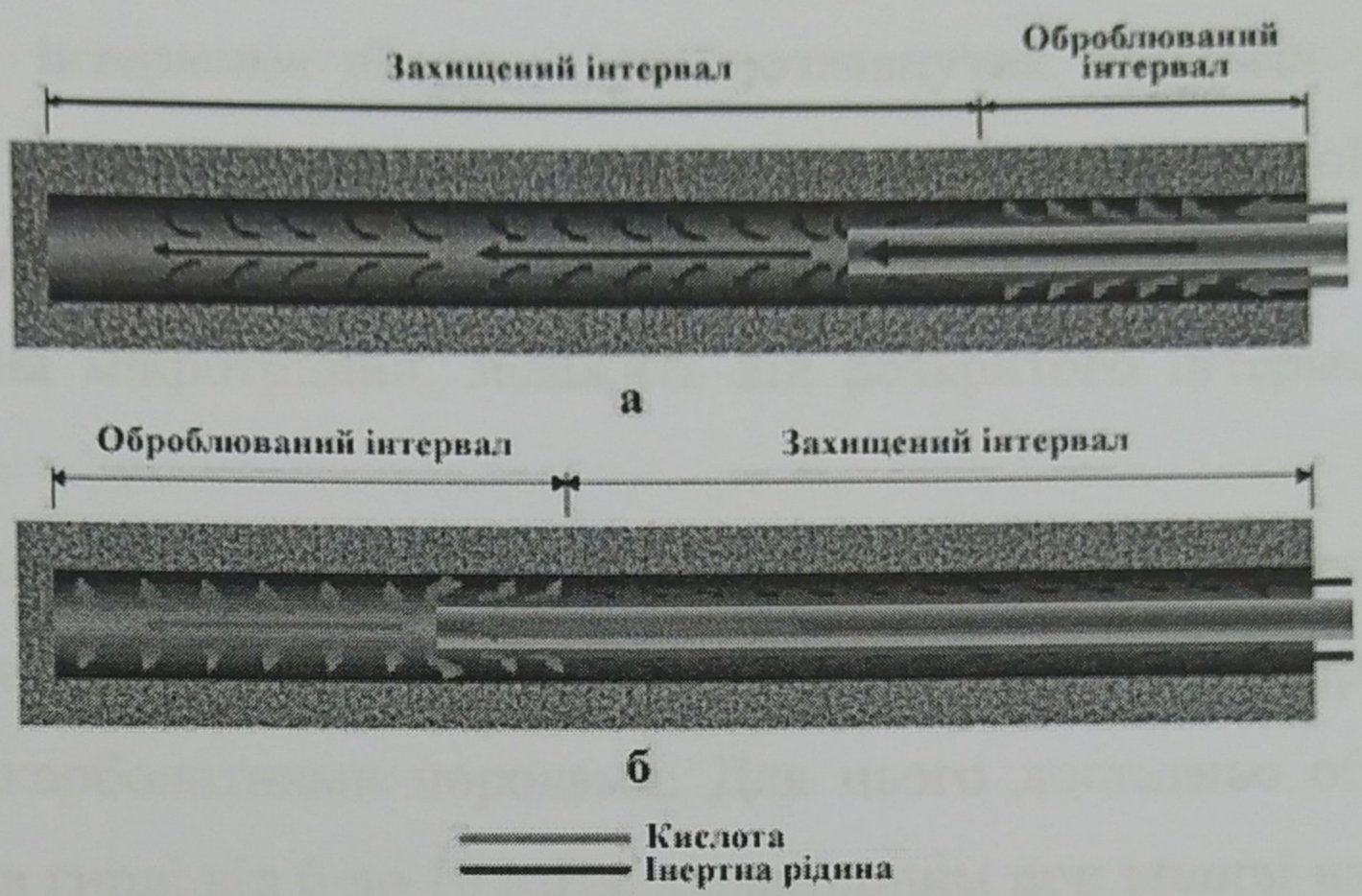


Рис. 1.3. Два приклади КО необсадженого стовбура горизонтальної свердловини з використанням захищеного нагнітання [42]

У роботі [46] наведено огляд промислових випробувань різних методів кислотного відхилення із застосуванням симулятора розміщення рідин у пластовій системі.

Для досягнення найкращого відхилення можуть використовуватися одночасно кілька методів: використання ГНКТ, хімічне відхилення і застосування технології MAP/DIR [45].

Далі розглянемо деякі технології КО під тиском більш детально. Так, закачування розчинів кислоти в привибійну зону свердловин під тиском дає змогу реагенту проникати в поровий простір продуктивних порід у глибину пласта, не витрачаючи значну частку кислоти на збільшення діаметрів каналів

розчинення в прилеглій частині ПЗП. У ході реалізації технології слід підтримувати тиск на максимальному рівні, не допускаючи гідророзриву пласта (ГРП) за умови зростання швидкості закачування кислоти (технологія MAP/DIR) [42].

Безумовно найбільшою ефективністю характеризуються швидкісні високонапірні КО, особливо для свердловин, що експлуатують тріщинно-пористі колектори, при дотриманні режиму активізації процесу утворення системи мікротріщин. При виконанні зазначеної умови відбувається обробка всіх тріщинуватих інтервалів пласта. Суть розглянутих процесів у такому: розкриття мікротріщин відбувається з верхніх інтервалів ефективної товщини пласта. При цьому вибір тиску закачування робочої рідини, зумовлений процесом утворення мікротріщин, залежить від розкритого інтервалу пласта [44].

Необхідно зазначити, що КО під великим тиском не слід виконувати при первинних обробках продуктивного пласта, представленого слабопроникними низькопористими карбонатними породами. Для цього достатньо обмежитися перепадом тиску на гирлі від 6 до 10 МПа, характерним при впливі на зазначені колектори.

Спочатку на свердловині проводять звичайні підготовчі заходи: видалення парафінових відкладень, ізоляцію обводнених прошарків або створення на вибої стовпа важкої в'язко-пружної рідини в межах інтервалу пласта свердловини, що обводнився. Зазвичай перед проведенням СКО під тиском продуктивний пласт вивчають із застосуванням геофізичних досліджень із метою виявлення поглинаючих прошарків та їхньої товщини. Для збереження обсадної колони від високого тиску біля покрівлі пласта на НКТ встановлюють пакер з якорем.

Наступна технологія, яку розглянуто в роботі, представлена КО в динамічному режимі. Вона відрізняється тим, що після закачування кислоти в карбонатний пласт проводиться ступінчаста зміна тиску із загальною тенденцією до збільшення швидкості закачування [9].

Під час проведення КО традиційним способом кислотний розчин закачують у пласт згідно з обраною технологією, яка обумовлює тиск і швидкість закачування. Після потрапляння розчину в пласт кислота вступає в реакцію з карбонатами.

Взаємодія соляної кислоти особливо з пористими кавернозними карбонатними породами на межі розділу твердої та рідкої фаз у початковий момент протікає з великою швидкістю. Надалі на межі розділу утворюється поверхневий шар насиченої породи і нерозчинних продуктів, який значно уповільнює підхід свіжих порцій кислоти до зони реакції. У цьому випадку карбонати розчиняються лише за рахунок дифузії молекул хлористого водню. Після закінчення певного часу розчинення порід може практично повністю припинитися. Описаний механізм реакції соляної кислоти з карбонатними породами підтверджується багатьма авторами, а також дослідженнями, проведеними в лабораторних умовах.

Лабораторними дослідженнями, виконаними з метою визначення швидкості розчинення вапняку, підтверджено, що швидкість реакції зростає в кілька разів при динамічному режимі розчинення за інших рівних умов. З цього випливає, що в пластових умовах необхідно дотримуватися схожих режимів, за яких регулярно спостерігалося руйнування або запобігання утворенню екранувального шару, що формується на поровій поверхні. Цей підхід дасть змогу забезпечити додатковий приплив кислоти на границі контакту останньої з породою. При зменшенні тиску на вибої відбувається винесення продуктів взаємодії кислоти з породою.

Динамічний режим обробки в карбонатних колекторах, особливо високотемпературних, вимагає безперервного закачування КС сповільненої дії, починаючи з мінімальної швидкості та закінчуючи на максимально допустимій за технологічними параметрами свердловини, якщо немає обмежень за геологією (прорив у водо- і газонасичені зони). Продукти реакції витягають через проміжок часу, зумовлений активністю КС у цих умовах.

Технологічну схему проведення КО із застосуванням струминного насоса представлено на рис 1.4. У свердловину на НКТ 1 спускають струменевий насос 2 і пакер 3. За відсутності струминного насоса КО пласта в динамічному режимі можна здійснювати за допомогою компресора та спеціального клапанного пристрою [10].

Розроблені технологічні схеми здійснення КО в динамічному режимі, а також результати дослідно-промислових випробувань (ДПВ) свідчать про ефективність цього способу обробки ПЗП. Особливо це стосується пластів з високою початковою температурою, коли швидкість реакції висока (реакція соляної кислоти з карбонатами). Продукти, що утворюються, необхідно якомога швидше видаляти із зони взаємодії.

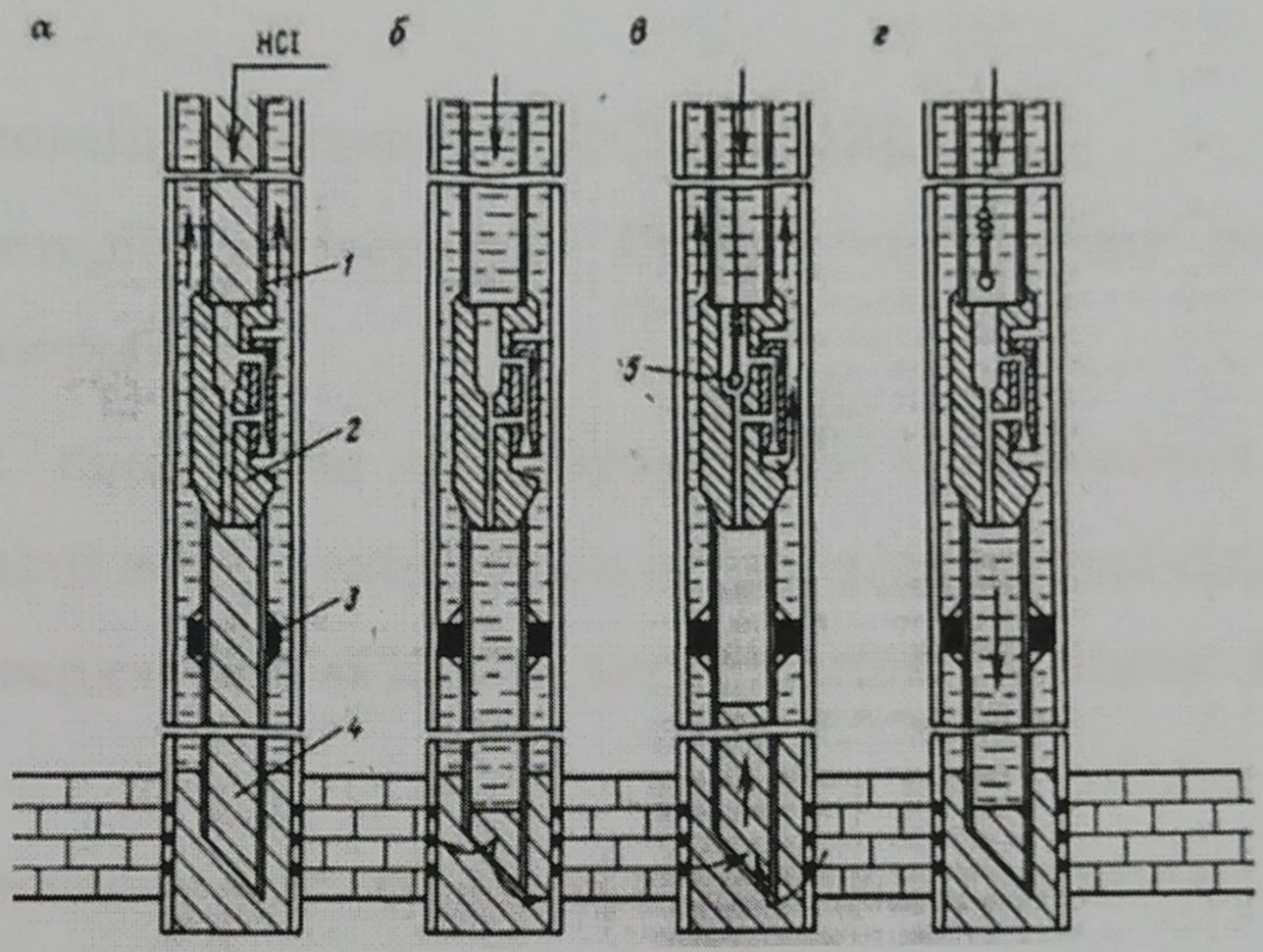


Рис. 1.4 Технологічна схема здійснення КО пласта в динамічному режимі з використанням струменевого насоса [51]:

а – розташування підземного обладнання у свердловині, заповнення НКТ кислотним розчином; б – запакерування простору, закачування кислотного розчину в пласт; в – спуск у НКТ кульового клапана, прокачування рідини через струменевий насос (створення депресії); г – підведення кульового клапана і закачування кислотного розчину в пласт; 1 – НКТ; 2 – струменевий насос; 3 – пакер; 4 – хвостовик; 5 – кульовий клапан; 6 – продавлювальна рідина; 7 – розчин кислоти

Застосування ВСКО дає змогу значно збільшити дебіт свердловин, приурочених до карбонатних колекторів. При цьому соляна кислота при взаємодії з карбонатною породою не реагує з поровим простором повною мірою, проте формує в породі великі високопроникні канали. У розглянутому процесі скін-ефект може змінюватися в діапазоні від -2 до -5, залежно від щільності тріщин, пористості, компонентів КС, а також техніки та технології його застосування. Радіус впливу ВСКО перевищує 2 м від стовбура свердловини (за умови радіального поширення), а витрата КС перевищує 2 м^3 на погонний метр перфорованого інтервалу. Наприклад, за товщини продуктивного пласта 10 м і об'єму КС, починаючи з 20 м^3, технологія може бути охарактеризована як ВСКО. Тріщинуваті колектори вимагають кратного (у 3-6 разів) збільшення об’єм КС [12].

Основними умовами ефективності ВСКО є [12]:

- рахування критеріїв застосування КО під час вибору першочергових свердловин-кандидатів;
- проєктування: порівняння лабораторних і промислових досліджень; визначення зміни дебітів свердловин під час проведення гідродинамічних досліджень свердловин (ГДДС); моделювання процесу й оптимізації дизайну;
- управління процесом фільтрації: обробка за пропластками; застосування кислотного складу з уповільненням процесу – нафтокислотних емульсій (НКЕ), кислотовмісних полімерних композицій, що гелюються всередині пласта;
- дотримання оптимального дизайну обробки.

Під час проєктування кислотного впливу слід брати до уваги геолого-фізичну характеристику колектора: його мінералогічний склад, проникність, стисливість і пористість гірської породи, в'язкість флюїдів і температуру.

Слід враховувати результати каротажу, петрофізику і динаміку показників розробки родовища для кращого розуміння проблем, пов'язаних із погіршенням фільтраційно-ємнісних характеристик породи колектора. Подальший аналіз

пов'язаний з вивченням історії обраних свердловин з подальшим визначенням фактичних параметрів і загальної ефективності КО.

Дослідження кернів, зокрема вивчення структури порового простору, фільтраційно-ємнісних властивостей і крайового кута змочуваності, сумісності породи з розчином глушіння та іншими технологічними рідинами, які планують застосувати, та інші дослідження дають змогу обгрунтувати КС для обробки свердловин.

Використання експериментальних даних у промислових умовах слід здійснювати з певними припущеннями, тому що при зростанні літологічних і структурних змін помітної ролі набувають обгрунтування оптимізації КС і дизайн його застосування.

При отриманні високопровідних каналів під час проведення КО найважливішими аспектами стають процеси управління фільтрацією, темпами закачування і швидкістю реакції з породою.

Управління фільтраційними процесами дає змогу підвищити успішність КО в тріщинно-порових колекторах і досягти високої віддачі з усіх нафтонасичених інтервалів пласта [43].

У стандартних КО застосовують або звичайну соляну кислоту, або модифікують її сповільнювачами [51], спільно з реагентами відхиляючого характеру [29]. Ізолюючий склад (відхилювач) блокує водонасичені/високопроникні інтервали пласта, змушуючи кислоту надходити в низькопроникні/нафтонасичені частини пласта.

При моделюванні кислотного впливу прогноз об’єму розчину кислоти здійснюють окремо для кожної свердловини конкретного родовища. Це завдання пов'язане зі значними труднощами, пов'язаними із залежністю об'ємів кислоти від чисельних чинників, таких як, геологією колектора, процесами розроблення і технологією процесу. Крім того, необхідно враховувати неоднорідність зони кольматування, коли тріщина перетинає пошкоджену частину привибійної зони.

Відмінною особливістю технічної організації ВСКО є необхідність застосування достатньої кількості обладнання та ємностей для накопичення у

великому обсязі КС для забезпечення безперервності процесу обробки. Доки всі необхідні компоненти не будуть сконцентровані на місці проведення робіт, оброблення не має розпочинатися.

Як зазначалося раніше, ВСКО дає значний успіх під час проведення її в карбонатних відкладеннях, з природною або набутою тріщинуватістю. У слабопроникних карбонатних колекторах ефективність процесу невисока. Проте високих результатів можна досягти під час проведення КГРП, тобто під час спільного процесу, що передбачає гідророзрив пласта і безпосередньо кислотний вплив на карбонатну породу.

КГРП виконують у карбонатних колекторах із низькою проникністю з метою збільшення їхньої провідності завдяки утворенню тріщин і збільшенню глибини обробки за простяганням продуктивного пласта. КГРП, що відбувається під час нагнітання рідин при тисках, більших, ніж тиск розриву породи, має на меті створення високопровідного каналу шляхом неоднорідного розчинення стінок тріщини. Щоб досягти високої ефективності КГРП, необхідно домогтися того, щоб канали після впливу кислоти залишалися відкритими. Після впливу кислоти в тріщині розчинення карбонатної породи відбувається швидке порівняно з іншими мінералами, під час змикання тріщини нерозчинені карбонати створюють перешкоду до їхнього змикання. Пустотний простір у каналах, що утворилися, створює так звані «канали провідності тріщини», тим самим забезпечуючи приплив нафти до свердловини, зокрема й високодебітної.

У м'яких карбонатах підтримання провідності тріщини, за рахунок новоутворених каналів, може бути недосяжним, оскільки під час подальшого розроблення може здійснюватися процес «схлопування» тріщини.

З огляду на наведені доводи, для розглянутих колекторів, як правило, використовують КГРП з дозакріпленням тріщини пропантом [43]. Внаслідок особливості породи об'єм пропанта може бути збільшений до 30 %.

Важливу роль у КС відіграють інгібітори корозії та добавки, функціонально спрямовані на зниження втрати кислоти через стінки тріщини, при обґрунтуванні яких враховують мінімізацію вторинної кольматації в ПЗП.

Безпосередній розмір тріщини визначається швидкістю реакції кислоти з породою і залежить від величини витоку кислоти в стінки тріщини.

Для умов утворення довгої тріщини використовують попереднє торкання гелю, але закачування на подальшій стадії КС може мати значні витоки через стінки тріщини, внаслідок чого глибина проникнення КС у тріщину знижується, що, своєю чергою, призводить до зниження ефекту [39]. Помічено, що довжина тріщини залежить від температури пласта. Причому зниження температури низькопроникного пласта призводить до збільшення її довжини. Саме для розглянутих цілей використовують добавки при проведенні КГРП, що знижують витоки рідини через «стінки тріщини».

У світі є значний досвід успішного застосування КГРП, написано кілька монографій у цій сфері [36, 37], серед яких слід звернути увагу на праці одного з провідних фахівців у галузі стимуляції свердловин Майкла Економідеса, що постійно оновлюються.

Стандартний метод обробки тріщин, як правило, дає хороші результати на карбонатних колекторах. Фронт кислоти проходить через відкриту тріщину і розчиняє поверхню тріщини нерівномірно таким чином, що структура утворених каналів стає розвиненою. Але найчастіше, коли ці канали, які були відкриті під тиском під час обробки, після обробки зменшуються і тріщина закривається [51].

Залежно від загальних геологічних умов, і головним чином, від сітки тріщин, якими розсічена в даному розрізі гірська порода, процес обробки виконується за двома технологічними різновидами [38].

Варіант 1. Сітка мікротріщин по всьому покладу і в околицях експлуатаційного вибою розподілена рівномірно. За таких умов робочою рідиною розклинюють природні мікротріщини в радіусі, що дорівнює 1 м від стінок свердловини, і кислотою розчиняють мінерали, якими тріщини виконані.

Витримавши під тиском суміш кислоти в пласті, далі дренуванням її видаляють із пласта. Коли в пробах рідини, що надходять, кислотність різко знижується і поступово зникає, приступають до виконання другого етапу процесу, а саме до закріплення тріщин твердим агентом.

Розмістивши в тріщині твердий агент, свердловину на деякий час залишають у спокої, за який стінки тріщин зблизяться, і тільки після цього можна приступити до гідродинамічних досліджень.

Розкритість тріщин у такому положенні буде тривало утримуватися в пласті упором із суміші високоміцного шліфзерну важкого корунду та кварцового піску, які транспортують стовбуром і вкладають у тріщину за допомогою в'язкої несучої рідини.

Також планується процес і у випадках, коли експлуатаційний вибій свердловини складений породами, розсіченими мікротріщинами, заповненими нафтою (природним газом), але які під час розкриття зімкнулися. Для відновлення первісної пропускної спроможності мікротріщини необхідно розкрити і закріпити твердим агентом на відстані від стінок не більше ніж 1 м, але вже за більш простою технологічною схемою без проміжних робіт з КО пласта.

Варіант 2. Сітка природних мікротріщин, якими розсічена порода в зоні експлуатаційного вибою свердловини, від головного напряму їхнього розвитку перебуває на деякій відстані, і мікротріщини свердловиною не перетинаються. Про можливість розсіченості масиву гірських порід мікротріщинами подібним чином можна зробити висновок за багатьма фактами, що часто зустрічаються в практиці нафтогазорозвідок [38].

Для цього випадку, вочевидь, кислотний розчин потрібно спрямовувати шляхом який доправить його до головного напрямку розвитку природних мікротріщин, але, вочевидь, не кількома каналами, а одним-двома, що мають значну протяжність.

Отже, відмінна риса цього процесу полягає в тому, що робоча рідина досягає зони пласта з високочастотною тріщинуватістю, унаслідок чого у свердловини з джерелом живлення встановлюється стійкий зв'язок [38].

Технологія КО закритих тріщин знайшла розвиток і в зарубіжних роботах. Було показано, що у свердловинах, у яких було раніше проведено ГРП, можна проводити повторне оброблення з використанням системи нагнітання кислоти в

«закриту» тріщину з тиском, який нижчий за тиск, необхідний для розкриття тріщини. Цей метод називається технологією CFA (closed fracture acidizing – обробка закритих тріщин) [34-36].

Даний процес нагнітання кислоти «в закриту тріщину» може розглядатися для застосування до будь-якого карбонатного пласта, який вже має тріщини, тому що кислота «вибирає» канали більшої провідності. Особливо це актуально в низькопроникних колекторах. Ці тріщини можуть мати таке походження [34]:

1 тріщини, створені безпосередньо перед обробкою закритої тріщини;

2 тріщини, створені раніше, внаслідок нагнітання кислоти в тріщину або ГРП;

3 природні тріщини.

На рис. 1.5 показано тривимірне зображення, отримане з набору двомірних зображень сканер-томографа, результату проникнення кислоти в перфораційний отвір. Видно, що кислота практично не проникає в низькопористу матрицю, а поширюється по отвору перфорації (аналог каверни) і тріщині. Лише після цього йде утворення каналів [35].

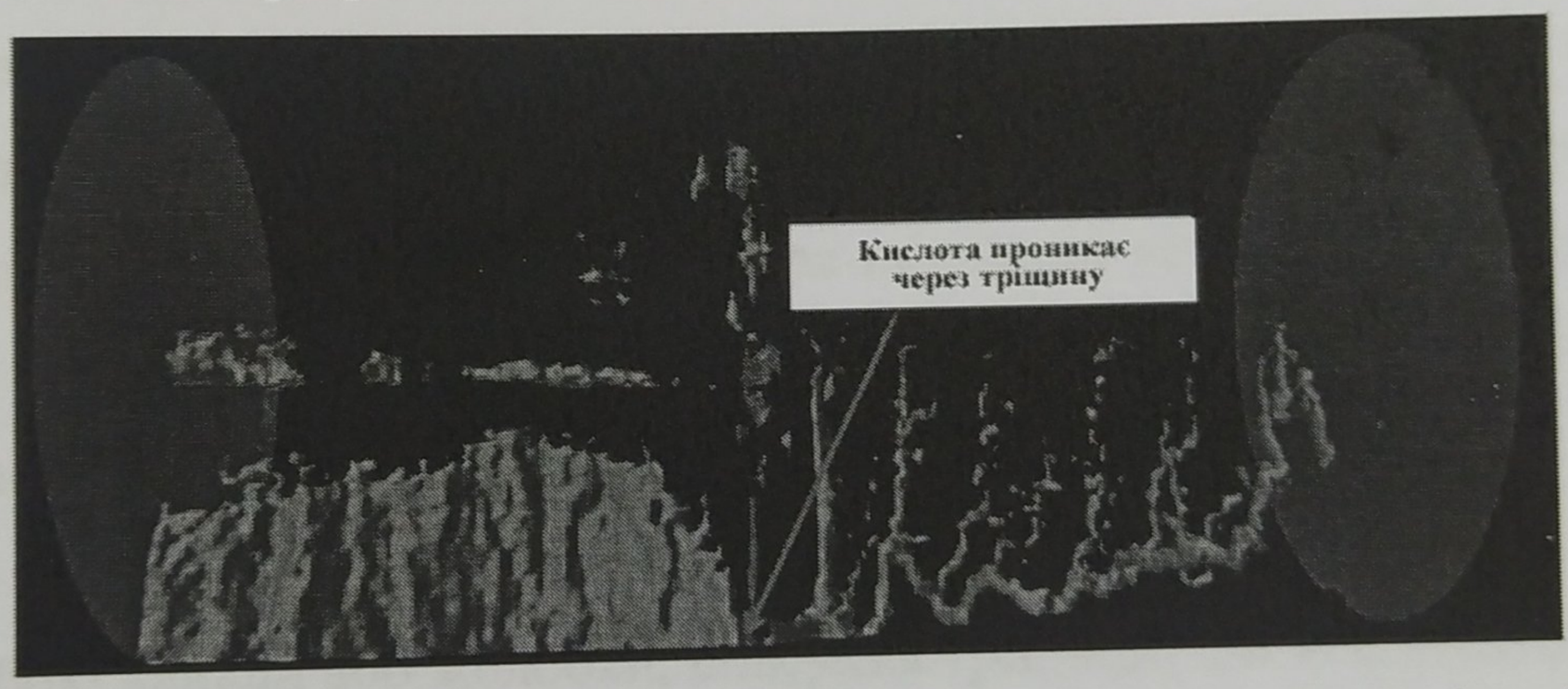


Рис. 1.5 Тривимірне томографічне зображення зразка вапняку після КО

Метод нагнітання кислоти в «закриті» тріщини спроєктований так, щоб дозволити кислоті текти через наявні «закриті» тріщини за тиску, нижчого за тиск розриву, шляхом утворення каналів. Потім формуються широкі канавки або канали на поверхні тріщини в міру того, як кислота закачується низькими темпами і розчиняє великі канали потоку. Ці канавки мають тенденцію

залишатися відкритими, зберігаючи хорошу провідність у жорстких умовах змикання, і вони також дають змогу легко виводити дрібні частинки або емульсії. Крім того, початкова тріщинувата система може являти собою природні тріщини, створені через операцію гідророзриву, або тріщини, створені і протравлені безпосередньо перед «закритою» обробкою.

Метод ґрунтується на нагнітанні кислоти через закриту або частково закриту тріщину на рівні або трохи нижче за тиск розкриття тріщини для запобігання відкриттю тріщини на помітну ширину. Кислота, що витікає з цієї закритої тріщини, можливо, в турбулентному потоці, швидко розчиняє більшу частину поверхні породи, ніж у випадку течії по відкритій тріщині. Крім того, для більшості карбонатних колекторів існують області або мінеральні прожилки, які мають різні швидкості реакції, в основному, за рахунок різної розчинності в соляній кислоті, складу породи або проникності. Ця умова зазвичай дозволяє одній ділянці розчинятися швидше, ніж прилеглим ділянкам. Ділянки або прожилки породи, що розчиняються кислотою з більшою швидкістю, стають більшими, і в дуже короткий період більша частина кислоти має тенденцію текти через них, створюючи тим самим канали або жолобки. За певних умов ці канали стають настільки великими, що кислота більше не перебуває в турбулентному потоці. Ці легко розчинні області колектора поширені відповідно до площини нашарування [16], якщо така є, яка в більшості випадків горизонтальна. Це, як правило, сприяє тому, що кислота тече радіально, а не вертикально.

Щойно кислота розчинила невелику частину поверхні тріщини, створивши відносно глибокі канали або жолобки, поверхня тріщини, що залишилася, може тримати цей канал відкритим в умовах високого гірничого тиску без повного руйнування каналу.

У роботі [62] зроблено порівняння різних дизайнів поєднання цієї технології з технологією КГРП на родовищі LN провінції Тарін Китаю з різною спрямованістю тріщин Ордовицького пласта.

Слід також зазначити недоліки методу CFA, які необхідно взяти до уваги:

1 поки що не розроблено способу моделювання або прогнозування кількості або протяжності протрує них каналів у випадку цієї технології;

2 відхилення за допомогою кульок може становити проблему за низьких швидкостей закачування та низького диференціального тиску за перфораціями; однак зазвичай цю проблему можна подолати, якщо використовувати ущільнювальні кульки невеликої ваги чи збалансованої густини та/або збільшуючи швидкість закачування, коли ущільнювальні кульки мають невелику вагу або збалансовану щільність; і/або збільшуючи швидкість закачування. Альтернатива – поінтервальна обробка.

Метод нагнітання кислоти в закриту тріщину не спрацює на певних типах карбонатних пластів, і їх важко позначити, спрогнозувати, якщо тільки не було проведено фільтраційні дослідження на кернах. Так, коли пласт має кілька зон, які не можуть дренуватися вертикально, фактично потрібно обробити кожну зону. Якщо одні перфораційні інтервали пов'язані з системою природних тріщин, а інші ні, то потоковідхилення при тиску, достатньому для розриву незв'язаних прошарків, є складним завданням.

Літературний огляд з обробки закритих тріщин показує змінний успіх обробок. Було знайдено, що для досягнення ефективності при обробці закритих тріщин для малопроникних пластів потрібно збільшити довжину тріщини, в той час як для проникних колекторів важливим є збільшення провідності тріщини [59]. Також свердловини з хорошою початковою проникністю є найкращими кандидатами для обробок [60]. У роботі [61] описано як успішні, так і неуспішні обробки з повторного розкриття тріщин у низькопроникному газовому колекторі та зробили висновок, що свердловини з гарною початковою продуктивністю є найкращими кандидатами для повторного розкриття тріщин.

Відмінні особливості поведінки тріщинного колектора сформульовано в роботах [7, 13]. Під час проведення опрацювання пласта з тріщинним типом колектора визначається не його приймальність, як у випадку колектора порового типу, а тиск розкриття тріщин. У колекторі тріщинуватого типу тиск розкриття тріщин важливий насамперед тим, що до його досягнення в пласті приймальність

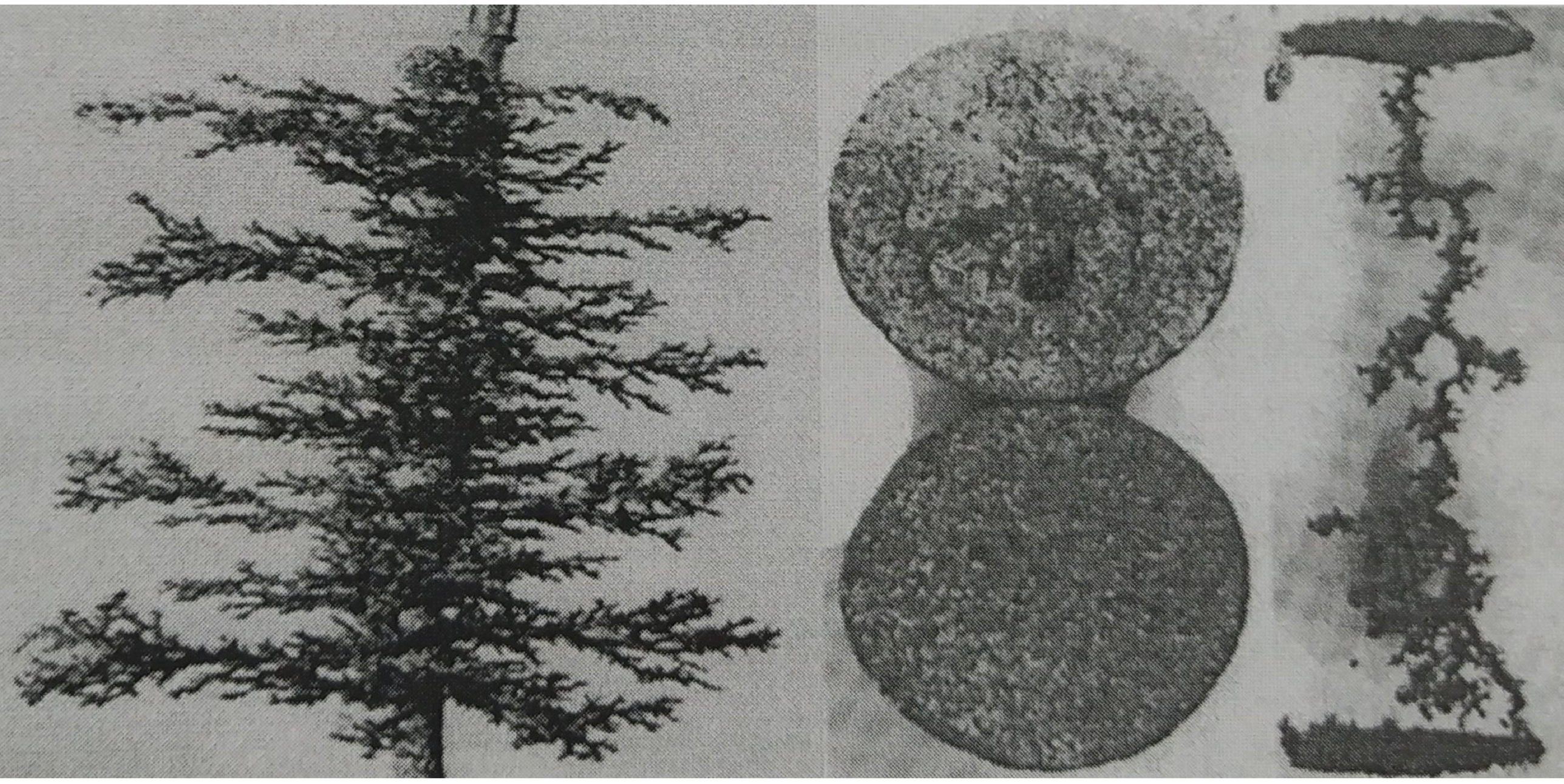
практично відсутня. На самому початку, коли починають проявлятися пружні властивості пласта, нагнітання рідини здійснюють за дуже малих витрат. Подальше нарощування тиску нагнітання призводить до нового якісного стану проникності ПЗП – виникає розкриття природних тріщин: тиск уже не зростає, а стрибкоподібно починає падати, супроводжуючись дедалі збільшуваним об'ємом робочої рідини, що закачується в пласт [7]. Там же, де на контурі стінки свердловини або поблизу нього природна тріщинуватість пласта відсутня, робоча рідина не надходитиме в пласт до тиску ГРП.

Створити мікротріщини дає змогу технологія ГРП з використанням НКЕ в поєднанні з вібродуговим впливом. Вона охоплює послідовність процесів, спрямованих на попереднє знеміцнення, декольматацію, розкриття наявних і створення зони нових мікротріщин під час вібродугового впливу на обраний інтервал пласта. Подальший ГРП закачуванням робочих рідин у полі пружних коливань викликає утворення мережі розгалужених і глибоких тріщин [13].

Водночас, ВСКО карбонатного пласта за умови правильно обраного і здійсненого дизайну може бути порівнянна за ефективністю з КГРП за менших витрат. Дана технологія простіша і має менше обмежень на її проведення: її здійснення можливе на будь-яких типах порового простору карбонатів. Однією з основних умов КО без ГРП є обов'язкове дотримання правила максимального тиску і максимальної (краще оптимальної) швидкості та безперервності закачування активного агента (MAP/DIR).

1.2 Особливості кислотної обробки та модифікатори кислотних складів у карбонатних колекторах

Після визначення варіанта технології необхідно визначитися з вибором реагентів, що містять кислотну складову. Це може бути сама кислота з різними добавками або кислотогенеруюча суміш речовин, яка в пласті виділяє кислоту, що реагує з кольматантом або породою пласта колектора.



експериментальними та теоретичними результатами кількох дослідників [26, 33, 38].

Кислотна обробка карбонатів зазвичай проводиться з використанням HCl, де вона реагує відповідно до рівнянь:

з вапняками:

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + CO_2 \uparrow + H_2O \quad (1.1)$$

з доломітами:

$$CaMg(CO_{3)_2} + 4HCl \rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2CO_2 \uparrow + 2H_2O \quad (1.2)$$

Хлористий кальцій і хлористий магній, що утворюються в результаті реакції, добре розчиняються у воді. Вуглекислий газ також легко видаляється зі свердловини, або за відповідного тиску (понад 7,6 МПа) розчиняється в тій же воді [33].

Для обробки свердловин зазвичай готують 10-15 %-ий розчин соляної кислоти, оскільки за більшого її вмісту нейтралізований розчин виходить дуже в'язким, що ускладнює його вихід із пор пласта. Однак для низькотемпературних доломітових відкладень концентрацію соляної кислоти можна збільшити до 20-24 %, тому що доломіти потребують більшої питомої витрати кислоти, і швидкість розчинення їх істотно нижча, ніж у вапняків.

Розглянемо найвідоміші модифікатори, що застосовуються в кислотних складах для різних цілей.

Так, інгібітори кислотної корозії (ІКК) використовуються для зниження корозії свердловинного обладнання кислотою. Вони адсорбуються на поверхні труб, утворюючи захисну плівку, яка зменшує швидкість впливу кислоти на сталь. Кислотна корозія посилюється зі збільшенням температури, при цьому зменшується здатність інгібітора адсорбуватися на сталі. Використання спільно двох інгібіторів надає синергетичний ефект на зменшення корозії. Головні чинники, що впливають на корозію, – це природа самої сталі, тип кислоти, її концентрація, перемішування, температура, тиск, розчинність ІКК та його

концентрація, відношення площі металу до об'єму кислоти, час контакту, присутність синергетичного ефекту при інгібуванні, вплив інших добавок.

До ІКК висувають такі вимоги [16]:

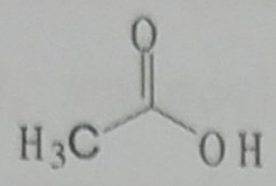
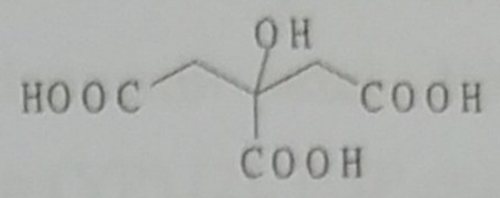
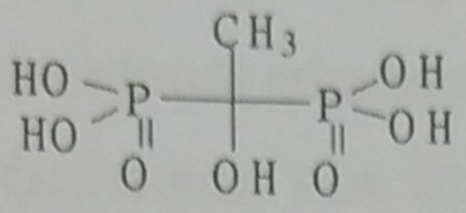
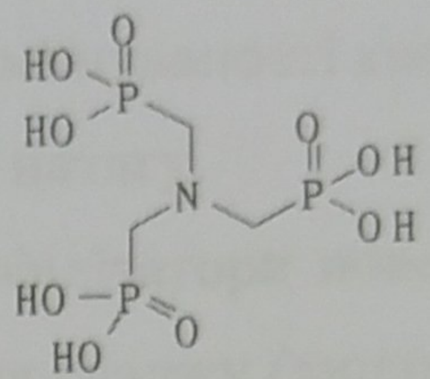
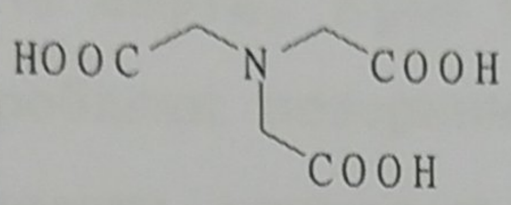
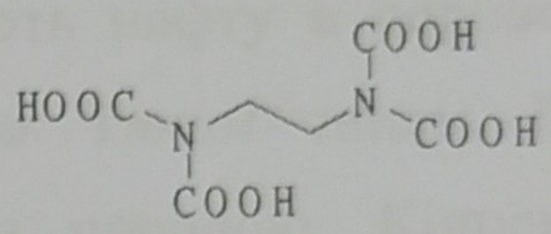
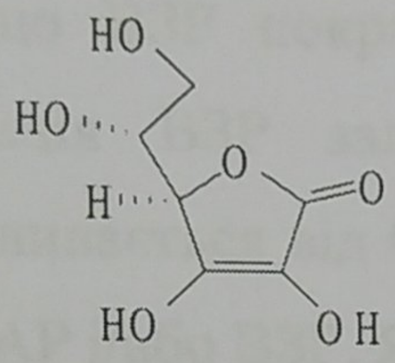
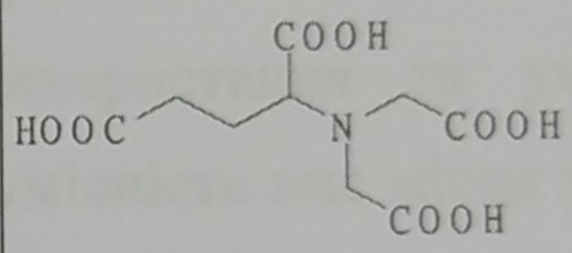
- високі захисні властивості за підвищених швидкостей руху кислоти, температур, за присутності йонів деполяризаторів Fe^{3+};
- стійкість до коагуляції, осадження за наявності йонів заліза;
- здатність не випадати в осад після нейтралізації кислоти;
- технологічність;
- здатність запобігати корозійно-механічному руйнуванню;
- екологічна чистота (інгібітор не має забруднювати навколишнє середовище).

Як інгібітор кислотної корозії в Україні у 1935-1936 рр. почали застосовувати формалін [15]. Нині більшість інгібіторів корозії, які використовують під час КО свердловин, являють собою суміші четвертинних амонійних сполук і ацетиленових спиртів [1].

Наступні модифікатори є стабілізаторами заліза, тобто це речовини, необхідні для утримання в розчиненому стані деяких продуктів реакції і сполук заліза, що утворюються під час розчинення як сполук, що містяться в породі, так і принесених ззовні.

Як стабілізатори заліза можуть використовуватися оцтова, лимонна кислоти (1,0-3,0 % мас. від вмісту основної речовини), що підтримують залишкову кислотність у розчині, або хелатуючі агенти [5]: нітрилтриоцтова кислота (НТО, комплексон I, Трилон А, H_3NTA), ОЕДФ, етилендіамінтетраоцтова кислота (ЕДТА, комплексони II, H_4EDTA) або її натрієві солі, наприклад динатрієва сіль ЕДТА (Трилон Б, комплексон III, Na_2H_2EDTA), нітрилотриметилфосфонова кислота (НТФ, H_6NTPH), N,N-біс-(карбоксиметил)-L-глутамінова кислота (H_4GLDA); сполуки, що змінюють ступінь окислення заліза з Fe^{3+} на Fe^{2+}, наприклад еритробінова кислота (табл. 1.1).

Таблиця 1.1. Типові стабілізатори заліза

Назва	Структурна формула	Назва	Структурна формула
Оцтова кислота		Лимонна кислота	
ОЕДФ		НТФ	
Трилон А		ЕДТА	
Еритрорбінова кислота		N,N-біс-(карбоксиметил)-L-глутамінова кислота	

Поверхнево-активні речовини (ПАР) також використовуються під час КО для зниження швидкості реакції з гірською породою, піноутворення, деемульсації водонафтових емульсій (ДВЕ), зниження капілярних тисків у пористому середовищі, поліпшення розчинності нафтонасичених колекторів, зниження гідравлічних втрат на тертя (ефект Томса), диспергування і відмивання асфальтосмолопарафінових відкладень, інверсії змочуваності колекторської поверхні [14, 36, 43]. Слід відзначити роботу [5], в якій проаналізовано різні деемульгатори та емульгатори, що можуть використовуватися, зокрема, і під час КО.

Вплив різних ПАР на ефективність КО проаналізовано також у роботах [5, 14]. Кількість використовуваних ПАР залежить від мети їх застосування. ПАР, що використовуються для зниження фазового натягу та/або гідрофілізації,

зазвичай застосовуються в кількості від 0,2 % до 0,5 %. Інша мета застосування вимагає більших концентрацій.

Взаємні розчинники (ВЗР) – група полярних неелектролітів, які розчиняються в нафті, кислоті, прісній воді, мінералізованій воді. ВЗР у літературі також називають універсальними розчинниками (УР) [2]. ВЗР глибше проникають, ніж ПАР, і використовуються для збільшення змішуваності кислоти та нафти шляхом зменшення міжфазного або поверхневого натягу.

Вони більш ефективні, ніж більшість ПАР, як гідрофілізатори поверхні, для запобігання утворення емульсій та мінімізації утворення сладжу (випадання важких компонентів нафти). Крім того, ВЗР розчиняють нафту в поровому просторі пласта, роблячи поверхню пор гідрофільною. Таким чином, ВЗР дозволяють регулювати швидкість реакції кислоти з породою. Кінцевим результатом є те, що ВЗР покращує вилучення витраченої кислоти після обробки. Концентрація ВЗР залежить від мети використання та умов застосування, але коливається від 0,5 % до 35,0 %. Несумісність має місце при змішуванні різних ПАР і/або ВЗР. Як ВЗР можуть використовуватися аліфатичні спирти, карбонові кислоти, ацетон, діоксан, складні ефіри спиртів і органічних кислот, прості ефіри спиртів і гліколів (целозольви).

Основними невуглеводневими розчинниками при КО ПЗП на родовищах є метанол, ацетон, ізопропанол, бутанол, включаючи кубові залишки, гліколі (полігліколі), похідні діоксанових спиртів [2]. Метаноло-солянокислотним обробкам присвячені роботи [12]. Використання 4,4-диметил-1,3-діоксану (ДМД) у складі КС розглядається в роботах [30].

Опис впливу ВЗР на ефективність КО макро- і мікронеоднорідних колекторів, що відрізняються низькими значеннями проникності (0,0019 - 0,025 мкм^2), високою глинистістю (до 13 % і більше) і температурою, а також значною водонасиченістю (39-56 %) [6].

У зарубіжній практиці нафтогазовидобутку перевагу надають розчинникам саме класу ВЗР, при цьому мають на меті диференційовану їхню

дію в ПЗП. Зокрема, з метою зниження капілярних ефектів кращим є поєднання ВЗР з ПАР.

Найбільш часто досліджуваним і широко використовуваним реагентом у складі КС на родовищах США є монобутиловий ефір етиленгліколю (ЕГМБЕ, EGMBE, бутилцелозольв) [2, 36]. Концентрація, у якій застосовують ЕГМБЕ, варіюється від 1 % до 10 %, але оптимальною вважають 3-5 % [36]. ЕГМБЕ використовують вельми успішно як перед закачуванням КС [52] з метою розчинення важких компонентів нафти для легшого надходження кислоти до поверхні порового простору породи, а також як промивку після стадії КС в якості розчину в дизпаливі або в соляній кислоті з метою руйнування стійких воднонафтових емульсій і усунення капілярних ефектів. У результаті застосування ЕГМБЕ під час КО коефіцієнт успішності проведених робіт зростає в 5-6 разів порівняно зі звичайними кислотними і спиртокислотними обробками [16].

Також слід зазначити, що полярні розчинники використовуються не тільки як модифікатори КС, а й як самостійна стадія, яку застосовують перед закачуванням КС. Для цієї мети в основному використовують розчинники ароматичного типу [55, 57].

Добавки, так звані стабілізатори глин, є речовинами, що використовуються для мінімізації поглинання води частинками алюмосилікатів. Застосування добавок для алюмосилікатів дає змогу запобігати кольматації, емульсоутворенню, знижуючи при цьому тиск обробки і час очищення ПЗП.

Як стабілізатори глин традиційно використовують хлориди амонію або калію, але ці реагенти використовують переважно як попереднє очищення перед закачуванням КС. Також як стабілізатори використовують четвертинні аміни та четвертинні поліаміни [36, 55] і органосилани [61]. Крім того, для цієї мети плавикову кислоту в складі грязьової кислоти можна замінювати на борфтористоводневу для усунення вторинної кольматації глинистими частинками [55, 61].

З метою доставки (транспортування) кислоти в необхідні інтервали пласта і збільшення глибини проникнення в пласт використовують різні модифікації КС – це НКЕ, пінокислоти, загеленовані кислотні системи і самовідхильні кислотні системи.

Відомо, що в'язкість і стабільність НКЕ залежать від багатьох чинників, таких як: спосіб приготування емульсії, характеристики нафти, відношення кількості кислоти до нафти, емульгатора та ін. [54]. У роботі [10] показано, що гідрофобні емульсії мають здатність певний час зберігати кислоту в дисперсійній фазі. Для стабілізації емульсії застосовують моноетаноламіди, аміни та інші ПАР у концентрації від 0,1 % до 1,0 % [5]. За кордоном здебільшого використовують не НКЕ, а дизелькислотні емульсії [5].

Пінокислоти [9] відрізняються тим, що кислота доставляється в продуктивний пласт в аерованому вигляді.

Перевага пінокислотних обробок свердловин перед звичайними КО в тому, що швидкість реакції з гірською породою зменшується у зв'язку зі зменшенням поверхні контакту активної кислоти з породою і обмеженням дифузії кислоти і відпрацьованого розчину.

За рахунок підвищеної в'язкості пінокислоти значно збільшується охоплення пласта кислотним впливом. Наявність у піні дисперсної газової фази з великою питомою поверхнею сприяє ефективному виносу з ПЗП твердих кольматантів.

Як піноутворювач можна застосовувати сульфатний чорний луг, неіоногенну поверхнево-активну речовину (НПАР).

Пінокислота може бути генерована прямо на вибої, шляхом змішування кислоти і газоутворювального складу.

Дія хімічних відхилювачів на полімерній основі [60, 46] пов'язана з блокуванням високопровідних каналів пласта з метою подальшої стимуляції всієї ПЗП [60].

Останнім часом у зарубіжній літературі з'явилися повідомлення про нові технології КО продуктивних пластів. Найбільший інтерес із них становлять КО

як із попереднім закачуванням вуглекислого газу, так і КО з використанням в'язкоеластичних СКС, зокрема технологія Компанії Schlumberger – VDA (viscoelastic diverting acids), яка є сумішшю кислоти та міцелоутворювального ПАР [21].

Принцип дії VDA заснований на зміні її реологічних властивостей залежно від кислотності середовища. У той час як система VDA (суміш HCl, в'язкопружної ПАР і звичайних присадок, необхідних для КО) прокачується вниз по стовбуру свердловини через НКТ або обсадні труби, вона зберігає низьку в'язкість, потім загущується, блокуючи канали, і, нарешті, за наближення концентрації кислоти до виснаження, знову розріджується [26, 28] (рис. 1.7 та 1.8).

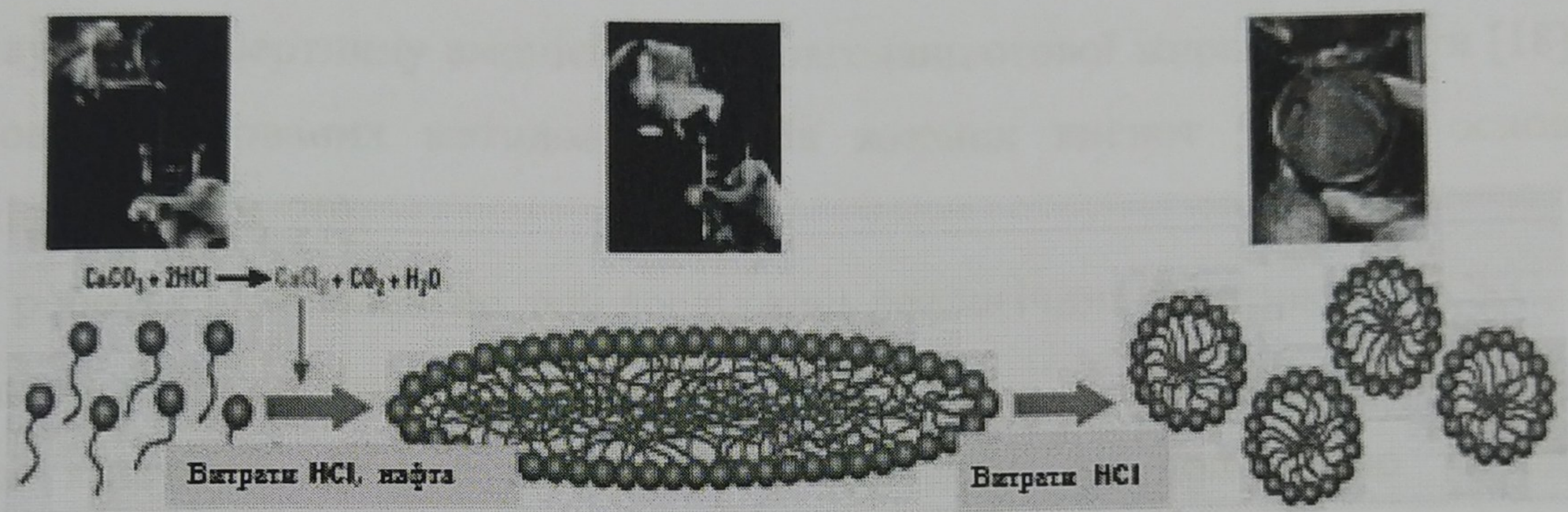


Рис. 1.7 Механізм в'язкопружних ПАР, що змінюють в'язкість СКС

Унікальні реологічні властивості системи VDA дають змогу підвищити темпи нагнітання під час використання гнучких колон НКТ і водночас надають виняткові можливості щодо відхилення агентів, яких потребують під час закачування розчинів на поглинання в складніших умовах закінчування свердловин [28, 29, 30, 31].

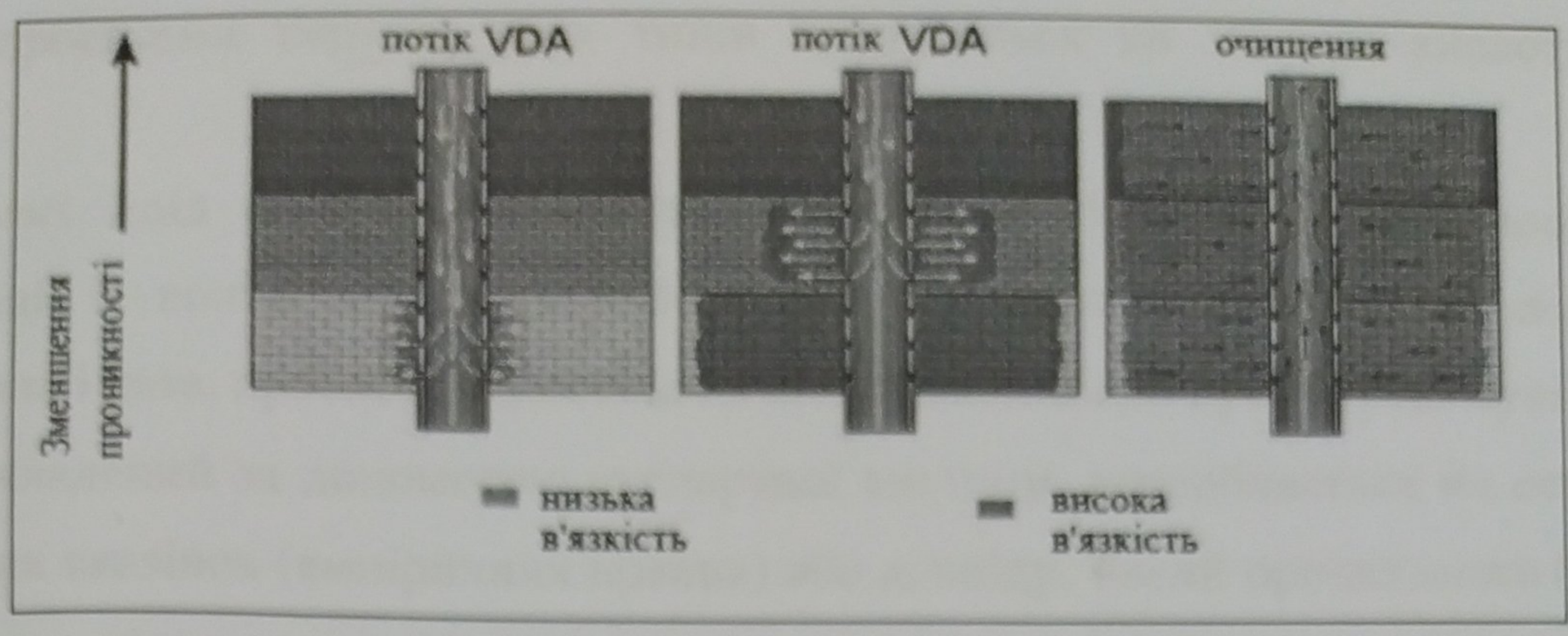


Рис. 1.8 Стимуляція з внутрішньопластовим відхиленням з використанням VDA

Існують технології, аналогічні VDA, у яких як гелеутворювач застосовують четвертинну амонієву сіль довголанцюгової жирної кислоти [18], на основі сульфованих метилових ефірів жирних кислот [50], на основі алкіламіноксиду [8, 20].

У роботах [45] наведено дані досліджень реологічних властивостей СКС, а також вплив на них різних добавок і вмісту катіонів Fe^{3+}, Ca^{2+}, Mg^{2+}; у роботі [40] наведені кінетичні випробування СКС, проведені за допомогою методу обертового диска. В останнє десятиліття з'являються і вітчизняні СКС.

1.3 Аналіз принципів проєктування кислотних обробок карбонатних колекторів

М. Економідес у роботі [36] виокремлює чотири принципово різні підходи до проєктування кислотних обробок:

- проєкт «під копірку»; проєкт, складений за допомогою експертної системи;
- проєкт, складений за емпіричними правилами та кінетичними даними й розрахунками;
- проєкти, складені з урахуванням механічних властивостей гірських порід.

За проєктами перших двох типів проводиться 98 % усіх кислотних обробок.

Проєкт «під копірку» повністю повторює раніше виконаний проєкт, запозичений із конкретної свердловини або її сусідньої. Змінюються номер свердловини і дата, проєкт передається на затвердження або просто реалізується. Проєкт, складений за допомогою експертної системи, розробляється на основі методичних вказівок (емпіричних правил) або досвіду. Такий проєкт може бути уточненим варіантом проєкту під копірку або схожий на нього. Проєкт за емпіричними правилами і кінетичними характеристиками складається за допомогою чисельного симулятора. Симулятор має бути щонайменше двомірним, двофазним, скінченно-різницевим і давати змогу будувати багатошарові моделі для розрахунку зміни тиску і скін-фактора в процесі КО матриці теригенних і карбонатних колекторів. Під час моделювання розчинення мінералів необхідно враховувати найпоширеніші мінерали та кислоти поряд із відповідною кінетикою реакцій (кінетичнообмежені реакції в теригенних колекторах та дифузійно-обмежена реакція в карбонатних з утворенням червоточин). Такі симулятори враховують кореляційні залежності між локальною зміною пористості та локальною зміною проникності і, зрештою, зміною сукупного скін-ефекту по кожному шару. Для складання проєкту з урахуванням геохімічних властивостей використовується симулятор, схожий на той, у якому враховуються емпіричні залежності та кінетичні характеристики, але при цьому він враховує і вказує у вихідних даних випадання в осад продуктів реакцій. Це досягається завдяки врахуванню хімічної рівноваги в процесі кислотного впливу майже для 14 елементів і 100 продуктів реакції (у випадку теригенного колектора).

Нині розроблено низку програмних продуктів, що дають змогу моделювати переважно гідравлічний розрив, зокрема й кислотний гідророзрив. Однак не у всіх із них використовуються моделі кислотної обробки без перевищення тиску розриву. Найвідоміші програмні продукти, які застосовують

для моделювання: StimPlan [37], MFRAC [37], GOHFER [20], FracPro [32], StimPro, FracCADE, StimPT, TerraFRAC, Frac3D, @FRAC, Simfrac, Hyfracp3d.

При цьому слід відзначити той факт, що кожен програмний продукт адаптований для конкретних родовищ і застосування його без зміни відповідних коефіцієнтів, таких як константа швидкості взаємодії КС з породою і кількість порових об'ємів КС, прокачаних через зразок гірської породи, не є коректним. Крім того, програмні продукти не враховують ризики первинної та вторинної кольматації, що виникають унаслідок несумісності реагентів, що закачуються, з пластовими флюїдами та самою породою пласта.

Таким чином, жоден із розглянутих програмних продуктів не може претендувати на достовірний дизайн кислотного оброблення, оскільки не використовує експериментальні дані достатньою мірою. Не кожен програмний продукт дає змогу змінювати коефіцієнти, отримані експериментальним шляхом, що негативно позначається на якості дизайну КО. Як наслідок, зростає значимість математичних моделей, адаптованих для розрахунку оптимальних дизайнів КО свердловин, що експлуатують конкретні геологічні об'єкти.

Для підвищення ефективності проєктування СКО в роботі [5] запропоновано системний підхід, заснований на синергізмі фізико-хімічних досліджень і математичного моделювання процесу обробки, що дає змогу:

- обрати оптимальні реагенти;
- розрахувати оптимальний дизайн;
- мінімізувати кількість неуспішних обробок;
- збільшити рентабельність обробок.

Розглянемо математичне моделювання кислотного впливу на карбонатну породу.

На мікрорівні при кислотному впливі на карбонатні породи першочерговим є процес утворення червоточин (каналів розчинення з високою проникністю), на які витрачається більша частина кислоти [38]. Під час проєктування КО прогнозування дизайну червоточин розчинення й оптимізації їхньої довжини є основним завданням, оскільки їхня наявність дає змогу обійти

закольматовані зони ПЗП та інтенсифікує приплив нафти, тим самим дає змогу вплинути на успішність кислотного впливу.

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень

1. Розглянуто різні технології кислотних обробок карбонатних об'єктів, показано відсутність однаковості до вибору критеріїв застосування технологій залежно від геолого-фізичних умов продуктивних колекторів.

2. Аналіз технології уповільнення кислотних складів для умов високотемпературних карбонатних колекторів показав перспективність застосування кислотних складів, уповільнених поверхнево-активними речовинами, органічними кислотами, хелатними сполуками.

3. Виконано аналіз технологій запобігання кольматації ПЗП, що виникає під час проведення кислотних обробок. Показано відсутність методик розрахунку ризиків випадання важких компонентів нафти під час проведення кислотної обробки залежно від геолого-фізичних умов об'єкта впливу.

4. Встановлено напрям пошуку ефективних технологій кислотного впливу, що полягає в розвитку підходів проєктування кислотних обробок карбонатних колекторів на основі оптимізації фізико-хімічних параметрів кислотних складів з урахуванням особливостей геолого-технічних умов розробки, оптимальних дизайнів кислотного впливу.

Тому за **мету роботи** прийнято – розробити технології інтенсифікації припливу нафти до свердловини шляхом застосування комплексних уповільнених кислотних складів (КУКС) для умов високотемпературних карбонатних колекторів.

Для досягнення цієї мети слід розв’язати наступні **задачі досліджень**:

1. Установити характер впливу різних геолого-фізичних чинників і видів кольматації привибійної зони пласта на ефективність кислотних обробок карбонатних колекторів.

2. Узагальнити результати застосування немодифікованих солянокислотних обробок на Компанському нафтогазоконденсатному родовищі (НГКР) та виявити ускладнення, що виникають під час кислотного впливу (випадіння важких компонентів нафти, висока швидкість реакції з породою пласта), що знижують ефективність кислотного впливу, й обґрунтувати напрями пошуку підвищення ефективності процесу.

3. Провести фізико-хімічні та фільтраційні дослідження з обґрунтуванням оптимальних кислотних складів сповільненої дії для умов високотемпературних карбонатних колекторів та обґрунтувати технологічний процес, який дає змогу регулювати швидкість реакції модифікованих кислотних складів з породою та запобігати процесам відкладення важких компонентів нафти, органічних та неорганічних солей.

4. Обґрунтувати дизайн впливу кислотною композицією на пласт з урахуванням кінетики процесу розчинення мінералів породи і ризиків випадання важких компонентів нафти.

5. Спрогнозувати оптимальні параметри процесу і технологічного ефекту із застосуванням результатів фізико-хімічних досліджень, з подальшою адаптацією на чотирьох дослідних свердловинах Компанського НГКР.

РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ КИСЛОТНИХ ОБРОБОК ДЛЯ ГЕОЛОГО-ФІЗИЧНИХ УМОВ КОМПАНСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

Незважаючи на досить глибоку вивченість кислотних обробок як у частині фізико-хімічних основ процесу, так і з погляду математичного апарату на процеси, що відбуваються під час кислотної обробки, на практиці під час проєктування КО більше уваги приділяється хімічній стороні розробленню кислотних складів і модифікаторів до них під різні геолого-фізичні умови тощо. При цьому не приділяється належної уваги математичному моделюванню, що враховує особливості геолого-фізичних умов об'єкта розроблення, оскільки зазвичай його проводять на завершальному етапі проєктування, не враховуючи результати експериментальних досліджень. Одночасно зазначені підходи практично не застосовуються або мають несистемний характер.

У розділі розглянуто комплексне розв'язання задачі підвищення ефективності обробки ПЗП, що включає одночасне використання результатів фізико-хімічних досліджень, фізичного і гідродинамічного моделювання процесу кислотної обробки.

2.1 Загальна характеристика району проведення проєктних робіт

Відповідно до геоструктурного розподілу, район проєктних робіт (Компанське нафтогазоконденсатне (НГКР) геологічно та територіально приурочений до Східно-Української нафтогазоносної провінції, представленої Дніпровсько- Донецькою западиною (ДДЗ), яка є найбільшою нафтогазоносною областю України (рис. 2.1) [11].

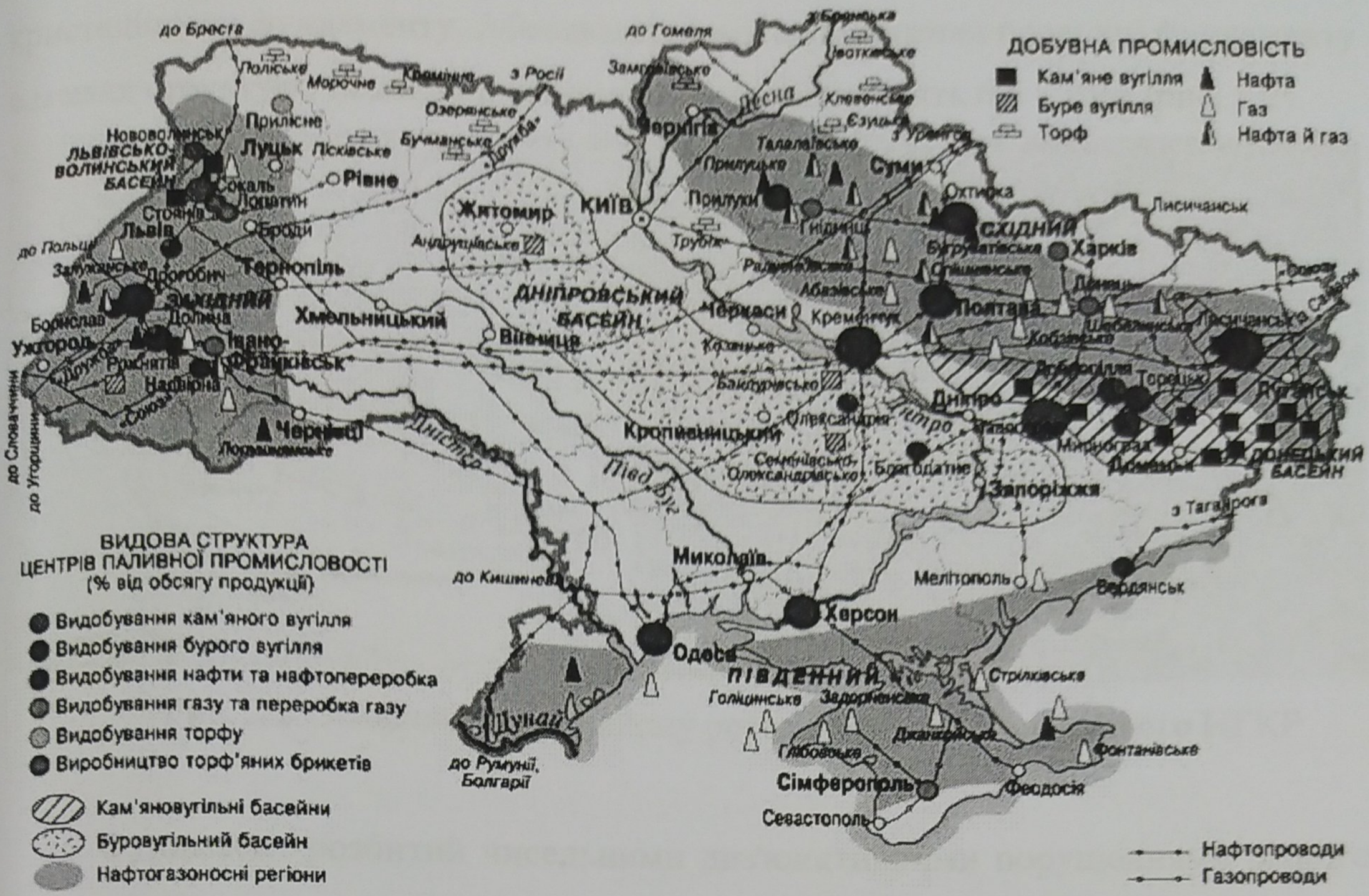


Рис. 2.1 Схема районування та розташування родовищ нафти і газу України

Територія ДДЗ заповнена багатокілометровими, переважно осадовими відкладеннями девонського D (потужність понад 4000 м), карбонового С (3700 м), пермського Р (1900 м), тріасового Т (450 м), юрського J (650 м), крейдового К (650 м), палеогенового Р (250 м) і неогенового N (30 м) геологічних періодів історії розвитку Землі.

Родовища нафти і газу ДДЗ приурочені до палеозойських (девонських, карбонових і пермських) і мезозойських (тріасових) порід, що утворилися 410 - 245 млн. років тому. Географічно ДДЗ розташована у південній частині Східно-Європейської платформи, на території України та Білорусі.

Нафтогазоконденсатні родовища центральної і східної частини ДДЗ в межах України розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей [4].

Компанське НГКР розташоване в приосьовій зоні центральної частини ДДЗ і приурочене до південно-західного схилу Артюхівського виступу

кристалічного фундаменту. Абсолютні відмітки залягання поверхні фундаменту в межах структури за даними сейсморозвідки становлять 6,5 - 7 км (рис. 2.2).

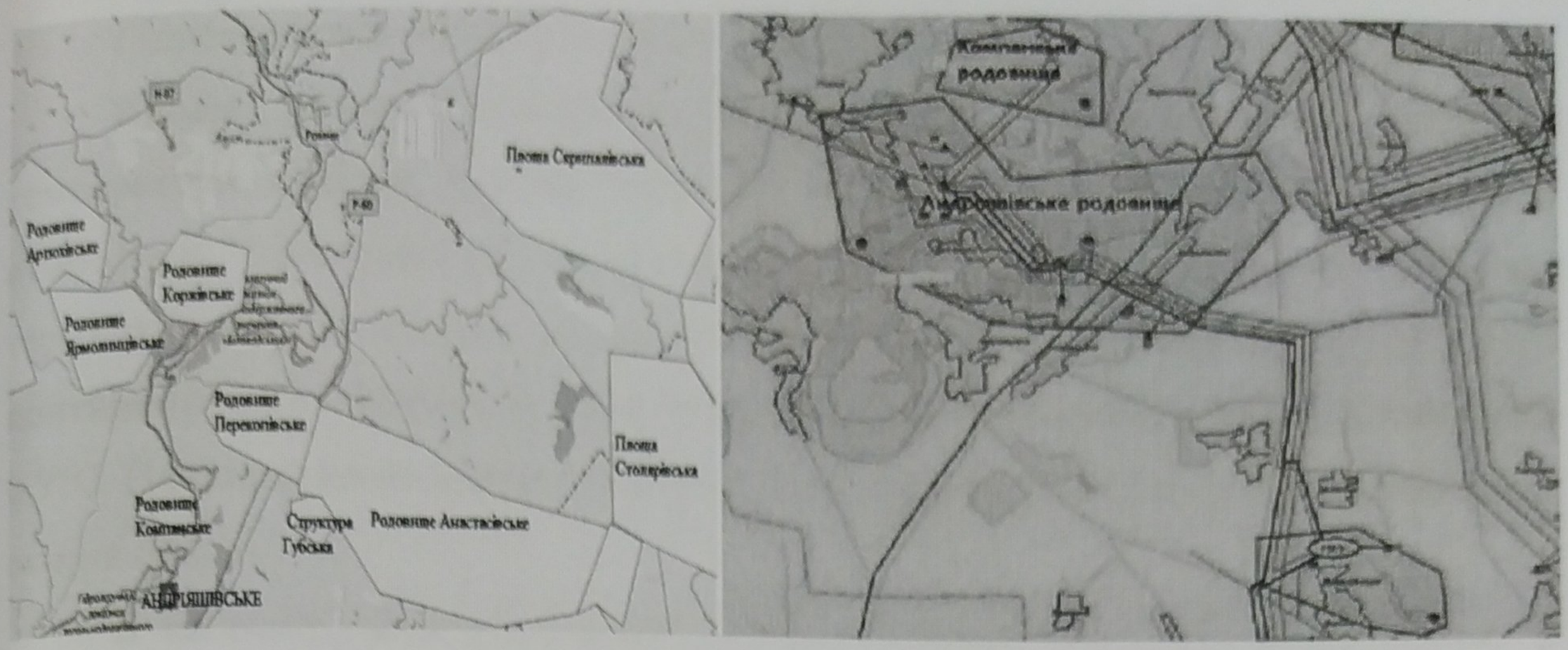


Рис. 2.2 Оглядова карта району розташування Компанського НГКР

Фундамент розбитий чисельними диз'юнктивними порушеннями різного простягання та амплітуд на ряд блоків.

В осадовому чохлі Компанська структура розташована на південно-західному схилі Артюхівсько-Липоводолинського валу в зоні сполучення його з північно-західним замиканням Глинсько-Розбишівського валу в межах західної облямівки Сурмачівського прогину.

Нафтогазоносність Компанського НГКР пов’язана з візейськими відкладами, в яких встановлено шість покладів вуглеводнів. З них два нафтових в горизонтах В-15в, В-19в та чотири газоконденсатних в горизонтах В-19с, В-19н, В-21, В-24-25.

В адміністративному відношенні Компанське родовище розташоване на території Роменського району, Сумської області України [4].

У фізико-географічному відношенні територія родовища розташована в південно-західному районі Сумської області [4].

В геоморфологічному відношенні район розташований в межах лівобережної рівнини Дніпра, з загальним нахилом місцевості на захід та південний захід. Район являє собою рівнину, ускладнену чисельними пагорбами

і розчленовану сіткою ярів. Абсолютні відмітки поверхні рельєфу на водорозділах досягають плюс 182 м, а в заплаві річки Сула – плюс 106,3 м.

Гідрографічна сітка представлена річкою Сула.

Клімат району помірно-континентальний, формується під впливом температури повітря, опадів, сонячної радіації, повітряних мас, циркуляції атмосфери, підстилаючої поверхні, рельєфу. Рівнинний характер поверхні території області сприяє вільному просуванню атлантичних, арктичних і континентальних повітряних мас. Середня річна температура повітря становила 6,7°С. Найвища температура повітря +25°С, найнижча -7,3°С. Річна сума опадів склала 628 мм.

В економічному відношенні район є типово сільськогосподарським. У зв'язку з відкриттям нафтових і газових родовищ інтенсивного розвитку набула нафтогазовидобувна та переробна промисловість [1].

Із корисних копалин, крім нафти і газу, розвідані родовища прісних підземних вод, будівельних пісків, глин, крейди.

Родовище розташоване в районі з добре розвинутою мережею нафтогазопроводів. Найближчий нафтопровід проходить через Перекопівське, а газопровід через Андріяшівське родовища.

Найближчими родовищами нафти і газу є Перекопське (2,4 км), Ярмолинцівське (4,2 км) та Анастасівське (5,4 км). Видобуток вуглеводнів на всіх вищезгаданих родовищах здійснюється ПАТ «Укрнафта».

Повсюдно в межах розташування Компанського родовища по заплавах річок розвинуті дернові, лучні, лучно-болотні і болотні ґрунти. На заплавах річок та днищах балок (по мірі підвищення рівня ґрунтових вод) ґрунти змінюються: лучно-чорноземні, лучні, лучно-болотні, болотні і торфово-болотні, іноді – низинні торфовища.

У районі родовища потужність ґрунтового покриву становить 0,3 - 0,5 м. Глибина промерзання ґрунтів досягає в середньому 0,8 м.

У силу кліматичних умов та особливостей рівнинного рельєфу місцевості процеси зсувів на території родовища мало ймовірні.

2.2 Коротка геологічна характеристика Компанського нафтогазоконденсатного родовища

Вуглеводневі родовища ДДЗ, як структурного елементу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області, дають більш 80% видобутку нафти й газу України. Відносно продуктивності окремих геологічних формацій відомі такі дані [3]: в осадових породах мезозою (137 - 240 млн років) існує 16 нафтогазоносних горизонтів на 9 родовищах нафти й газу; у ранньопермських- пізньокам`яновугільних породах (265 - 310 млн років) – 46 продуктивних горизонтів на 27 родовищах; у средньокам`яновугільних (310 - 335 млн років) – 163 продуктивних горизонтів на 36 родовищах; у ранньокам`яновугільних (335 - 360 млн років) – 411 продуктивних горизонтів на 86 родовищах; у девонських (360 - 410 млн років) – 2 продуктивних обрію на 2 родовищах.

Компанське нафтогазоконденсатне родовище відкрите у 1985 р. пошуково-розвідувальною свердловиною № 1. Промислова нафтогазоносність Компанського родовища пов'язана з верхньовізейськими відкладами нижнього карбону (рис. 2.3). Глибина залягання продуктивних горизонтів від 4386 до 4900 м. Розробляється Компанське НГКР з грудня 1990 р.

На родовищі відкрито два нафтових (гор. В-15в і В-19в) і чотири газоконденсатних поклади (гор. В-19с, В-19н, В-21 і В-24-25, нижньовізейська «плита»).

Рис. 2.3 Сейсмогеологічне районування Компанського НГКР

Геологічну будову родовища складають відклади девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдяної палеогенової, неогенової та четвертинної систем, що залягають на докембрійському кристалічному фундаменті [23]. В зв'язку з тим, що продуктивні горизонти на родовищі приурочені до відкладів кам'яновугільної системи, а саме відкладів візейського ярусу нижнього карбону, найбільш повно охарактеризована ця частина розрізу.

Докембрій

Породи докембрійського кристалічного фундаменту за даними регіональних сейсмічних досліджень в межах родовища залягають на глибинах біля 6,5 - 7 км і представлені, ймовірно, гранітами та іншими породами магматичного та метаморфічного ряду.

Палеозойська група (Pz)

В обсязі палеозойської групи виділяються девонська, кам'яновугільна та пермська системи.

Девонська система (D)

Девонська система представлена комплексом різноманітних порід, що не

узгоджено залягають на кристалічному фундаменті. В девонському розрізі в межах площі, переважають вулканіти різноманітного складу, глинистотеригенні та карбонатні відклади. Потужність та фаціальний склад девонських відкладів дуже невитримані. Девонські відклади частково розкриті на родовищі свердловинами № № 2 і 3. Максимальна розкрита товщина девону складає 61 м (свердловина № 2). Прогнозна товщина девону – 1,5 - 2 км.

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільна система представлена трьома відділами: верхнім, середнім та нижнім.

Нижньокам'яновугільний відділ (C_1)

Нижній відділ розвинутий в обсязі турнейського, візейського і серпуховського ярусів.

Турнейський ярус (C_1^t)

Відклади турнейського ярусу з кутовим та стратиграфічним неузгодженнями залягають на відкладах девонського віку і представлені глинистотеригенною пачкою. В повному обсязі відклади турнейського ярусу розкриті свердловинами № 2, 3. Відклади складені чергуванням пластів аргілітів, пісковиків, алевролітів з рідкими прошарками глинистих вапняків та мергелів. Загальна потужність турнейських відкладів в межах родовища складає 187 - 264 м.

Візейський ярус (C_1^v)

Візейські відклади неузгоджено залягають на розмитій поверхні турнейських відкладів і представлені в обсязі нижнього та верхнього під'ярусів. Візейські відклади мають площадне розповсюдження і розкриті повністю або частково всіма пошуково-розвідувальними та випереджувально-експлуатаційними свердловинами.

Нижньовізейський під'ярус (C_1^{v1})

Нижньовізейський під'ярус виділяється в обсязі XIV і XIII мікрофауністичних горизонтів, які представлені теригенно-карбонатними відкладами морського генезису. Літологічно нижньовізейські відклади

поділяються умовно на теригенну (XIV мфг) та карбонатну (XIII мфг) товщі.

Теригенна товща складена переважно аргілітами, алевролітами, пісковиками з рідкими малопотужними прошарками вапняків.

Карбонатна товща, так звана візейська «плита», складена вапняками сірими, темно-сірими, вуглистими, нерівномірно та сильноглинистими місцями перекристалізованими, бітумінозними, шламово-детритовими, прошарками темно-сірих аргілітів. Загальна потужність відкладів нижньовізейського під'ярусу 224 - 285 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_1^{V2})

Відклади верхньовізейського під'ярусу з неузгодженням залягають на нижньовізейських відкладах. З верхньовізейським комплексом пов'язані п'ять із шести продуктивних горизонтів (В-15в, В-19в, В-19с, В-19н і В-21) родовища.

В розрізі верхньовізейського під'ярусу виділяються 4 мікрофауністичні горизонти (мфг): XIIa, XII, XI та X. XIIa мфг залягає безпосередньо на нижньовізейських відкладах. З цим мікрофауністичним горизонтом на родовищі пов'язаний продуктивний газоконденсатний горизонт В-21. XII мфг літологічно представлений пачками піщано-алевролітових порід та морських аргілітів з шламово-детритовими прошарками вапняків. В складі XII мфг виділяються продуктивні горизонти В-19в, В-19с та В-19н. Колекторами служать пісковики сірі, світло-сірі, кварцеві, від дрібно до середньозернистих, місцями алевритисті. XI мфг залягає неузгоджено на підстилаючих породах і представлений чергуванням пісковиків світло-сірих, білих, кварцових, дрібно-середньозернистих, слюдистих, що місцями переходять в алевроліти та аргіліти, чорні, темно-сірі, шаруваті. В складі XI мфг виділяється продуктивний горизонт В-15в, до якого приурочений поклад нафти. X мфг складається з аргілітів, іноді алевролітистих. Загальна потужність відкладів верхньовізейського під'ярусу складає 650 - 719 м.

Серпухівський ярус (C_1^s)

Серпухівський ярус неузгоджено залягає на візейських відкладах та складений глинисто-алевролітовою товщею з окремими прошарками пісковиків і

вапняків. Пісковики сірі, кварцеві, глинисті. Алевроліти сірі польовошпатовокварцеві, глинисті. Аргіліти темно-сірі, шаруваті, гідрослюдисті. Вапняки сірі, кристалічні. Загальна потужність серпухівського ярусу складає 320 - 336 м.

Середньокам'яновугільний відділ (C_2)

Середньокам'яновугільний відділ розвинутий в обсязі башкирського та московського ярусів.

Башкирський ярус ($C_1^в$)

Башкирський ярус в нижній частині складений глинисто-карбонатними відкладами (башкирська «плита»), до яких приурочений сейсмічний відбиваючий горизонт $V^{б2}$. Верхня частина ярусу складена теригенними породами: аргілітами, алевролітами та пісковиками. Загальна потужність башкирського ярусу складає 402 - 416 м.

Московський ярус (C_2^m)

Московський ярус літологічно представлений чергуванням піщано-алевролітових порід та аргілітів з прошарками вапняків і лінзами кам'яного вугілля. Загальна потужність московського ярусу складає 352 - 360 м.

Верхньокам'яновугільний відділ (C_3)

Верхньокам'яновугільний відділ узгоджено залягає на відкладах московського ярусу середнього карбону. Літологічно представлений піщаноглинистими породами. Загальна потужність верхньокам'яновугільного відділу складає 452 - 469 м.

Пермська система (P)

Пермська система представлена нижнім відділом (P_1). Нижня частина відділу складена перешаруванням аргілітів, пісковиків, верхня – сультфатно-глинистокарбонатна. Загальна потужність відкладів відділу складає 352 - 382 м.

Мезокайнозойські відклади представлені типовим комплексом порід, характерним для центральної частини ДДЗ.

При розкритті покладів нафти й газу, що розташовуються на глибині 1000 - 5800 м, перебувають у надрах під тиском 4,0 - 68,4 МПа за температури 22 -

125°С, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 - 2156 тис. м^3/доб газу й 5 - 500 т/доб нафти. Промислово нафтогазоносні породи представлені переважно піщаниками пористістю 2 - 31% і проникністю (0,1 - 2000)·10^{-15} м^2 (якщо пористість становить 2%, а проникність – тільки 0,1·10^{-15} м^2, то це означає, що нафта й газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів ДДЗ відзначаються такі компоненти, %: метан 61,01 - 99,84; етан 0,10 - 20,00; пропан 0,04 - 11,25; бутан 0,01 - 4,03; пентан і вищі вуглеводні 0,009 - 11,14; азот 0,03 - 13,54 і вуглекислий газ 0,02 - 5,76. Крім того, у газах часто втримується природний газоконденсат (2,9 - 1380 г/м^3) [6].

2.3 Аналіз ефективності застосованих методів обробки привибійної зони на Компанському нафтогазоконденсатному родовищі

На Компанському НГКР з метою інтенсифікації видобутку нафти застосовувалися СКО. Усього на діючому фонді Компанському НГКР в період 2020-2021 рр. було проведено 9 СКО.

При проведенні СКО у 2020-2021 рр. застосовувався 12 %-ий розчин кислотного складу Флаксокор-210 марки О без додаткових модифікаторів. Питомий об'єм закачаного КС не перевищував 1 м^3/м.

На рис. 2.4 представлено значення дебіту нафти до і після кислотних обробок по свердловинах. По всіх свердловинах, оброблених у 2021 р., отримано позитивний приріст дебіту нафти, який склав від 13 (свердловина 5) до 105 т/добу (свердловина 27). Негативний ефект отримано по свердловині 5, обробленій у 2020 р. Тривалість ефекту після СКО незначна – від 23 (свердловина 5) до 210 діб (свердловина 14), середня тривалість ефекту – 80 діб (рис. 2.4). Середній приріст дебіту нафти – 38 т/добу.

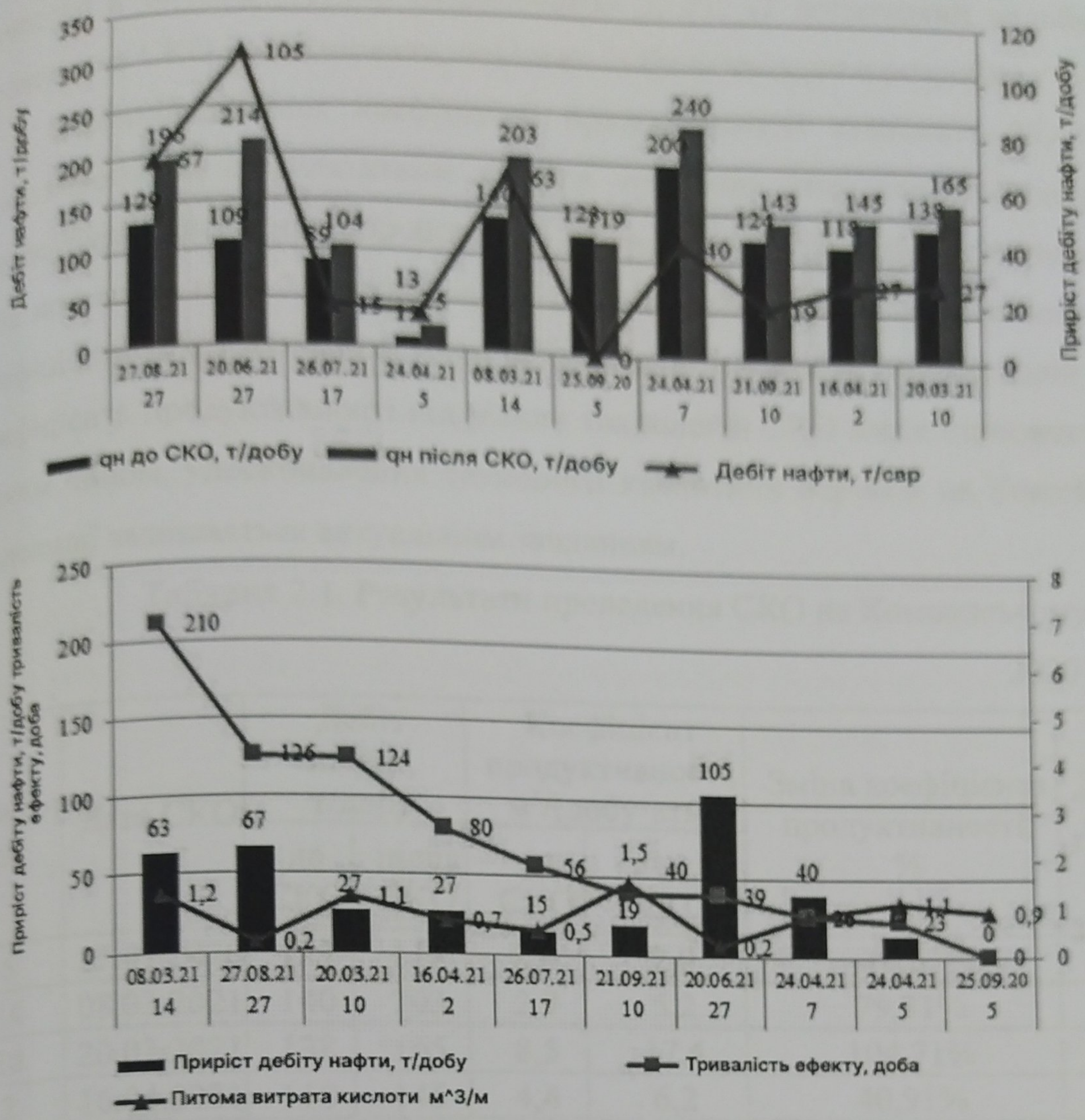


Рис. 2.4 Результати проведених кислотних обробок на Компанському НГКР

Для визначення ефективності СКО на Компанському НГКР також було проведено порівняльну оцінку продуктивності до і після СКО. Як дебіт рідини свердловини після СКО використовували середньодобове значення дебіту рідини свердловини на момент виходу свердловини на сталий режим експлуатації. Приріст продуктивності спостерігається за 8 свердловинами з 10, максимальний досягнуто за свердловиною 10 (обробка – 20.03.2021р.).

Зведену інформацію з показниками зміни коефіцієнта продуктивності свердловин під час проведення СКО на Компанському НГКР у 2020-2021 рр.

наведено в таблиці 2.1. По свердловинах 7, 27, 17 додатковий видобуток від проведення СКО не оцінювали, оскільки їх було введено в розробку у 2021 р.

Середній приріст коефіцієнта продуктивності становить 35,43 % від початкового. За результатами аналізу зроблено висновок про доцільність застосування кислотних обробок ПЗП при подальшій розробці родовища. Однак слід зазначити, що у 2 свердловинах із 10 (20 % обробок) спостерігалося падіння коефіцієнта продуктивності. При цьому слід зазначити, що середній приріст коефіцієнта продуктивності від різних технологій СКО може становити 100 %. Таким чином, удосконалення технології кислотних обробок на Компанському родовищі залишається актуальним завданням.

Таблиця 2.1. Результати проведення СКО на Компанському НГКР у 2020-2021 рр.

Номер св.	Дата СКО	Дебіт нафти, т/добу		Коефіцієнт продуктивності, $м^3/(добу \cdot атм)$		Зміна коефіцієнта продуктивності, %	Додатковий видобуток нафти, т
		до СКО	після СКО	до СКО	після СКО		
5	25.09.2020	123	119	2,4	2,0	–16,67%	–
14	08.03.2021	140	203	2,9	5,2	79,31%	4820
10	20.03.2021	138	165	8,5	17,4	104,71%	2010
2	16.04.2021	118	145	4,4	6,2	40,91%	780
7	24.04.2021	200	240	4,0	4,4	10,00%	–
5	24.04.2021	12	25	0,5	0,8	60,00%	290
27	20.06.2021	109	214	7,3	11,0	50,68%	–
17	26.07.2021	89	104	0,9	0,8	–11,11%	–
27	27.08.2021	129	196	8,4	10,0	19,05%	–
10	21.09.2021	124	143	4,6	5,4	17,39%	500
Всього	10 свердловино-обробок			–	–	Середнє (35,43%)	Сума (8400)

2.4 Аналіз факторів, що впливають на зниження ефективності кислотної обробки

На ефективність КО впливають два ряди чинників – геолого-фізичні умови продуктивних пластів і технологічні особливості розробки свердловини.

До першого ряду чинників належать мінералогічний склад, середня ефективна товщина пласта, структура порового простору, змочуваність поверхні порового простору породи пласта, коефіцієнт розчленованості, пластова температура, в'язкість нафти, вміст асфальтенів, смол і парафінів [13].

До другого ряду належать технологічні особливості розроблення покладу – деформація колектора під час первинного розкриття, кольматація ПЗП, наявність або відсутність підтримання пластового тиску, поточна обводненість, динаміка зміни пластового тиску і коефіцієнта продуктивності [13].

На основі повного врахування цих чинників та їхніх складових можна добирати й рекомендувати оптимальні кислотні склади та дизайни, а також унеможливити можливі помилки під час здійснення впливу.

Промислові та лабораторні дослідження, а також методи моделювання процесів дадуть змогу спрогнозувати технологічний та економічний ефекти.

На рис. 2.5 зображено фактори, що впливають на ефективність КО.

Існує низка проблем, що стосуються технології СКО – це високі ризики вторинної кольматації порової матриці, низька селективність кислотних обробок і мала глибина проникнення в пласт.

Фактори, що знижують ефективність кислотних обробок для умов на Компанському НГКР показані на рис. 2.6.

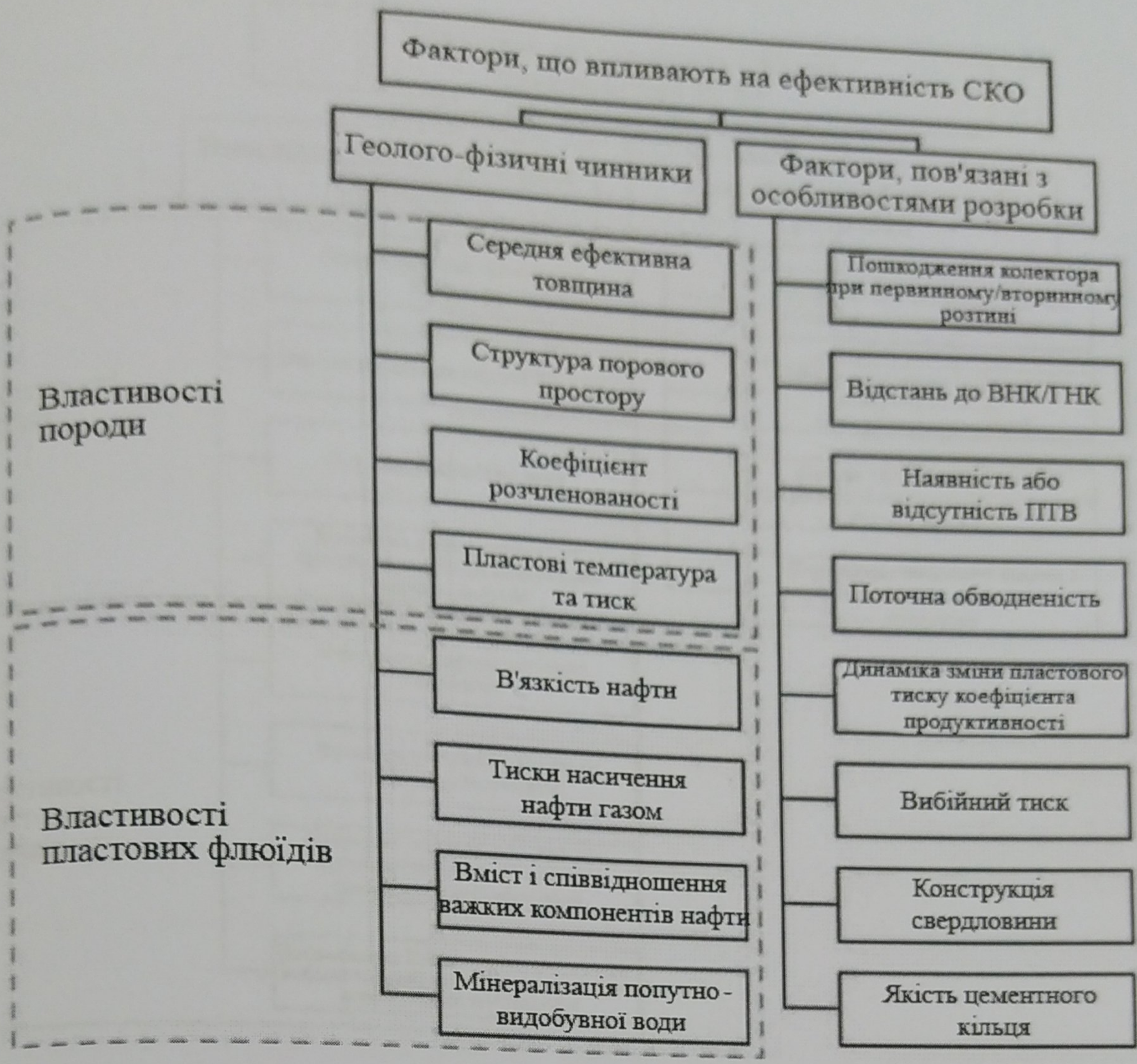


Рис. 2.5 Фактори, що впливають на ефективність кислотних обробок

Для того щоб розв'язати такі проблеми на конкретних об'єктах розробки, необхідно провести вибір оптимального КС, що складається з декількох етапів: перший – визначення сумісності КС із пластовими флюїдами, другий – визначення швидкості розчинення породи в КС.

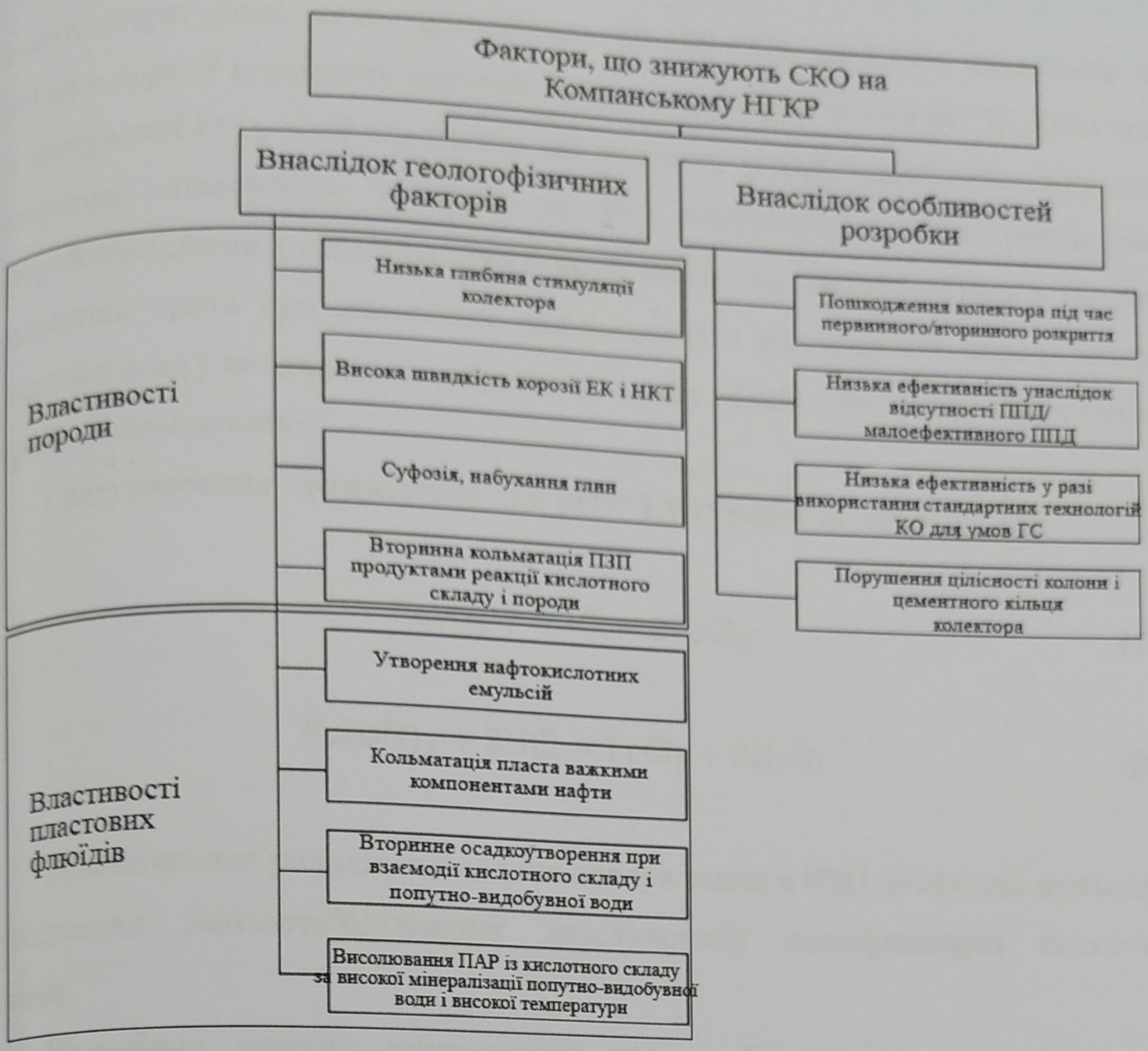


Рис. 2.6 Фактори, що знижують ефективність кислотних обробок на Компанському НГКР

2.4.1 Кольматація ПЗП сполуками заліза, органічними осадами, утворення емульсій під час проведення кислотних обробок

Утворення в пласті сполук заліза під час закачування розчинів кислоти – поширене явище внаслідок великої кількості можливих джерел його надходження, наприклад, у процесі транспортування та зберігання в металевих ємностях води, що застосовуються для приготування робочих концентрацій кислотного складу [5]. Джерелом надходження сполук заліза можуть бути НКТ, якими рухається КС, змиваючи продукти корозії. Особливо це актуально для

високотемпературних колекторів (вище 80-100 °С), оскільки практично всі інгібітори корозії втрачають активність за температури понад 80 °С. Крім того, при просуванні КС у глиб пласта під час контакту із залізовмісними мінералами (сидеритом, лимонітом, гетитом та ін.) відбувається їхнє розчинення. Найпроблемнішими є сполуки трирічного заліза, які розчиняються в кислому середовищі, проте при зменшенні кислотності в карбонатній породі можуть випадати в осад у вигляді гелю гідроксиду заліза в ПЗП, тим самим спричиняючи вторинну кольматацію.

Гелеутворення починається при pH = 1,9 і триває до pH = 3,2 [5]:

$$Fe_2O_3 + 6HCl = 2FeCl_3; \quad (2.1)$$

$$Fe(OH)_3 + 3HCl = FeCl_3 + 3H_2O; \quad (2.2)$$

Для зниження ризиків випадання сполук заліза в ПЗП необхідно проводити дослідження залізостабілізуючих властивостей модифікаторів кислотних складів.

Випадіння важких компонентів нафти. Спрощену структуру нафти наведено на рис. 2.7. Відомо, що асфальтени та смоли, які містяться в нафті, сприяють утворенню емульсії та її стабілізації під час взаємодії з кислотою. Вміст смол у нафті може досягати 30 % [5]. Асфальтени – унікальні невуглеводневі, високомолекулярні компоненти нафти, що існують у вигляді складних ансамблів розмірами 5-60 нм. Настільки малі розміри, високий магнітний момент, поляризованість та інші властивості зумовлюють їхню низьку агрегативну стабільність, високу поверхневу активність. Вони схильні до асоціації з утворенням надмолекулярних структур, що являють собою стопку плоских молекул з відстанню між ними близько 0,40 нм.

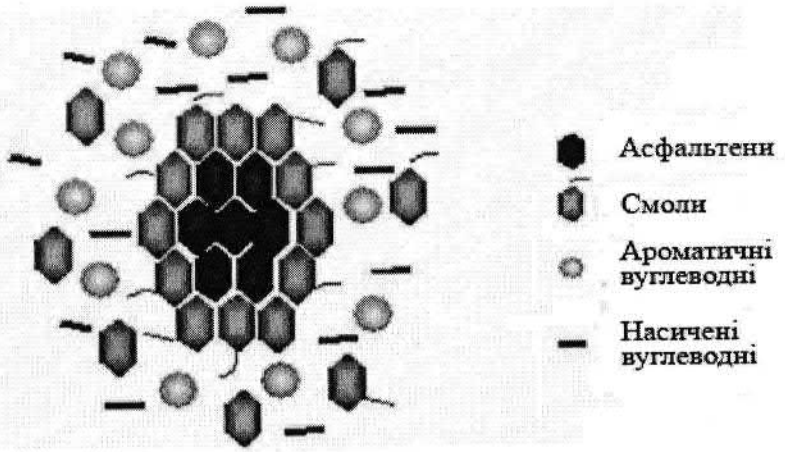


Рис. 2.7 Спрощена структура нафти

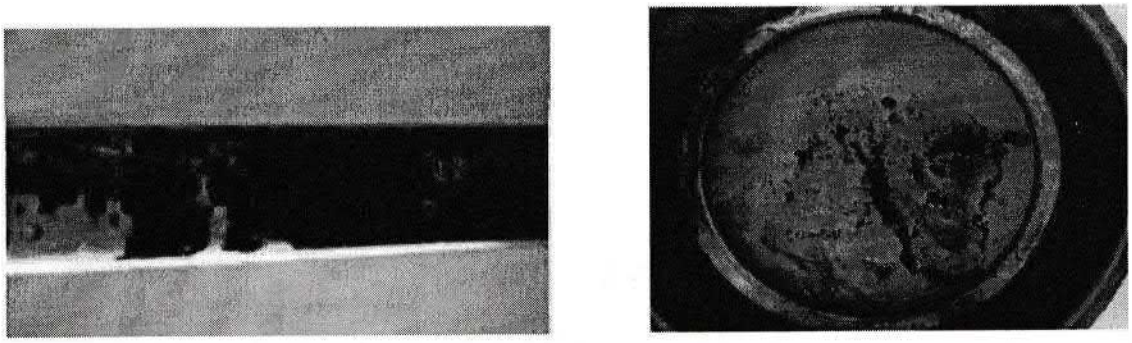
Поведінка асфальтенової фракції (дисперсної фази) перебуває в сильній залежності від зовнішніх умов (температури, тиску, зміни складу дисперсійного середовища, параметрів електромагнітного поля тощо) [5].

Виділяють три ієрархічні рівні структурної організації асфальтенів: індивідуальні асфальтенові молекули, асфальтенові наноагрегати, асфальтеновий кластер [5]. Молекулярний рівень організації асфальтенів у нафті не є основним. Вирішальний вплив на поведінку та прояви макроскопічних властивостей нафтових систем мають надмолекулярні рівні організації асфальтенів. Агрегативна стійкість асфальтенів залежить від їхньої полярності, чим вона вища, тим вища ймовірність формування кластерів. У свою чергу, фаза формування кластерів передує випадінню асфальтенових асоціатів.

Асфальтени схильні до асоціації з утворенням надмолекулярних структур [6]. Крім того, під час нагрівання, а також під дією активних адсорбентів відбувається перехід частини смол в асфальтени [6].

У пластових умовах асфальтени стабілізуються смолами [14]. Кислота при змішуванні з нафтою вносить зміни в дисперсійне середовище, і іони гідроксонію (H_3O^+), що утворюються під час дисоціації кислоти, дестабілізують систему «смоли - асфальтени», тим самим спричиняючи вивільнення асфальтенів та сприяючи їхньому переходу на вищий ієрархічний рівень структурної організації, що в остаточному підсумку призводить до випадання

асфальтенових асоціатів [5]. На рис. 2.8 наведено приклад випадання асфальтенових асоціатів під час змішування кислотної суміші та зразка нафти Компанського НГКР.



а) б)

Рис. 2.8 Випадання асфальтенових асоціатів при змішуванні КС із пробою нафти Компанського НГКР:

а) утворення осаду при змішуванні КС і нафти; б) осад на ситі 100 меш

Аналіз експериментів показав, що в більшості зразків нафти при змішуванні з немодифікованою 12 %-ою соляною кислотою випадають асфальтенові асоціати.

Розглянуто вплив таких чинників на випадання асфальтенових асоціатів під час змішування нафти з КС: в'язкості нафти, пластової температури, сумарного вмісту смол і асфальтенів, масового співвідношення вмісту смол до асфальтенів.

Аналізуючи результати тестів на сумісність нафти продуктивних об'єктів родовищ ПАТ «Укрнафта» встановлено відсутність прямої залежності впливу в'язкості на випадання асфальтенових асоціатів. Чутливою до утворення відкладення є нафта за високих пластових температур, коли навіть невисока концентрація кислоти призводить до випадання кристалічного осаду.

Встановлено функцію розподілу ймовірності випадання асфальтенових асоціатів при взаємодії нафти карбонатних порід із соляною кислотою (12 %) від масового відношення смол до асфальтенів (рис. 2.9).

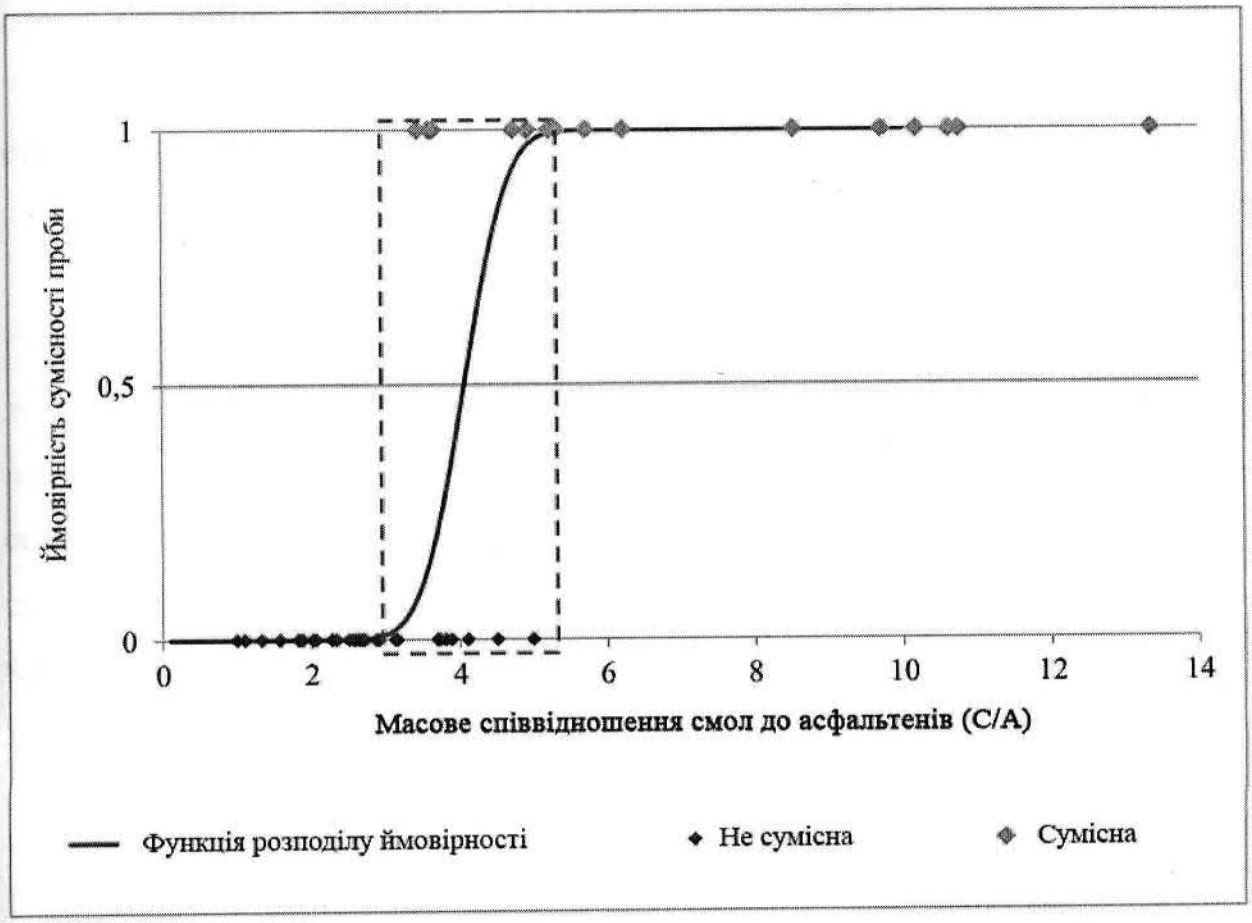


Рис. 2.9 Функція розподілу ймовірності випадання асфальтенових відкладів під час взаємодії нафти карбонатних пластів із 12 %-ою соляною кислотою від масового співвідношення смол до асфальтенів

Для встановлення закономірності на сумісність нафти карбонатних пластів і соляної кислоти зроблено такі припущення.

1. В інтервалі значень масового співвідношення смол до асфальтенів (С/А), у якому отримано змішані результати тестів, імовірність сумісності проби відповідає нормальному розподілу:

$$f(x) = 1 - \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \qquad (2.3)$$

де μ – математичне очікування, медіана і мода розподілу; σ – стандартне відхилення; σ^2 – дисперсія розподілу, x – масове співвідношення смол до

асфальтенів у пробі досліджуваної нафти;

а) стандартне відхилення σ визначається довжиною інтервалу змішаних результатів:

$$I_{HP} = R_c - R_H \tag{2.4}$$

де $I_{нр}$ – довжина інтервалу змішаних результатів; R_c – мінімальне значення масового співвідношення смол до асфальтенів за умови сумісності 12 %-ої соляної кислоти зі зразком нафти; $R_н$ – максимальне значення масового співвідношення смол до асфальтенів за несумісності 12 %-го розчину соляної кислоти зі зразком нафти.

Відповідно, стандартне відхилення визначається за формулою:

$$\delta = \frac{1}{I_{HP}} \tag{2.5}$$

б) математичне очікування μ визначається середнім арифметичним значень співвідношення С/А в інтервалі змішаних результатів мінус зміщення. Зміщення в інтервалі визначається пропорційно співвідношенню кількості сумісних проб нафти до несумісних, що дорівнює 7/9.

Для цього спочатку було визначено середнє значення масового відношення смол до асфальтенів діапазону змішаних результатів ($M_{ср}$):

$$M_{ср} = \frac{R_C + R_H}{2} \tag{2.6}$$

Математичне сподівання виражається рівнянням:

$$\mu = M_{ср} - \frac{I_{HP}}{2} + I_{HP}\left(\frac{N_C}{N_C - N_H}\right) \tag{2.7}$$

де N_C – число сумісних проб масла з 12% соляної кислоти в діапазоні змішаних

результатів; N_H – число несумісних зразків масла з 12% соляної кислоти в діапазоні змішаних результатів.

В іншому інтервалі значень С/А ймовірність сумісності проби дорівнює або 0 %, або 100 %.

Математичне очікування з урахуванням відхилення дорівнює 4,12; стандартне відхилення – 0,46.

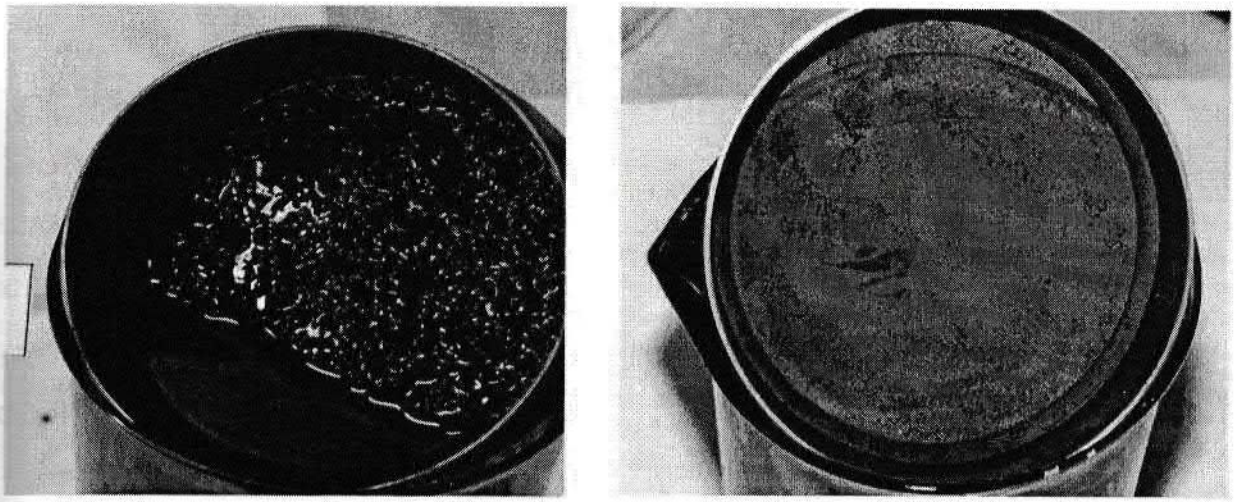
Таким чином, функція розподілу ймовірності випадання асфальтенів в осад при взаємодії нафти карбонатних об'єктів з 12% розчином соляної кислоти від масового співвідношення смол до асфальтенів описується рівнянням:

$$f(x) = 1 - \frac{1}{0.46\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-4.12)^2}{0.42}} \quad (2.8)$$

Існує ще одна причина випадання сладжу – це наявність у розчині КС іонів тривалентного заліза (Fe^{3+}), які, своєю чергою, призводять до утворення залізоасфальтенових асоціатів [5]. Тому, якщо КС має слабку залізостабілізуючу здатність, то поряд із ризиком кольматації порового простору колоїдним гідроксидом заліза (III) – $Fe(OH)_3$ існує і ризик випадання залізоасфальтенових асоціатів (рис. 2.10).

Для усунення цієї проблеми застосовуються стабілізатори заліза, які переводять Fe^{3+} в Fe^{2+}, або утворюють розчинні комплекси заліза, не допускаючи випадання гідроксиду заліза (III) і утворення залізоасфальтенових асоціатів.

Склад смол і асфальтенів зразків нафти продуктивних об'єктів на Компанському вуглеводневому родовищі наведено в таблиці 2.2.



а) б)

Рис. 2.10 Результати досліджень з визначення сумісності кислотних складів з нафтою Компанського НГКР:

а) випадання асфальтенових асоціатів при змішуванні одного з досліджуваних кислотних складів зі зразком нафти об'єкта В-19в;

б) відсутність негативних ефектів при змішуванні модифікованої кислотної суміші зі зразком нафти об'єкта В-19в

Таблиця 2.2 Фізичні та хімічні властивості нафти продуктивних горизонтів Компанського НГКР

Параметр	В-15в	В-19в	В-19н	В-19с	В-21
Густина при 20 °С, кг/м^3	885	824	813	850	816
В'язкість при 20 °С, мПа	52,73	7,49	5,92	6,89	8,85
Масова частка силікагелевої смоли, %	6,51	3,24	2,56	3,74	3,84
Масова частка асфальтенів, %	5,57	1,35	0,74	1,35	2,11
Масова частка парафінів, %	7,15	7,18	7,32	5,80	7,48

Для запобігання утворенню або руйнуванню асфальтенових асоціатів можуть бути використані такі методи:

1. Зменшення ступеня змішування кислоти і нафти використанням між ними буфера на основі ароматичних вуглеводнів (толуол, ксилоли).

2. Запобігання утворенню та/або руйнуванню асоціатів застосуванням у КС протишламових добавок:

– ароматичні розчинники;

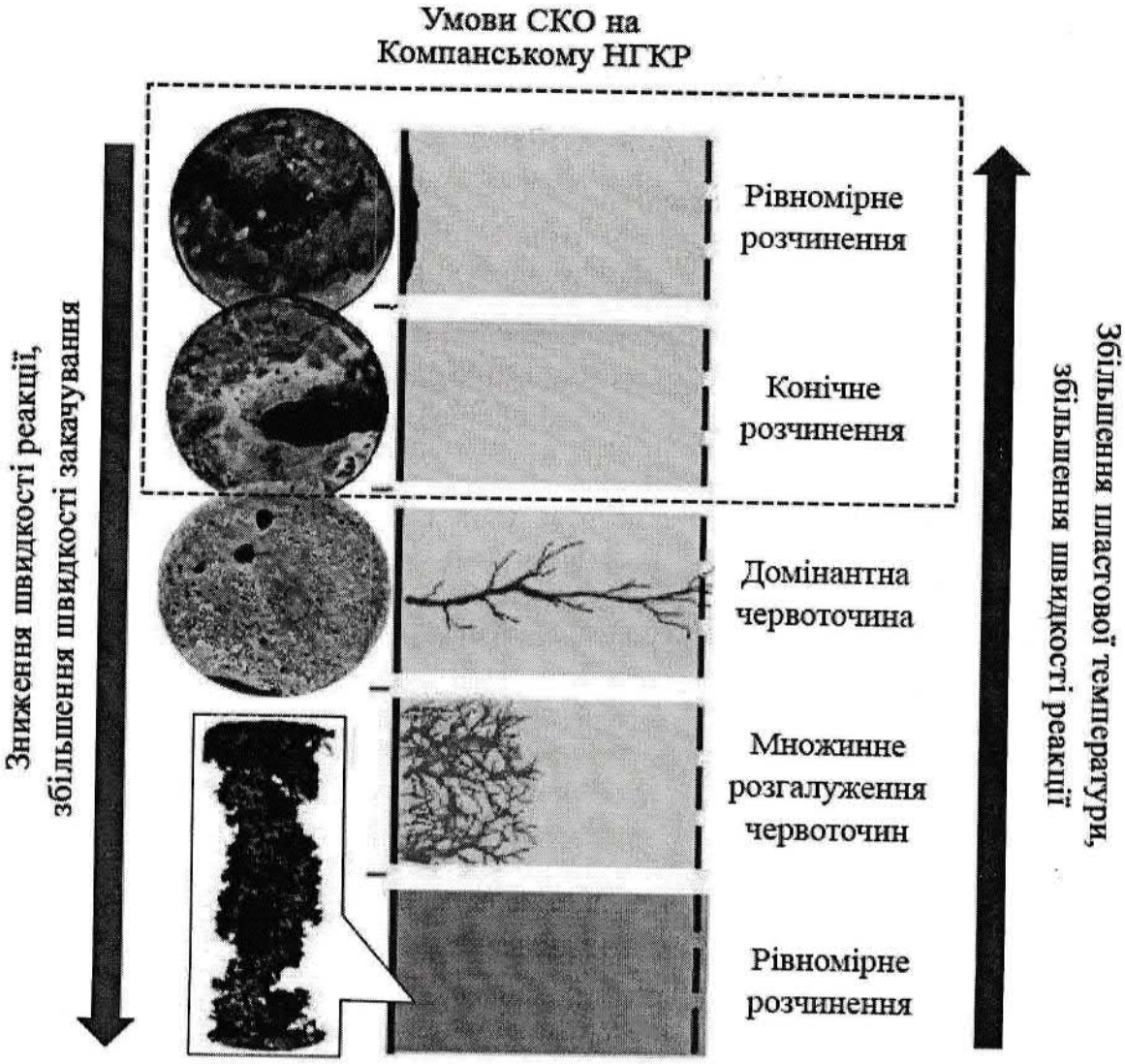


Рис. 2.11 Вплив швидкості реакції кислотних складів із породою Компанського НГКР та швидкості закачування реагентів на характер розчинення породи

Так, глибина проникнення кислоти в пласт залежить від швидкості реакції кислоти з породою, збереження активності кислоти протягом тривалого часу.

Швидкість реакції кислоти з породою можна змінювати шляхом:

- заміни соляної кислоти на інші (наприклад оцтову);
- удосконалення властивостей застосовуваної кислоти введенням у кислотний склад добавок, що уповільнюють її взаємодію з породою;

– закачування складів, що генерують кислоту в пласті.

Для високотемпературних пластів застосовуються композиції, що містять у своєму складі органічні кислоти (оцтову, мурашину та суміш довголанцюжкових органічних кислот), речовини, які генерують кислоту в пласті (ефіри органічних кислот, алюмохлориди, солі азотної та фосфорної кислот), некислотні хелатувальні агенти (натрієві солі етилендіамінтетраоцтової кислоти тощо), що пов'язують іони кальцію та магнію. Однак, унаслідок досить високої вартості останніх, актуальним є використання стабільних за високих температур зворотних емульсій, що є в арсеналі провідних сервісних компаній, а також складів органічних кислот та їхніх складних ефірів.

Є низка робіт, де як реагент, що розчиняє матрицю карбонатного колектора, застосовують суміші довголанцюгових карбонових кислот, а також некислотні реагенти – хелатуючого характеру, зокрема етилендіамінтетраацетат натрію та інші речовини [40]. Було показано, що ці реагенти ефективно утворюють високопровідні канали до температури 204 °С.

Загальноприйнятої методики дослідження реакційної здатності КС з карбонатною породою не існує. На практиці, наприклад, застосовують такі підходи [34]:

– метод діафрагмової комірки;
– метод із використанням мармурових кубиків;
– метод обертового диска;
– метод кінетики газовиділення.

Останній із вищезгаданих методів було вдосконалено автором шляхом розроблення манометричної установки [24], яка складається з вимірювального блоку, реактора, холодильника, датчика тиску, електромагнітного клапана, термостата (рис. 2.12). Визначення швидкості реакції кислоти з карбонатною породою визначається шляхом вимірювання об'єму газу, що виділяється під час реакції, з використанням манометричної установки та програмного модуля для реєстрації зміни швидкості виділення газу в динамічному режимі.

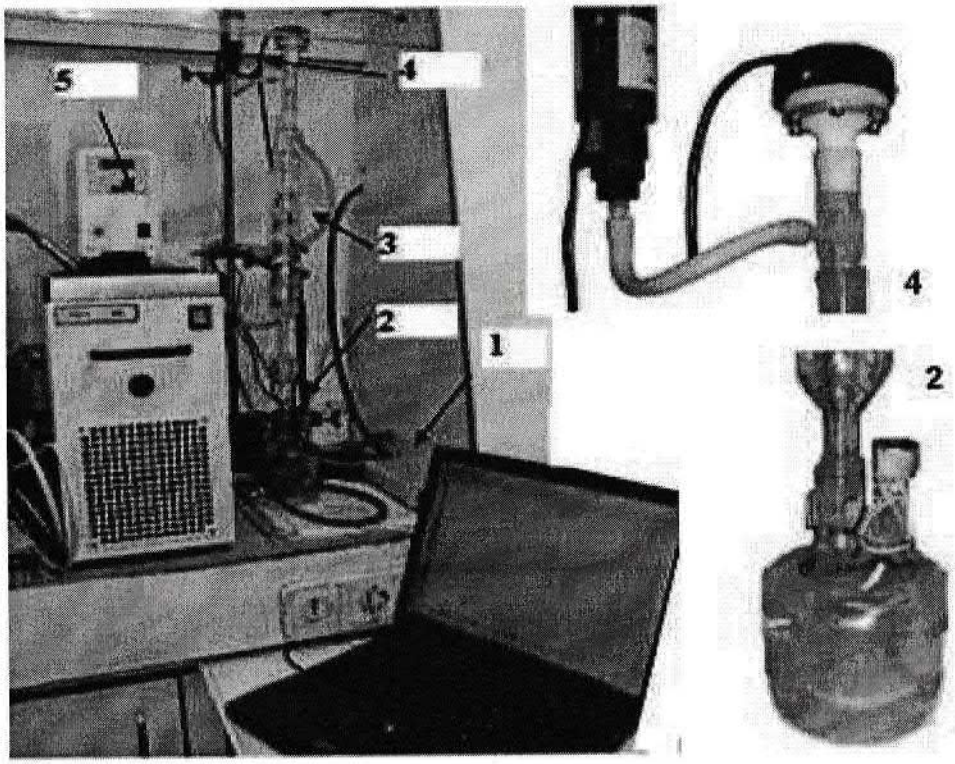


Рис. 2.12 Система манометрів: 1 – одиниця виміру; 2 – реактор; 3 – холодильник; 4 – датчик тиску і електромагнітний клапан; 5 – термостат

Манометрична установка призначена для вимірювання зміни відносного тиску в замкнутій посудині та подальшого визначення об'єму газу, що виділився, розрахунковим шляхом за рівнянням Клайперона. Вимірювання проводять за тиску газу в посудині, близького до атмосферного, шляхом її періодичної розгерметизації за допомогою електромагнітного клапана після досягнення між атмосферним тиском і тиском у посудині різниці, що дорівнює певній заданій величині. Загальний обсяг газу розраховується підсумовуванням по всіх ділянках кривої ходу тиску.

Усе керування роботою приладу здійснюється за допомогою спеціалізованого програмного модуля «Установка манометрична» через персональний комп'ютер. Отримані дані оформляються у вигляді графіка, а також у вигляді табличних даних, які можуть експортуватися в програму Excel та інші програми для подальшого опрацювання.

2.4.3 Особливості впливу кислотними композиціями на неоднорідний пласт

Для успішної кислотної обробки істотним фактором є її поінтервальне розміщення в пласті, а також збільшення зони охоплення впливом. Це особливо важливо для пластів із високим ступенем неоднорідності за товщиною. Без ефективного відхилення КС буде впливати на зони найменшого опору, тобто впливати на ділянки з найвищою проникністю.

Методи відхилення можуть бути класифіковані як механічні та хімічні. Механічний контроль розміщення рідини обробки може бути досягнутий з використанням ГНКТ з набрякаючим пакером або зі звичайним посадженим пакером або кульковими відхилювачами. Хоча механічні методи дуже ефективні, вони є більш дорогими і трудомісткими, ніж хімічні методи, і вони часто не застосовуються або неефективні у свердловинах з відкритим стовбуром. Що важливо, механічні засоби відхиляють рідини на вибої, і тому контролювати фільтрацію рідини в породі неможливо. Хімічне відхилення може бути здійснене з використанням в'язких рідин, пін або гелів. Гельовані та пінокислотні склади використовуються в технологіях, що поліпшують коефіцієнт охоплення шляхом комбінування процесів закачування та відхилення за один цикл.

Матрична кислотна обробка забезпечує можливість видалити або обійти пошкодження поблизу стовбура свердловини, а також поліпшити стан привибійної зони свердловини, створюючи великі канали (червоточини) за допомогою кислотного розчинення. Хімія кислотної обробки карбонатів, на відміну від пісковиків, є набагато простішою. Результати елементарного аналізу свідчать про те, що карбонат складається з кальциту ($CaCO_3$) і/або доломіту ($CaMg(CO_3)_2$). Їхні продукти реакції розчинні у витраченій соляній кислоті. Однак фізика і технічні аспекти процесу кислотного розчинення карбонатів набагато складніші. Це тому, що структура породи значно змінюється під впливом реакції розчинення, яка збільшує контраст проникності між вилуженими і невилуженими зонами.

оптимальної швидкості реакції кислотного складу з гірською породою.

Оптимізація КС для запобігання ризикам кольматації розглянута в роботах авторів [44] і включає такі види досліджень:

- визначення відповідності складу технічним умовам;
- вивчення його стабільності за знижених температур (визначення температури замерзання реагенту);
- встановлення ризиків випадання вторинного осаду під час нейтралізації карбонатом кальцію;
- оцінка стабільності кислотного складу в присутності іонів тривалентного заліза за пластової температури;
- тестування сумісності кислотної суміші з нафтою, попутно видобувною водою (ПВВ) і рідиною глушіння.

Фізичне моделювання кислотного впливу містить у собі такі аспекти:

- виявлення ризиків суфозії нерозчинних частинок і набухання глинистої складової;
- визначення залежності об'єму закачаного КС від швидкості його закачування і характеру розчинення за різних швидкостей закачування кислотних складів.

Моделювання кислотного впливу містить у собі:

- адаптацію математичної моделі кислотного розчинення для умов конкретних об'єктів;
- визначення залежності глибини кислотного впливу і скінфактора після обробки залежно від швидкості закачування кислотного складу і швидкості його реакції з породою;
- оптимізацію дизайну кислотної обробки для умов конкретної свердловини та розрахунок технологічної ефективності КО.

2.6 Висновки з розділу 2

1. Виконано аналіз раніше проведених КО свердловин на Компанському

НГКР: тривалість ефекту після СКО незначна – у середньому становить 80 діб, середній приріст дебіту нафти – 38 т/добу. Середній приріст коефіцієнта продуктивності становить 35,43 %, тоді як цей показник може становити 100 % і більше для свердловин, що експлуатують карбонатні колектори. Удосконалення технології кислотних обробок залишається актуальним завданням.

2. Описано експрес-методику оцінки ризиків випадання важких компонентів нафти під час кислотного впливу, що ґрунтується на функції розподілу ймовірності випадання асфальтенових опадів під час взаємодії нафтокарбонатних об'єктів із 12%-вою соляною кислотою від масового відношення смол до асфальтенів. Показано, що нафта всіх основних продуктивних об'єктів на Компанському родовищі несумісна з 12%-ю соляною кислотою, при кислотному впливі з її застосуванням відбувається випадання важких компонентів нафти.

3. Розглянуто методику визначення швидкості реакції КС з карбонатною породою із застосуванням манометричної установки та розрахунку кількості вуглекислого газу, що виділяється під час реакції.

4. На основі аналізу різних методичних підходів при проєктуванні кислотних обробок і методики дослідження КС розроблено власний методичний підхід оптимізації технології кислотних обробок. Комплексний підхід містить у собі низку фізико-хімічних досліджень, що використовуються для оптимізації КС; фізичне та математичне моделювання процесу кислотного впливу.

РОЗДІЛ 3. МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КОМПЛЕКСНИХ СПОВІЛЬНЮЮЧИХ КИСЛОТНИХ СКЛАДІВ

У розділі 2 встановлено, що основними проблемами, що впливають на зниження ефективності СКО, є кольматація порового простору пласта внаслідок несумісності застосованих реагентів з породою, з пластовими флюїдами, а також відсутність термостабільності реагентів, набухання глин під впливом реагентів.

Для мінімізації ризиків кольматації порового простору пласта і збільшення глибини кислотного впливу проведено оптимізацію рецептур КС для геолого-фізичних умов Компанського НГКР.

Дослідження КС проведено з урахуванням виявлених критеріїв їх застосування, розглянутих у розділі 2.

На основі літературного огляду обрано найперспективніші КС для випробувань в умовах високотемпературних колекторів проаналізованого родовища (табл. 3.1).

Таблиця 3.1. Компонентний склад досліджуваних кислотних складів

Складові частини КС	Найменування складу			
	КС-1	КС-2	КС-3	КС-4
Кислота і її концентрація	12% HCl	12% HCl; 2,5% оцтова кислота	10% оцтова кислота	лутамінова, N, N діоцтова кислота
Деемульгатор	Суміш неіоногенних ПАР (НПАВ) та іоногенних ПАР (ІПАВ) у спиртовому розчиннику активних речовин (IPAV) у спиртовому розчиннику	Суміш четвертинних органічних амонієвих органічних сполук, НПАВ та ІПАВ, добре розчинна в мінеральних кислотах	Суміш сополімерів етилену та пропіленоксиду в органічному розчиннику	Немає (через низьку емульгуючу активність основного реагенту)

Продовження таблиці 3.1

Стабілізатор заліза	Суміш фосфатних сполук і розчинника	Суміш тіогліколю і спеціальних добавок в органічному розчиннику	Двокомпонентна система, що представляє собою суміш фосфоровмісних сполук	Основна діюча речовина має властивості стабілізатора заліза

3.1 Визначення сумісності кислотних композицій зі зразками нафти досліджуваного об'єкта

Методика експерименту.

Дослідження сумісності проводили при трьох об'ємних співвідношення КС до нафти: 25:75, 50:50 і 75:25. Перед початком тестування нафту попередньо відфільтровували на дрібнопористому ситі (100 меш.) для видалення механічних домішок. Тестування включало попереднє змішання КС з нафтою, нагрівання системи до заданої температури (пластової) і спостереження за розділенням суміші на водну та вуглеводневу фази протягом 4 год. Оцінку сумісності КС і нафти проводили через 30 хв, 1 год і 4 год. Об'єми фаз оцінювали шляхом визначення висоти стовпа рідини за допомогою лінійки. Після закінчення 4 год суміш профільтровували через дрібнопористе сито (100 меш.) для оцінки осадкоутворення. Перемішування КС і нафти здійснювали вручну. Після змішування склади поміщали в нагріту водяну баню. Температура проведення експериментів становила 83-93 °С, тобто відповідала пластовій залежно від об'єкта відбору зразка нафти.

Ступінь розділення на фази розраховували за формулою:

$$I = k_в \cdot \frac{V_в}{V_c} \cdot 100\%, \quad (3.1)$$

де $V_В$ – об'єм водної фази, мл; $V_С$ – загальний об'єм системи, мл; $k_В$ –

коефіцієнт для розрахунку ступеня розділення фаз.

Початкова частка водної фази в суміші визначалася залежно від співвідношення фаз у розчині. Результати розрахунків наведено в таблиці 3.2.

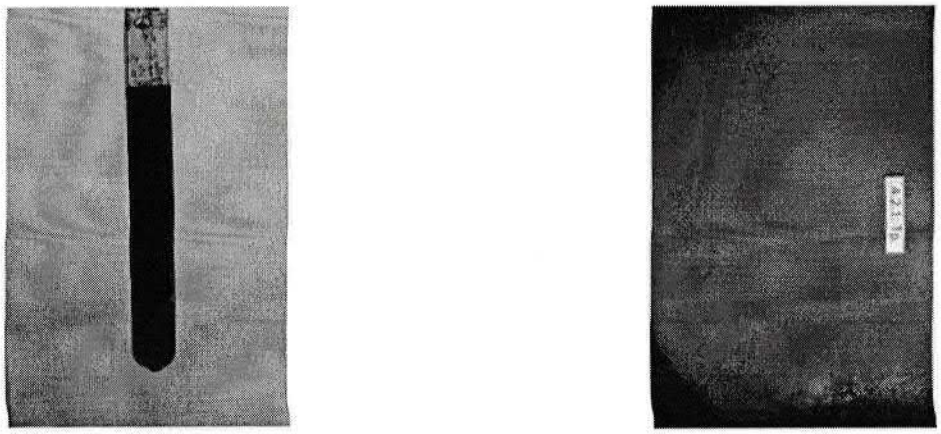
Таблиця 3.2. Коефіцієнт для розрахунку ступеня розділення на фази

Фаза	Співвідношення фаз	$k_в$
КС:Нафта	25:75	4
КС:Нафта	50:50	2
КС:Нафта	75:25	4/3

У таблиці 3.3 і на рис. 3.1 наведено приклад отриманих під час досліджень на сумісність кислотної суміші КС-2 з нафтою об'єкта В-19в результатів.

Таблиця 3.3. Сумісність кислотного складу КС-2 зі зразками нафти

Нафта	Співвідношеня нафта:КС	Поділ на фази, %			Фільтрація через сито 100 меш	
		30 хв	1 година	4 години	До промивання	Після промивання
В-15в	75:25	0	0	0	Емульсія	Чисто, тест пройдено
	50:50	85	85	85	Емульсія	
	25:75	92	97,5	97,5	Емульсія	
В-19в	75:25	0	10	50	Емульсія	Чисто, тест пройдено
	50:50	90	90	90	Емульсія	
	25:75	100	100	100	Чисто	
В-21	75:25	0	0	0	Емульсія	Чисто, тест пройдено
	50:50	0	0	0	Емульсія	
	25:75	90	92	92	Плівка	



а) б)

Рис. 3.1 Сумісність кислотного складу КС-2 зі зразком нафти пласта В-19в у співвідношенні 1:3: а) показано розшарування КС і нафти; б) відсутність

осаду на ситі під час фільтрування суміші кислотного складу КС-2 і нафти

Як і було зазначено раніше, у розділі 2, за складом нафти об'єкта В-15в мають високі ризики несумісності.

Усі досліджувані КС є сумісними з нафтою досліджуваних пластів за винятком КС-1, який під час змішування з нафтою горизонту В-15в сприяє випадінню важких компонентів нафти. Тому за умови застосування реагенту КС-1 для ОПЗ свердловини, що експлуатує пласт В-15в, необхідно попередньо закачувати облямівку органічного розчинника, який дає змогу мінімізувати ускладнення, пов'язані з випаданням важких компонентів нафти. Узагальнені результати на сумісність КС із нафтою наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4. Сумісність кислотних складів із нафтою об'єктів Компанського НГКР

Горизонт	Найменування кислотних складів				
	12 % HClінг	КС-1	КС-2	КС-3	КС-4
В-15в	Осад	Осад	Сумісний	Сумісний	Сумісний
В-19в	Осад	Сумісний	Сумісний	Сумісний	Сумісний
В-21	Осад	Сумісний	Сумісний	Сумісний	Сумісний

3.2 Визначення сумісності кислотних складів із попутньою водою та рідиною глушіння

Методика проведення експерименту. У склянку наливали 50 мл розчину досліджуваного КС і 50 мл відфільтрованої попутньо-видобувної води (ПВВ) або рідини глушіння, перемішували й залишали на 4 год у термостаті за пластової температури. Після закінчення зазначеного часу оцінювали стабільність розчину або наявність осаду, суспензії, помутніння.

За наявності осаду вміст склянки пропускали через фільтр. Після закінчення фільтрування, з метою видалення розчинних у воді компонентів осаду (наявність яких визначали вмістом іонів хлору), фільтр промивали дистильованою водою до повного видалення хлор-іонів. Процес контролювали за допомогою розчину азотнокислого срібла. Для цього на годинникове скло

Таблиця 3.6. Результати взаємодії КС з попутньою водою і рідиною глушіння

Найменування кислотного складу	Сумісність із попутньо-видобувною водою		Сумісний з рідиною глушіння при 93 °С
	при 83 °С	при 93 °С	
КС-1	помутніння, відсутність осаду	помутніння, відсутність осаду	прозорий, без осаду
КС-2	помутніння, відсутність осаду	помутніння, відсутність осаду	прозорий, без осаду
КС-3	прозорий, без осаду	помутніння, відсутність осаду	прозорий, без осаду
КС-4	прозорий, без осаду	помутніння, відсутність осаду	прозорий, без осаду

3.3 Визначення температури застигання кислотних складів

Температуру застигання визначали відповідно до ДСТУ 20287-91.

У результаті експериментів виявлено, що КС-1 і КС-2 не замерзають при температурі мінус 45 °С, кислотний склад КС-3 замерзає при температурі мінус 18 °С, а КС-4 – при температурі мінус 21 °С (табл. 3.7).

Таблиця 3.7. Температура застигання кислотних складів

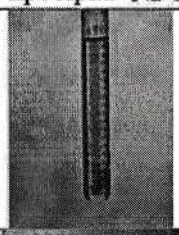
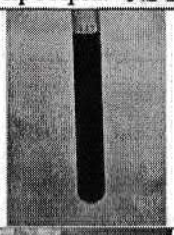
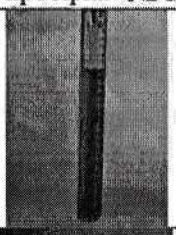
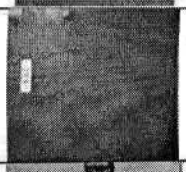
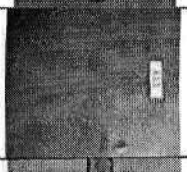
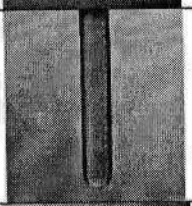
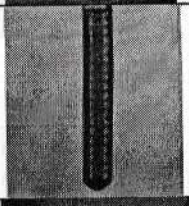
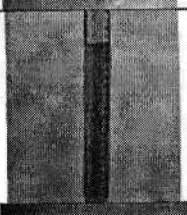
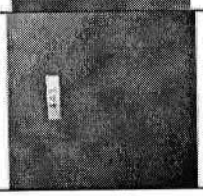
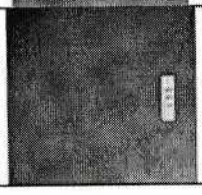
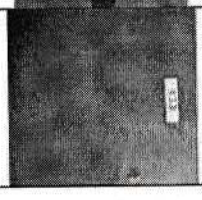
Найменування кислотного складу	Масова частка діючої речовини в товарній формі, %	Температура замерзання, 0°С
12% розчин HCl	35% соляної кислоти	не замерзає при мінус 45 °С
КС-1	20% соляної кислоти	
КС-2	24% соляної кислоти	
КС-3	70% оцтової кислоти	мінус 18 °С
КС-4	36,1% глутамінової діоцтової	мінус 21°С

Кислотні склади КС-1 і КС-2 можуть бути рекомендовані до дослідно-промислових робіт (ДПР) в умовах Компанського НГКР у будь-яку пору року. Існують ризики застосування і зберігання кислотних складів КС-3 і КС-4 в зимовий і осінній періоди на Компанському родовищі. Хоча слід зазначити, що КС-3 і КС-4 після відтавання залишаються гомогенними розчинами.

3.4 Визначення термостабільності кислотних складів при пластовій температурі

Методика проведення експерименту. КС розливалися по трьох пробірках в об'ємі 100 мл. У пробірці 1 – склад без додавання іонів заліза, витримувався 30 хв при температурі 93 °С. У пробірку 2 додавали 2000 ppm іонів заліза (III), витримували 30 хв за температури 93 °С. Пробірка 3 – склад порівняння (витримувався 30 хв при температурі 20 °С).

Таблиця 3.8. Результати дослідження термостабільності кислотного складу КС-2 при пластовій температурі за присутності іонів тривалентного заліза

Склад	T = 93 °C (пробірка № 1)	T = 93 °C, $+Fe^{3+}$ (пробірка № 2)	T = 20 ± 2 °C (пробірка № 3)
Початковий			
			
Нейтралізований			
			

Через 30 хв нагрівання перевіряли пробірки 1 і 2. Уточнювали можливий поділ фаз, помутніння, зміну кольору та/або випадання в осад вмісту пляшечок. Порівнювали дві підігріті проби з контрольною (пробірка 3).

Проби профільтровували через сито для встановлення наявності осаду.

У результаті проведеного тестування, через 30 хв термостатування,

помутніння та осадкоутворення не спостерігалося.

У таблиці 3.8 на прикладі реагенту КС-2 наведено результати дослідження термостабільності КС при пластовій температурі в присутності іонів тривалентного заліза. Усі досліджувані реагенти показали аналогічні позитивні результати.

3.5 Визначення ризиків утворення вторинних відкладів під час взаємодії кислотних складів із карбонатом кальцію

Методика проведення експерименту. Як породу пласта використовували мармурові пластинки. На пластину наносили КС виходячи зі співвідношення 2,5 мл кислоти на 1 г карбонату кальцію і витримували до припинення реакції. Потім склад фільтрували через заздалегідь висушений до постійної маси фільтр «синя стрічка». Після фільтрації фільтр піддавався повторному сушінню до постійної маси. Маса осаду $m_{осад}$ визначалася за формулою:

$$m_{осад} = m_2 - m_1 , \tag{3.3}$$

де m_1 – маса фільтра до фільтрації складу, г;

m_2 – маса фільтра після фільтрації складу, г.

Результати тестування вторинного осаду наведено в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9. Визначення кількості вторинного осаду під час взаємодії кислотного складу і мармуру

Найменування кислотного складу	Кількість осаду
12% розчин HCl	Немає
КС-1	Немає
КС-2	Немає
КС-3	є (розчиняється у воді)
КС-4	є (розчиняється у воді)

3.6 Обґрунтування застосування розчинників як роздільної облямівки під час кислотного впливу

З метою збільшення ефективності СКО свердловин на Компанському НГКР випробувано розчини ізопропілового спирту (ІПС) як облямівку перед закачуванням КС у ПЗП. ІПС дає змогу, з одного боку, попередньо більш ефективно гідрофілізувати породу пласта перед СКО порівняно з метанолом та етанолом, з іншого боку, має меншу кількість ризиків висмоктування продуктів реакції, зокрема, хлориду кальцію, під час змішування з відпрацьованою КС порівняно з більш високомолекулярними розчинниками [25]. У роботі [25] показано відсутність хлорувальної дії соляної кислоти на нижчі спирти за їхнього вмісту в суміші менше 40 %. Тому для виконання зазначеного дослідження використовували 10-40 % розчини ІПС і провели випробування в такій послідовності:

1 сумісність розчинів ІПС зі зразками нафти об'єктів В-19в і В-15в при пластовій температурі протягом 4 год;

2 сумісність розчинів ІПС із КС;

3 сумісність трикомпонентної системи: розчин ІПС, КС, нафта при пластовій температурі.

Результати сумісності розчинів ІПС зі зразками нафти об'єктів В-19в і В-15в.

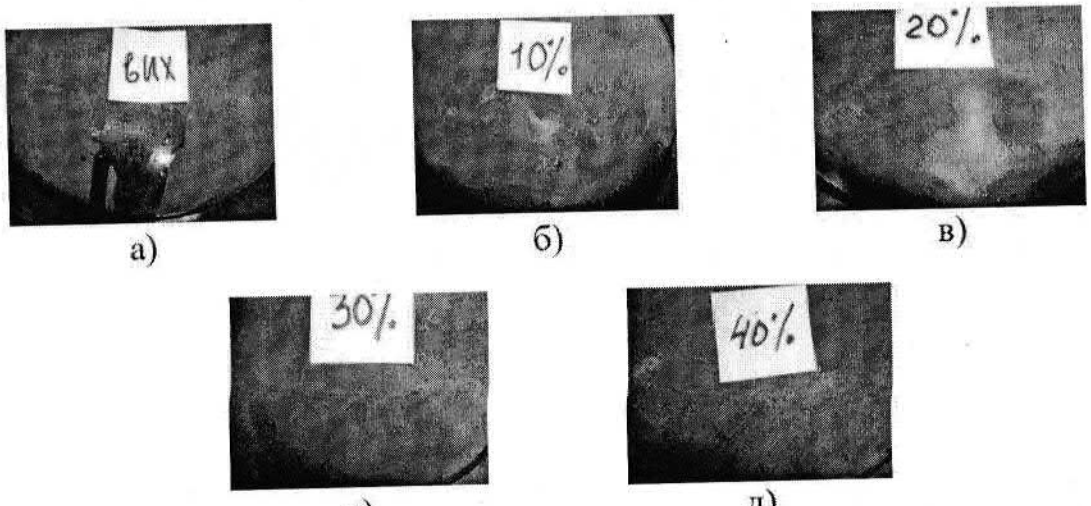
ІПС тестували у співвідношенні 1:1 зі зразками нафти при пластовій температурі 83 °С (об'єкт В-15в) та 92 °С (об'єкт В-19в). Час реагування – 4 год. Контроль розшарування суміші проводили через 0,5 і 4,0 год. Для встановлення факту випадання кольматанта суміші фільтрували через сито 100 меш. *Результати випробувань зі зразками нафти пласта В-19в і В-15в* представлено відповідно в таблиці 3.10, на рисунках 3.2 і 3.3 і в таблиці 3.11, на рисунках 3.4 і 3.5.

Таблиця 3.10. Результати сумісності розчинів ІПС зі зразком нафти горизонту В-15в (температура 83 °С) у співвідношенні 1:1

Досліджуваний розчин	Розшарування, %		Наявність осаду
	через 0,5 години	через 4 години	
Вихідний ІПС	0	0	Відсутній
10 %-ий розчин ІПС	90	100	Відсутній
20 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній
30 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній
40 %-ий розчин ІПС	95	100	Відсутній

а) б)

Рис. 3.2 Розшарування складів ІПС зі зразком нафти горизонту В-15в через 30 хв (а), через 4 год (б)



а) б) в)

г) д)

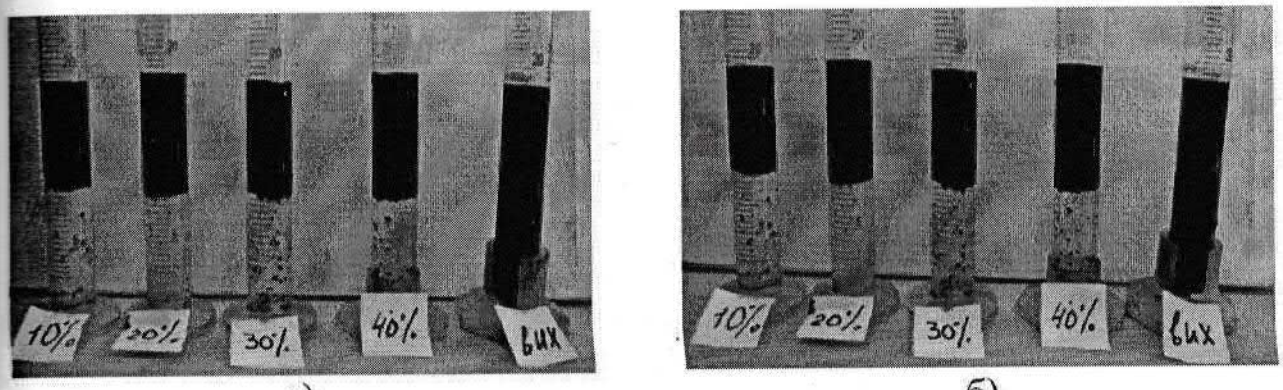
Рис 3.3 Результат фільтрування суміші нафти пласта В-15в з розчинами ІПС ІПС: вихідним (а); 10 %-им розчином ІПС (б); 20 %-им розчином ІПС (в); 30 %-им розчином ІПС (г); 40 %-им розчином ІПС (д)

Під час контакту розчинів ІПС зі зразком нафти пласта В-15в утворюються суміші, що розділяються на 90-100 %-ві через 0,5 год (табл. 3.10, рис. 3.2, а), через 4 год контакту суміші розшаровуються на 100 % (рис. 3.2, б), не утворюючи кольматанта (рис. 3.3, б-д). Початковий ІПС утворює зі зразком нафти однорідну нероздільну суміш (табл. 3.10), не залишаючи на ситі осаду (рис. 3.3, а).

Товарна форма ІПС та його 10-40 % водні розчини зі зразком нафти пласта В-19в також є сумісними – протягом 4 год суміші розділяються на 100 % (табл. 3.11), і випадання кольматанта не виявлено (рис. 3.5).

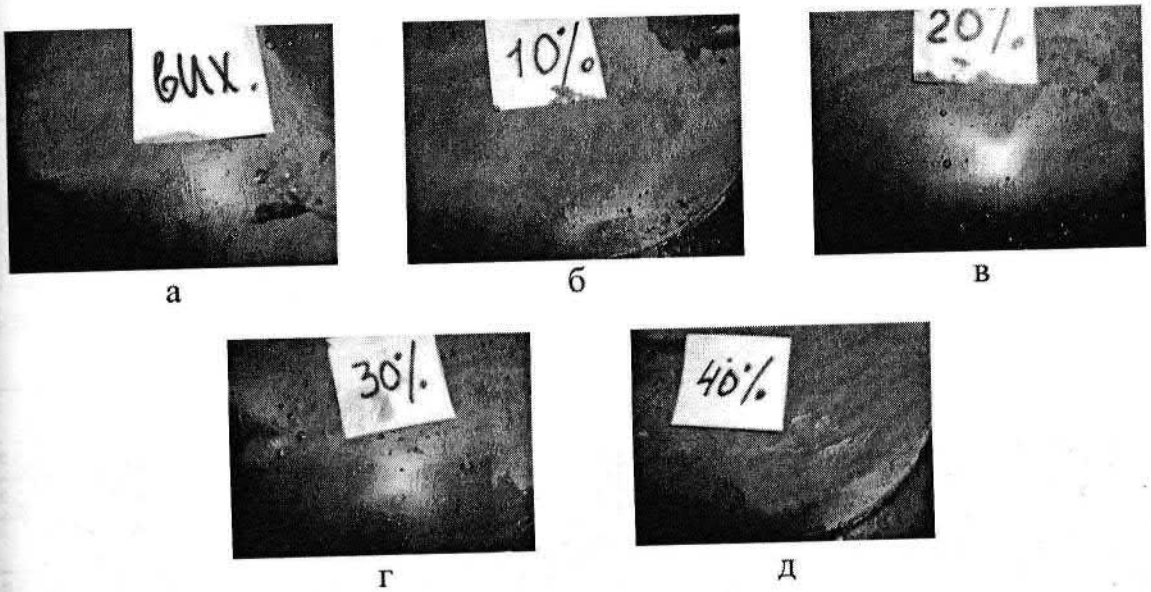
Таблиця 3.11. Результати сумісності розчинів ІПС зі зразками нафти пласта В-19в (температура 92 °С) у співвідношенні 1:1

Досліджуваний розчин	Розшарування, %		Наявність осаду
	через 0,5 години	через 4 години	
Вихідний ІПС	0	0	Відсутній
10 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній
20 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній
30 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній
40 %-ий розчин ІПС	80	95	Відсутній



а) б)

Рис. 3.4 Розшарування складів ІПС із пластовим флюїдом пласта В-19в через 30 хв (а); через 4 год (б)



а б в г д

Рис. 3.5 Результат фільтрування суміші нафти пласта В-19в з розчинами ІПС: вихідним (а); 10 %-им розчином ІПС (б); 20 %-им розчином ІПС (в); 30 %-им розчином ІПС (г); 40 %-им розчином ІПС (д)

Випробування сумісності розчинів ІПС з 12 %-им розчином КС-2 проводили з 10 %-им і 20 %-им розчинами ІПС за пластової температури протягом 4 год. Співвідношення розчинів – 1:1. Виявили, що розчини при 92 °С сумісні – під час контакту компонентів осад не утворюється (рис. 3.6).

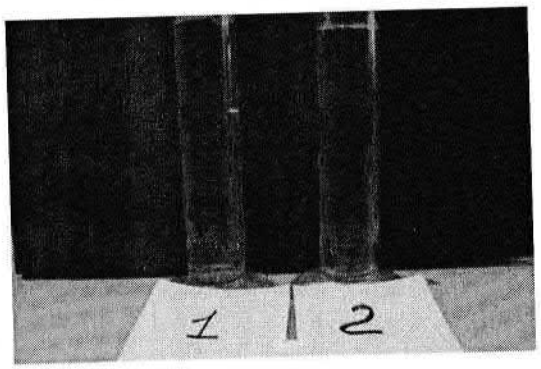


Рис. 3.6 Результат сумісності розчинів ІПС із 12 %-им розчином КС-2 за 92 °С: 1 – з 10 %-им розчином ІПС; 2 – з 20 %-им розчином ІПС

Далі наведено результати сумісності трикомпонентної системи. Тестування проводили згідно з раніше наведеною методикою сумісності з нафтою. Співвідношення нафти, КС (розведеного до 12 % HCl) і розчину ІПС

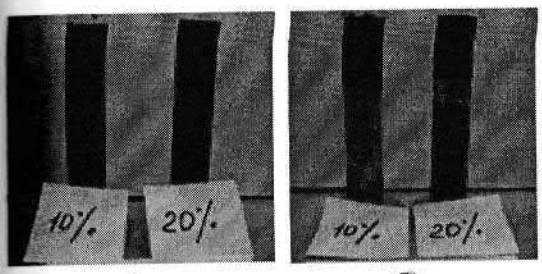
відповідає 1:1:1. Отримані результати наведені в таблиці 3.12 і на рисунках 3.7 і 3.8 (для горизонту В-15в), а також на рисунках 3.9 і 3.10 (для горизонту В-19в).

Таблиця 3.12. Результати сумісності трикомпонентної системи (розчин ІПС, КС-2, нафта) у співвідношенні 1:1:1

Досліджуваний розчин	Розшарування, %		Наявність осаду на ситі 100 меш.	Результат тесту
	через 0,5	через 4		
з пластовим флюїдом горизонта В-15в				
10 %-ий розчин ІПС	96	100	Відсутній	Сумісний
20 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній	Сумісний
з пластовим флюїдом горизонта В-19в				
10 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній	Сумісний
20 %-ий розчин ІПС	100	100	Відсутній	Сумісний

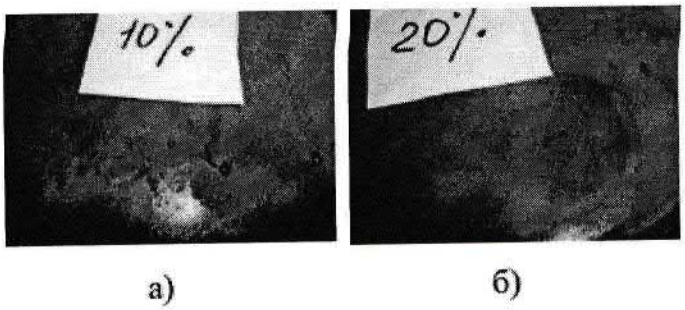
Зазначено, що 10 %-ий і 20 %-ий розчини ІПС сумісні з сумішшю нафти і кислотного складу КС-2. Трикомпонентні суміші з нафтою об'єкта В-15в розділяються на 100 % протягом 4 год (табл. 3.12, рис. 3.7) і не утворюють осад (рис 3.8). Пластовий флюїд пласта В-19в під час контакту з ІПС і КС-2 розділяється на 100 % через 0,5 год (рис. 3.9) і не утворює осаду (рис. 3.10).

Таким чином, ІПС у товарній формі та його розчин (10-40 %) протягом 4 год за пластової температури сумісні з нафтами пластів В-19в і В-15в.



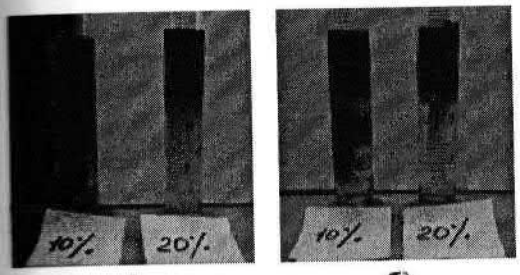
а) б)

Рисунок 3.7 - Результат розшарування трикомпонентної суміші (нафти пласта В-15в, КС-2 і розчину ІПС) через 0,5 год при 83 °С



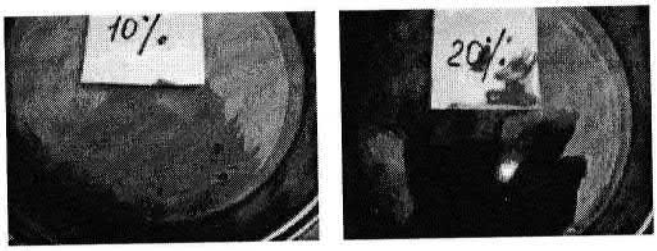
а) б)

Рисунок 3.8 - Результат фільтрування трикомпонентної суміші (нафти пласта В-15в, КС-2 і розчину ІПС) через 4 год



а) б)

Рисунок 3.9 - Результат розшарування трикомпонентної суміші (нафти пласта В-19в, КС-2 і розчину ІПС) через 0,5 год при 92 °С



а) б)

Рисунок 3.10 - Результат фільтрування трикомпонентної суміші (нафти пласта В-19в, КС-2 і розчину ІПС) через 4 год

3.7 Дослідження корозійної активності кислотних складів

Для досліджень використано пластини зі сталі Ст. 3 (ДСТУ 380) або 08 кп (ДСТУ 1050) розмірами 50×20×3 або 50×20×2 мм. У тефлонову ємність наливали 100 см^3 досліджуваного КС і поміщали в розчин дві пластини, підвішені на тефлоновій розпірці так, щоб вони не стикалися зі стінками ємності. Пластини занурювали у випробовуваний розчин на 10 мм нижче рівня рідини. Ємність із пластинами та досліджуваним розчином поміщали в термостат із температурою випробування і витримували протягом 12 год. Після цього пластини витягали з розчину, ретельно промивали у проточній воді, зчищали наліт, потім

багаторазово обполіскували дистильованою водою, промивали послідовно спиртом і ацетоном, сушили і зважували з точністю до четвертого знака після коми [16].

Швидкість корозії, г/(м^2·год), розраховували за формулою (3.4):

$$K = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t} \quad (3.4)$$

де m_1 – маса пластини до початку аналізу, г; m_2 – маса пластини після аналізу, г; S – площа пластини, м^2; t – час експерименту, год.

Швидкість корозії КС не повинна перевищувати 0,2 г/(м^2 год) за 20 °С і 20 г/(м^2 год) при температурі пласта досліджуваного родовища (93 °С).

Було виявлено високі ризики кислотної корозії для умов Компанського НГКР базового КС (розчину 12 %-ої інгібованої соляної кислоти). Показники кислотної корозії деяких КС склали 160 г/(м^2 год) (рис. 3.11). Результати з визначення швидкості корозії КС наведено в таблиці 3.13.

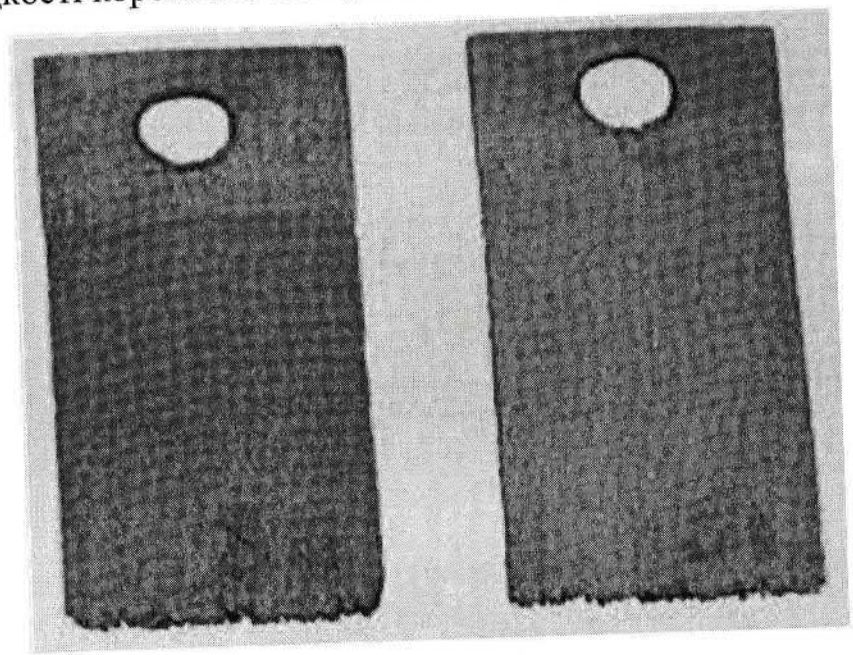


Рис. 3.11 Вигляд пластинки зі сталі Ст3, що піддавалася кислотній корозії за 93 °С протягом 12 год

Таблиця 3.13. Результати визначення швидкості корозії КС

Найменування кислотного складу	*Швидкість корозії, г/(м²·год)*
12 % HCl інг.	*160,0*
КС-1	10,2
КС-2	8,5
КС-3	5,0
КС-4	14,8

Таким чином, усі досліджувані КС, на відміну від 12 %-го розчину інгібованої соляної кислоти, характеризуються низькою швидкістю корозії – до 15 г/(м²·год), тобто можуть застосовуватися для СКО свердловин Компанського НГКР.

3.8 Визначення швидкості реакції кислотних складів зі зразками гірської породи досліджуваних об'єктів

У роботі було використано метод визначення активності КС по відношенню до карбонатної породи за швидкістю виділення вуглекислого газу при використанні манометричної установки (п. 2.4.2).

Для досліджень використовувався керн, відібраний зі свердловини 7 на Компанському родовищі. Зразки гірської породи були екстраговані спиртобензольною сумішшю, висушені за 105 °С і насичені нафтою. Для цього через шар завтовшки 25-30 мм дезінтегрованої породи на лійці Бюхнера профільтровували нафту, відібрану з тієї ж свердловини. Експерименти проводилися при пластовій температурі 92 °С.

Під час експерименту визначали кількість вуглекислого газу (CO_2), що виділився за певний час під час обробки керна КС, за температури 92 °С. Апроксимація отриманих кінетичних кривих може бути виконана згідно з припущенням про те, що кінетика реакції соляної кислоти з карбонатною гірською породою підпорядковується закономірностям топохімічних процесів [44], які проходять у неоднорідних середовищах:

$$v_t = v_0(1 - \exp(-Kt_k\text{^}n)), \quad (3.5)$$

де v_t – кількість газу, що виділився в момент часу t, ммоль; v_0 – загальна кількість газу, що виділився, ммоль; K – константа реакції, c^{-1}; $t_к$ – час, с.

Проте, з метою подальшого застосування даних для адаптації математичної моделі кислотного розчинення для умов Компанського НГКР використано формальну кінетику, за якої коефіцієнт n прийнято рівним 1.

Константи швидкості реакції досліджуваних КС зі зразками породи пластів В-19в наведені в таблиці 3.14, кінетичні криві – на рисунку 3.12.

Таблиця 3.14. Константи швидкості реакції КС із породою об'єктів В-19в

Кислотний склад	v_0, ммоль	k, c^{-1}	t_{max}*, с	$(dv/dt)_{max}$**, ммоль/с	fк
12 %-ий розчин HCl	2,25	0,036	1,6	0,07	1,000
КС-1	1,79	0,032	2,0	0,05	1,393
КС-2	2,07	0,029	1,7	0,06	1,194
КС-3	1,71	0,022	4,2	0,03	2,189
КС-4	0,77	0,010	2,0	0,01	5,103

Примітки: * t_{max} – час, за якого швидкість реакції має найбільше значення;
** $(dv/dt)_{max}$ – максимальна швидкість реакції кислотного складу з породою.

Згідно з отриманими кінетичними параметрами, всі розроблені комплексні сповільнені КС реагують з породою пласта повільніше, ніж 12 %-ий розчин інгібованої соляної кислоти. Зменшення константи швидкості взаємодії КС з породою об'єкту В-19в відбувається в ряді від більшого до меншого: КС, сповільнений ПАР (КС-1); КС, з добавкою оцтової кислоти і ПАР (КС-2); оцтова кислота з добавкою ПАР (КС-3); глутамінова, N, N-діоцтова кислота (КС-4).

Таким чином, при температурі 92 ^{0}C для карбонатного колектора, який переважно складається з доломіту, сповільнення за рахунок зниження величини константи швидкості хімічної реакції КС із породою при заміні соляної кислоти на оцтову кислоту є більш ефективним, ніж сповільнення дифузійної складової за рахунок використання ПАР.

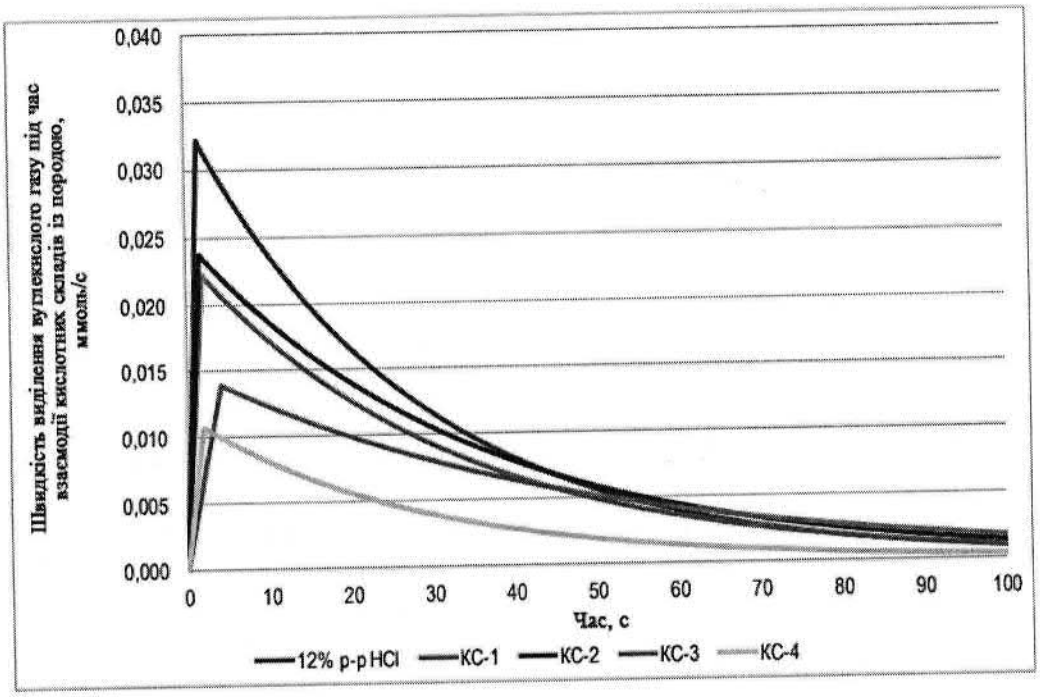


Рис. 3.12 Залежність зміни швидкості реакції КС і 12 %-го розчину інгібованої соляної кислоти з карбонатною породою пласта В-19в від часу за температури 92 °С

При цьому слід зазначити, що питома розчинна здатність соляної кислоти більша за розчинні здібності оцтової кислоти та хелатної сполуки – глутамінової, N, N-діоцтової кислоти, тому для остаточного вибору КС і технології його закачування в пласт необхідно проводити фізичне та математичне моделювання кислотного впливу.

Проте варто зазначити, що оптимально підібрані комплексні сповільнені КС порівняно з базовим реагентом (12 %-им розчином інгібованої соляної кислоти) при проведенні КО видобувних свердловин Компанського НГКР, по-перше, запобігають первинній і вторинній кольматації ПЗП, по-друге, мають низьку корозійну активність по відношенню до експлуатаційної колони і НКТ, по-третє, підвищують глибину впливу на ПЗП за рахунок сповільненої швидкості реакції з породою пласта.

Таблиця 3.15. Порівняння фізико-хімічних параметрів базового реагенту та комплексних уповільнених кислотних складів

Параметр	Одиниці вимірювання	Значення, фактичне				
		12% розчин соляної	КС-1	КС-2	КС-3	КС-4
Швидкість корозії сталі марки Ст3 при 90 °С	г/(м ^{2} год)	160,0	10,2	8,5	5,0	14,8
Швидкість реакції породою (уповільнення порівняно з 12 %-ною соляною кислотою)	Од.	1,00	1,27	1,18	1,99	2,54
Сумісність реагенту з нафтою (В-19в і В-21/В-15в)	–	Не сумісний/ Не сумісний	Сумісний/ Не сумісний	Сумісний/ Сумісний	Сумісний/ Сумісний	Сумісний/ Сумісний
Температура замерзання реагенту (товарної форми)	°С	мінус 45	мінус 45	мінус 45	мінус 18	мінус 21
Стабільність реагенту за пластової температури протягом 4 год	Так/Ні	Так	Так	Так	Так	Так
Стабілізація заліза (утримування заліза в кількості 2000 ppm)	осад / без осаду	Осад	Без осаду	Без осаду	Без осаду	Без осаду
Утворення осаду під час взаємодії з карбонатом кальцію	Так/Ні	Ні	Ні	Ні	Так (розчинний у воді)	Так (розчинний у воді)
Сумісність із органічним розчинником	Так/Ні	-	Так	Так	Так	Так

3.9 Висновки з розділу 3

1. Проведено фізико-хімічні дослідження різних типів комплексних сповільнених КС на основі соляної кислоти з ПАР, органічних кислотних сполук (оцтової кислоти, модифікованої ПАР), суміші соляної кислоти та оцтової кислоти, хелатних сполук (глутамінової, N,N-діоцтової кислоти). Лабораторними експериментами доведено утворення органічних і неорганічних кольматантів при застосуванні інгібованої соляної кислоти без модифікаторів.

2. Експериментально доведено, що випробувані комплексні сповільнені КС сумісні з пластовими флюїдами (не сприяють випаданню важких компонентів), стабільні за пластової температури та мають низьку корозійну активність.

3. Проведено дослідження з визначення швидкості взаємодії КС з породою об'єкта В-19в. Визначено параметри кінетики реакції комплексних уповільнених КС з породою об'єкта В-19в.

РОЗДІЛ 4. ОБҐРУНТУВАННЯ ДИЗАЙНУ КИСЛОТНОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТ З ВИКОРИСТАННЯМ КОМПЛЕКСНИХ СПОВІЛЬНЮЮЧИХ СКЛАДІВ

4.1 Розрахунок ефективності кислотної обробки для вертикальних і горизонтальних свердловин

Вираз для розрахунку вихідного скін-фактора свердловини, що має зону забруднення радіусу r_d, має такий вигляд (формула Гоккінса):

$$S_0 = \left(\frac{k_0}{k_d} - 1\right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right), \tag{4.1}$$

де k_0 – проникність віддаленої зони пласта, м^2; k_d – проникність забрудненої зони, м^2; r_d – радіус зони забруднення, м.

З урахуванням наявності зони поширення червоточин радіуса R_{wh} і збільшеної проникності K_{wh} у цій зоні скін-фактор свердловини визначається таким виразом:

$$S = \ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \frac{k_0}{k_d} \ln\left(\frac{r_d}{r_{wh}}\right) + \frac{k_0}{k_{wh}} \ln\left(\frac{r_{wh}}{r_w}\right) - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right), \tag{4.2}$$

Об'єднуючи (4.1) з (4.2), одержуємо таке рівняння для розрахунку скінфактора свердловини після обробки, з урахуванням розрахованого радіуса проникнення каналів розчинення та відомих значень скін-фактора і радіуса забруднення пласта до обробки:

$$S = \ln\frac{r_{wh}}{r_w}\left(\frac{k_0}{k_{wh}} - 1\right) + S_0 \frac{\ln\frac{r_d}{r_{wh}}}{\ln\frac{r_d}{r_w}}, \tag{4.3}$$

Для випадку, коли $r_{wh} > r_d$ і з урахуванням припущення, що утворені червоточини матимуть нескінченну проникність, вираз (4.3) набуває такого вигляду:

$$S = -\ln\left(\frac{r_{wh}}{r_w}\right), \tag{4.4}$$

З використанням формули (4.2) розрахуємо значення скін-фактора після соляно-кислотної обробки свердловини, що експлуатує об'єкти В-19н і В-15в, з урахуванням закачування КС в об'ємі 1 м^3 на 1 м ефективної товщини пласта, а також інших параметрів, наведених у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Початкові параметри для розрахунку довжини червоточини при кислотному впливі на 1 м ефективної товщини об'єктів В-19в і В-15в Компанського НГКР

№ п/п	Параметр	Позначення	Значення		Розмірність
			В-19в	В-15в	
1	Пористість	ϕ	0,07	0,1	ч.о
2	Проникність	k	0,19E-12	0,17E-12	м^2
3	Коефіцієнт дифузії	D	$4{,}92\cdot10^{-9}$	$4{,}92\cdot10^{-9}$	м^2/с
4	В'язкість КС	μ	0,0005	0,0005	Па·с
5	Щільність КС	ρ	1057	1057	кг/м^3
6	Коефіцієнт f_1	f_1	$1{,}21\cdot10^{9}$	$2{,}67\cdot10^{9}$	–
7	Коефіцієнт f_2	f_2	0,053	0,0069	–
8	Молярна концентрація соляної кислоти	*Ст-1*	3480	3480	моль/м^3
9	Масова частка соляної кислоти в реагенті	w	0,12	0,12	ч.о
10	Щільність породи	*ρrock*	2870	2650	кг/м^3
11	Розчинна здатність реагенту	β	1,27	1,27	–
12	Константа швидкості реакції КС	K	0,036	0,046	с-1
13	Питомий об'єм КС	V	1	1	м^3/м
14	Середня ефективна товщина пласта	*Нєфф*	17,6	5	м
15	Питома швидкість закачування КС	Q	0.01704	0,06000	м^3/(хв·м)

Також задамо середнє значення глибини забруднення пласта, що дорівнює 0,8 м, і значення вихідного (до СКО) скін-фактора свердловини, що дорівнює 1,2. Значення параметра K_{wh} відповідає середній поліпшеній проникності породи і приймається рівним значенню вихідної проникності пласта, збільшеної в 1000 разів.

Оскільки розраховане раніше значення глибини інтенсифікації для об'єкта В-19в менше за радіус забруднення пласта, використовуємо для розрахунку формулу (4.3), отримаємо:

$$S = \ln\frac{0.52}{0.1}(0.001 - 1) + 1.2\frac{\ln\frac{0.8}{0.52}}{\ln\frac{0.8}{0.1}} = -1.39, \quad (4.5)$$

Розраховане раніше значення глибини інтенсифікації для об'єкта В-15в становить 1,004 м, тому, використовуючи формулу (4.4), отримаємо:

$$S = \ln\frac{1.004}{0.1} = -2.3, \quad (4.6)$$

За результатами розрахунків отримано, що закачуванню КС в об'ємі 1 м^3 на 1 м ефективної товщини пласта об'єкта В-19в відповідає значення скін-фактора, що дорівнює -1,39, для об'єкта В-15в значення скін-фактора становить -2,3.

Розраховано значення скін-фактора після проведення КО свердловин, які експлуатують продуктивні горизонти Компанського НГКР при різних швидкостях закачування і констант швидкості реакції КС із породою. Отримані значення скін-фактора наведені в таблицях 4.2, 4.3 і відображені на рисунках 4.1, 4.2.

Таблиця 4.2. Розрахункові значення скін-фактора свердловини після проведення СКО, що експлуатує горизонт В-19в

Ef, с$^{-1}$ / q, м^3/хв	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10^{-2}	10^{-1}
0,01	–1,92	–1,88	–1,61	–0,35	1,46
0,01	–1,64	–1,63	–1,57	–1,10	0,44
0,02	–1,47	–1,47	–1,45	–1,24	–0,16
0,02	–1,36	–1,36	–1,35	–1,23	–0,49
0,03	–1,27	–1,27	–1,26	–1,20	–0,68
0,03	–1,20	–1,20	–1,20	–1,15	–0,78
0,04	–1,14	–1,14	–1,14	–1,11	–0,83
0,05	–1,09	–1,09	–1,09	–1,06	–0,86
0,05	–1,04	–1,04	–1,04	–1,02	–0,86
0,06	–1,00	–1,00	–1,00	–0,99	–0,86
0,06	–0,97	–0,97	–0,97	–0,95	–0,85
0,07	–0,93	–0,93	–0,93	–0,92	–0,84
0,07	–0,90	–0,90	–0,90	–0,89	–0,82
0,08	–0,88	–0,87	–0,87	–0,87	–0,81
0,09	–0,85	–0,85	–0,85	–0,84	–0,79

З використанням розрахункового шаблону проведено розрахунки КО на свердловинах Компанського НГКР. Метою розрахунків було визначення оптимальних параметрів для використання дизайну СКО.

З огляду на те, що свердловини розглянутого родовища мають невелику історію експлуатації, існують труднощі у встановленні їхнього середнього дебіту.

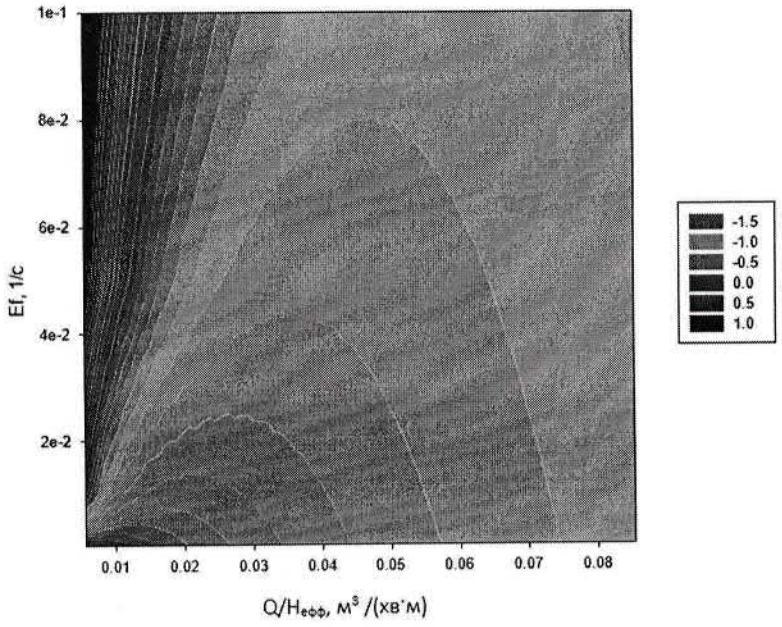


Рис. 4.1 Залежність скін-фактора від швидкості закачування і константи швидкості реакції КС із породою після проведення СКО свердловини, що експлуатує горизонт В-19в

Таблиця 4.3. Розрахункові значення скін-фактора свердловини після проведення СКО свердловини, що експлуатує горизонт В-15в

Ef, с⁻¹ / q, м³/хв	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10^{-2}	10^{-1}
0,02	–3,19	–3,16	–2,90	–1,35	0,80
0,04	–3,06	–3,05	–2,99	–2,45	–0,44
0,06	–2,98	–2,98	–2,95	–2,75	–1,19
0,08	–2,93	–2,93	–2,91	–2,80	–1,67
0,10	–2,89	–2,88	–2,88	–2,80	–1,98
0,12	–2,85	–2,85	–2,84	–2,80	–2,18
0,14	–2,82	–2,82	–2,82	–2,78	–2,31
0,16	–2,80	–2,80	–2,79	–2,77	–2,40
0,18	–2,77	–2,77	–2,77	–2,75	–2,45
0,20	–2,75	–2,75	–2,75	–2,74	–2,49
0,22	–2,74	–2,74	–2,73	–2,72	–2,51
0,24	–2,72	–2,72	–2,72	–2,71	–2,52
0,26	–2,70	–2,70	–2,70	–2,68	–2,52
0,28	–2,67	–2,67	–2,67	–2,65	–2,52
0,30	–2,64	–2,64	–2,64	–2,63	–2,51

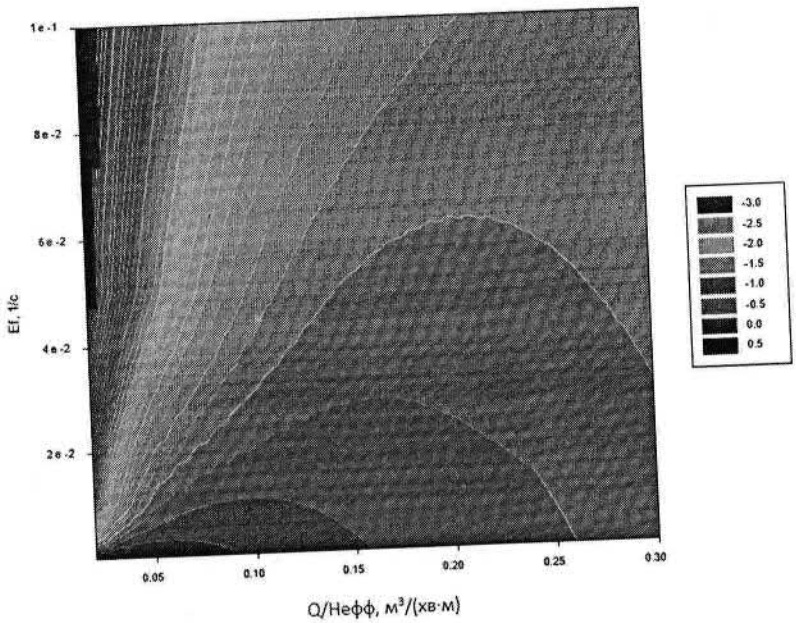


Рис. 4.2 Залежність скін-фактора від швидкості закачування та константи швидкості реакції КС із породою після проведення СКО свердловини,що експлуатує горизонт В-15в

Для розрахунків було використано такі параметри свердловини, властивості пласта і пластової рідини, що закачується КС (табл. 4.4).

Таблиця 4.4. Вихідні дані для розрахунку дизайну КО

Параметри свердловини	
Тип свердловини	вертикальна
Режим припливу	псевдосталий
Дебіт рідини, м^3/добу	11,0
Вибійний тиск до обробки, МПа	33,53
Вибійний тиск після обробки, МПа	32,34
Радіус свердловини, мм	100
Радіус контуру живлення, м	500
Внутрішній діаметр Е/К, мм	146
Внутрішній діаметр НКТ, мм	73
Властивості пласта і пластової рідини	
Пластовий тиск, МПа	40,70
Пластова температура, °С	92
Тиск насичення, МПа	17,00
Скін-фактор свердловини до обробки	1,2
Глибина зони забруднення пласта, м	0,8

Продовження таблиці 4.4

Параметри свердловини	
Обводненість, %	0,1
Об'ємний коефіцієнт нафти, $м^3/м^3$	1,32
В'язкість нафти, мПа с	0,9
Густина нафти, $кг/м^3$	824
Щільність породи, $кг/м^3$	2870
Коефіцієнт анізотропії пласта по вертикалі (K_v/K_h)	0,10
Коефіцієнт Пуассона	0,28
Кислотний склад, що закачується	
Обсяг КС, $м^3$	25,0
Швидкість закачування КС, $м^3$/хв	0,25
Концентрація HCl в КС, %	12
Щільність КС, $кг/м^3$	1070
В'язкість КС, мПа·с	0,5
Константа швидкості реакції КС із породою, $с^{-1}$	0,028

Розрахункова ефективність КО свердловини 4 Компанського НГКР наведена в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5. Розрахункова ефективність КО свердловини 4 Компанського НГКР

Назва параметра	До КО	Після КО КС-2
Дебіт рідини, $м^3$/добу	171	264,4
Дебіт нафти, т/добу	140,9	219,3
Приріст дебіту нафти, т/добу	–	77,46
Скін-фактор	1,2	–2,07
Обводненість, %	0,1	0,1
Коефіцієнт продуктивності за рідиною, $м^3$/(добу атм)	2,37	4,28
Коефіцієнт продуктивності за нафтою, $м^3$/(добу атм)	1,97	3,06

Аналогічну адаптацію моделі (табл. 4.5) проведено для інших продуктивних об'єктів Компанського родовища.

З метою застосування моделі зростання червоподібних каналів розчинення під час розрахунку ефективності КО Компанського НГКР розроблено розрахунковий шаблон з використанням програми MS Excel. На рисунку 4.3

наведено графік ефективності КО шляхом використання скін-фактора для одного з об'єктів Компанського родовища за допомогою обраної моделі.

Для апробації розрахункового шаблону було проведено порівняння промислових результатів СКО на свердловині 4 із розрахунковими даними (табл. 4.6). Також у таблиці наведено результати розрахунку з оптимізації СКО. Результати розрахунків узгоджуються з фактичними даними і мають задовільну збіжність. За результатами оптимізації можна зробити висновок, що на свердловині 4 не досягнуто очікуваного приросту дебіту по нафті.

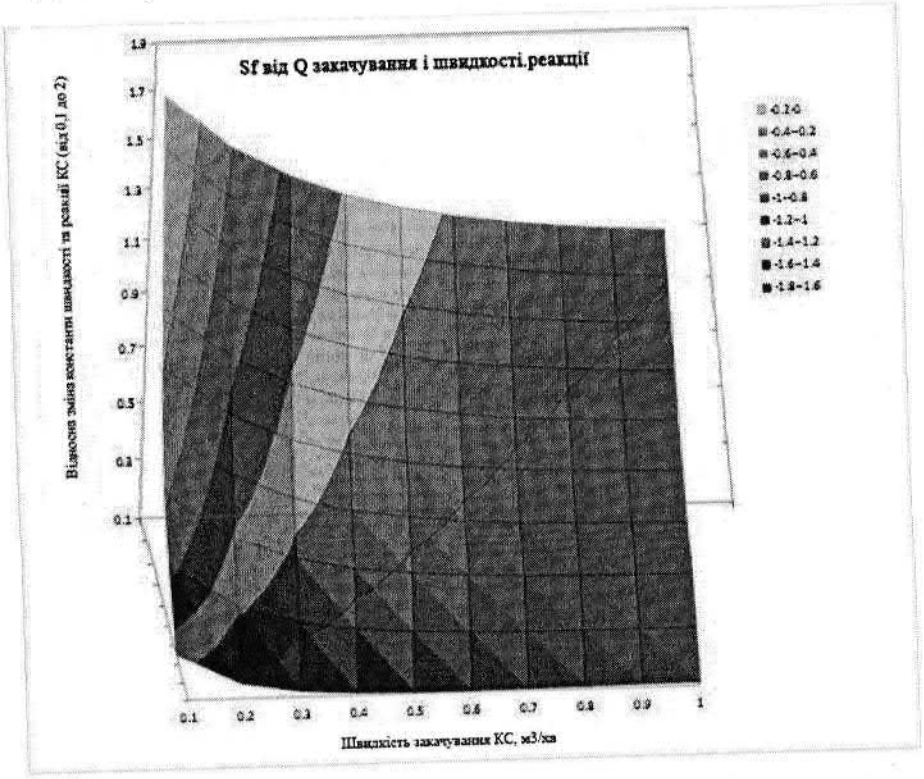


Рис. 4.3 Скін-фактор свердловини після обробки залежно від об'ємної швидкості закачування і швидкості реакції КС

З використанням розрахункового шаблону було встановлено оптимальні дизайни СКО для продуктивних горизонтів Компанського НГКР. Розраховано оптимальні параметри дизайну КО (швидкість і обсяг закачування) з урахуванням максимального приросту дебіту нафти. Результати розрахунку різних дизайнів СКО, а також їхні технологічні параметри наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.6. Порівняння технологічних показників розрахункової та оптимальної СКО

Параметр	СКО факт.	СКО розрахунок	Оптимальний СКО розрахнок
Скін-фактор після СКО	–1,6	–1,66	–2,00
Приріст дебіту нафти, т/добу	36	38	49 (+11)
Додатковий видобуток нафти, тис. т	2,75	2,9	3,8 (+0,9)

Таблиця 4.7. Результати розрахунків різних дизайнів СКО для розглядуваних об'єктів

Об'єкт	№ св.	КС	Оптимальна швидкість закачування, $м^3$/хв	Оптимальний питомий об'єм закачування, $м^3$/м	Оптимальний об'єм закачування, $м^3$	S після КО	Приріст дебіту нафти, т/добу
В-19в	21	КС-2	1,3	1,0	35	–1,2	65,6
		КС-1	2,0	1,0	35	–1,0	61,1
		КС-3	1,5	1,0	35	–1,1	64,0
В-19н	1	КС-2	0,2	6,5	32	–2,2	63,9
		КС-1	0,2	6,5	32	–2,2	63,8
		КС-3	0,2	6,5	32	–2,1	62,4
В-21	2	КС-2	0,4	3,0	16	–1,4	82,2
		КС-1	0,6	3,0	16	–1,3	78,7
		КС-3	0,4	3,0	16	–1,4	82,2
В-15в	3	КС-2	0,4	1,5	20	–1,9	19,7
		КС-1	0,6	1,5	20	–1,8	18,6
		КС-3	0,5	1,5	20	–1,9	19,4

4.2 Висновки з розділу 4

1. Виконано розрахунок скін-факторів свердловин після кислотного впливу на пласти Компанського НГКР залежно від швидкості закачування КС, що перебуває в межах від -1,01 до -2,2. Розраховано прирости дебіту по нафті, які залежно від експлуатованих об'єктів впливу та виду уповільненого комплексного складу змінюються від 18,6 т/добу для свердловини 3 (горизонт В-15в) до 82,2 т/добу для свердловини 2 (горизонт В-21).

2. Запропоновані в цьому розділі математична модель і методика розрахунку ефективності соляно-кислотної обробки лягли в основу розрахункового шаблону, який автоматизує процес прогнозування та проєктування солянокислотних обробок на Компанському родовищі.

РОЗДІЛ 5. ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ КИСЛОТНОГО ВПЛИВУ З ВИКОРИСТАННЯМ КОМПЛЕКСНИХ КИСЛОТНИХ СКЛАДІВ

5.1 Обґрунтування технологічних параметрів соляно-кислотної обробки на основі застосування комплексних уповільнених кислотних складів для умов Компанського НГКР

Як показано в розділах 1-4, на ефективність кислотної обробки впливають такі фактори: порода пласта, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів, тип свердловини, кратність КО свердловини, фізико-хімічні властивості КС, що застосовуються. Тому вибір технології застосування комплексних уповільнених КС для умов видобувних свердловин Компанського НГКР повинен передбачати вищенаведені параметри.

Проведені експерименти щодо сумісності КС зі зразками нафти різних продуктивних горизонтів показали несумісність КС-1 з нафтою об'єкта В-15в. Тому було рекомендовано застосування органічних розчинників перед закачуванням комплексних сповільнених КС на об'єкті В-15в, наприклад ізопропілового спирту. Раніше в розділі 3.6 наведені результати сумісності ІПС із пластовими флюїдами та сповільнених комплексних КС. Об'єм розчинника обирається виходячи з практики з урахуванням технічних особливостей кожної свердловини, становить у середньому 0,5 м^3 на 1 м ефективної товщини пласта. Розчинник, окрім функції розділової облямівки для запобігання випадінню важких компонентів нафти під час змішування КС з нафтою, знижує ризики утворення емульсії в ПЗП, покращує освоєння свердловини після КО.

При цьому однією з особливостей технології СКО на горизонті В-19в є наявність у деяких ділянках породи іліту, що сприяє кольматації за рахунок процесу суфозії при проведенні КО. Відомо, що процес суфозії виникає під час впливу кислоти на зразки керна з низькою проникністю (менше ніж 1,5 мД) і

вмістом ілліту понад 4 %. Тому в разі високого масового вмісту іліту (понад 4 %) у складі породи або в разі спостереження високого тиску на гирлі під час закачування КС необхідно переходити до КО в динамічному режимі з періодичним промиванням свердловини від продуктів реакції для запобігання глибокій кольматації порових каналів ілітом і з метою зниження тиску закачування КС.

При проведенні КО після виходу з буріння основним завданням є видалення кірки бурового розчину. У цьому разі технологія КО має включати промивання свердловини, проведення СКВ і безпосередньо КО. Внаслідок неглибокого проникнення КС у пласт під час проведення обробки ПЗП у разі виходу свердловини з буріння допустиме випадання невеликої кількості важких компонентів нафти під час змішування КС із нафтою. Крім того, ступінь уповільнення реакції КС з породою відіграє незначну роль при неглибокій обробці колектора. При цьому обов'язковими критеріями застосовності КС є стабільність за пластової температури, утримання тривалентного заліза в кількості 2000 ppm, відсутність осаду під час взаємодії з породою, супутньо-видобувною водою і рідиною глушіння.

Розрахунок об'єму КС для розчинення кірки бурового розчину проводять, виходячи з маси частки розчинних компонентів, що містяться в ній, представлених в основному карбонатом кальцію.

Маса КС, необхідна для розчинення кірки бурового розчину в кількості 1 кг з урахуванням залишкової концентрації соляної кислоти (що дорівнює 3 %) у відпрацьованому КС, розраховується таким чином:

$$m_{КС} = \frac{73 \cdot w_{розчин.\ комп.}}{100 \cdot w_{комп.\ кірки}(W_{HCl} - 3\%)}, \quad (5.1)$$

де $m_{КС}$ – маса КС, кг; $w_{розч.комп}$ – частка розчинних у соляній кислоті компонентів бурового розчину (карбонату кальцію), присутніх у кірці бурового розчину, %;

$w_{комп.кірки}$ – частка всіх компонентів бурового розчину, присутніх у кірці бурового розчину, %; %; w_{HCl} – частка соляної кислоти в КС, %.

Відповідно, для видалення кірки ($m_{бур.розч}$) необхідна така кількість КС:

$$m_{КС} = \frac{73 \cdot w_{розч.\ комп.} \cdot m_{бур.\ розч.}}{100 \cdot w_{комп.\ кірки}(W_{HCl} - 3\%)}, \quad (5.2)$$

де $m_{бур.розч.}$ – маса бурового розчину, кг,

або

$$V_{КС} = \frac{73 \cdot w_{розч.\ комп.} \cdot m_{бур.\ розч.} \cdot \rho_{HCl}}{100 \cdot w_{комп.\ кірки} \cdot (W_{HCl} - 3\%)}, \quad (5.3)$$

де $V_{КС}$ – об'єм КС, м^3; D_{KLM} – густина робочої форми КС, кг/м^3.

Під час проведення КО свердловини, що перебуває в експлуатації, одним з основних параметрів кислотного впливу, що впливає на ефективність, є швидкість взаємодії КС із породою. Тому в разі КО свердловини, що перебуває в експлуатації, необхідно застосовувати КС, що володіють усіма перерахованими вище фізико-хімічними параметрами.

У розділі 3 показано, що комплексні уповільнені КС мають необхідні властивості. Обсяг комплексного сповільненого КС під час проведення ОПЗ може становити від 0,7-1,5 м^3/м ефективної товщини, але для кожної свердловини необхідно проводити розрахунок, виходячи з рентабельності обробки, щоб приріст не був меншим за 0,18 т нафти/1 м^3 КС у випадку Компанського НГКР(рис. 5.1).

Повторні КО неоднорідних за проникністю пластів необхідно проводити із застосуванням комплексних сповільнених КС і потововідхиляючих складів [17].

Відмінною особливістю технології застосування комплексних сповільнених КС у горизонтальних свердловинах є їх більш тривале знаходження в породі, на відміну від похило-скерованих свердловин, що може сягати 24 год із моменту закачування реагенту в перший оброблюваний інтервал

пласта. Внаслідок цього корозійний вплив на експлуатаційну колону в разі горизонтальної свердловини має триваліший характер, тому швидкість корозії для КС, що застосовуються для горизонтальних свердловин, не повинна перевищувати 15 г/(м^2·год).

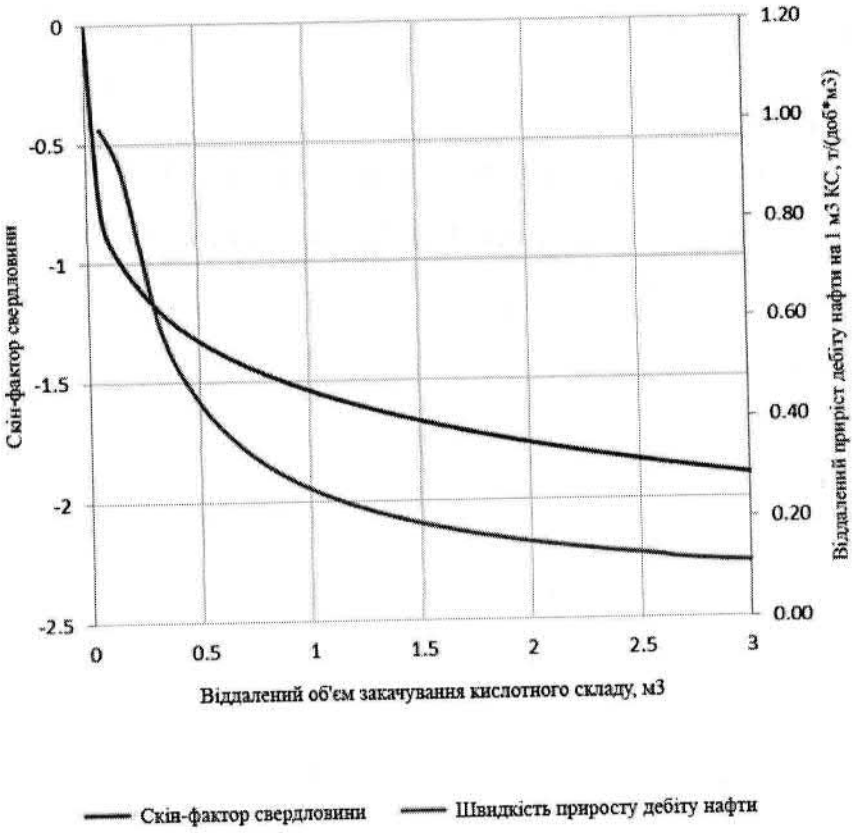


Рис. 5.1 Залежності питомого приросту дебіту нафти і скін-фактора від питомого об'єму комплексного уповільненого КС, що закачується

Алгоритм ухвалення рішення під час вибору технології кислотного впливу наведено на рисунку 5.2. У таблиці 5.1 наведено алгоритм підвищення ефективності застосування технології КО на основі застосування комплексних уповільнених КС.

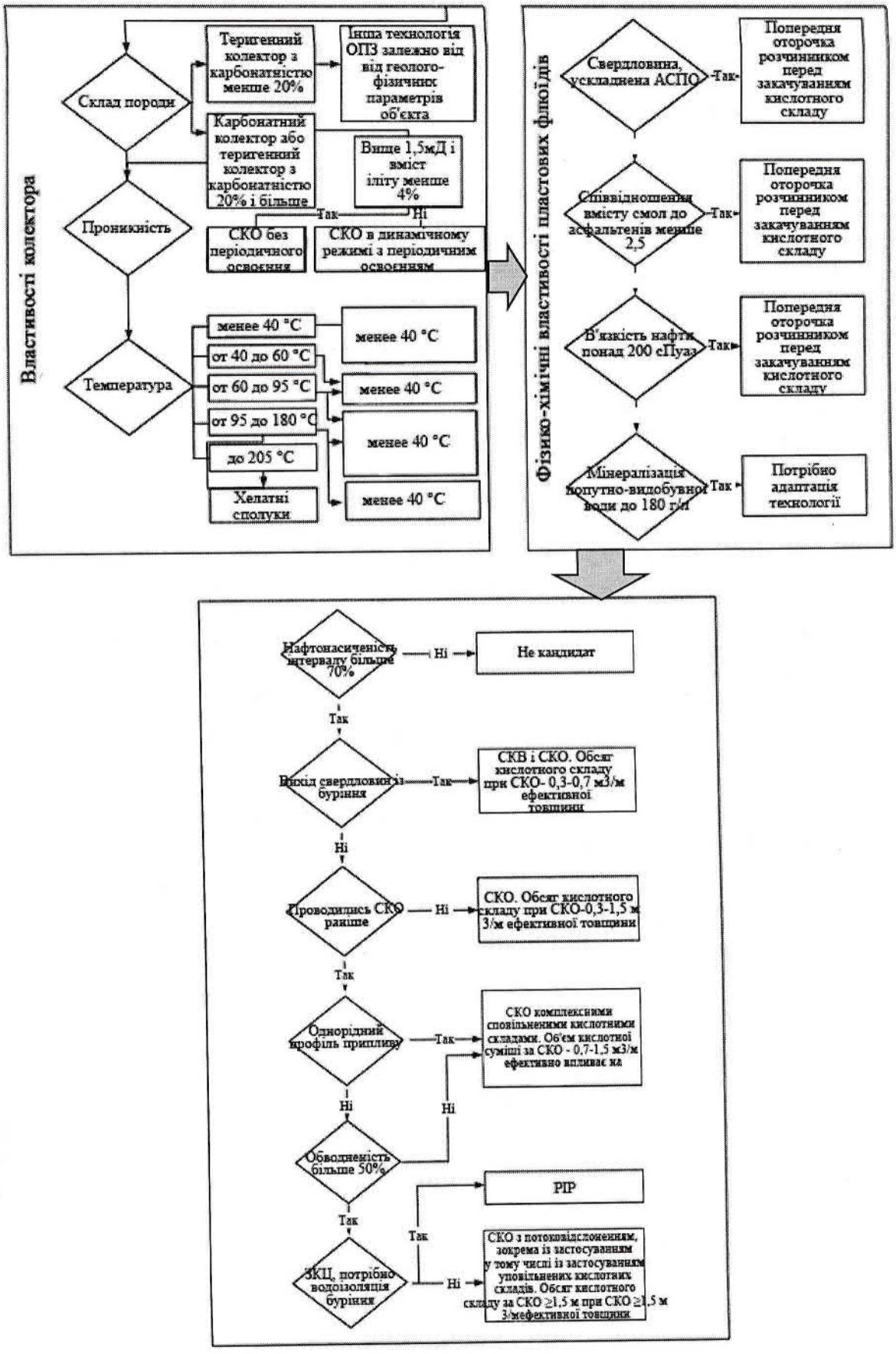


Рис. 5.2 Алгоритм ухвалення рішення під час вибору технології кислотної обробки залежно від геолого-технічних умов

Таблиця 5.1. Алгоритм підвищення ефективності застосування технології кислотної обробки на основі застосування комплексних уповільнених КС

1. Збільшення ефективності уповільненого комплексного КС	Комплекс фізико-хімічних досліджень	
	Визначення сумісності реагентів із нафтою	- оптимізація вмісту антисладжу, деемульгатора та стабілізатора заліза у складі КС
	Визначення сумісності реагентів із попутно видобувною водою	- оптимізація вмісту антисладжу, деемульгатора та стабілізатора заліза у складі КС
	Визначення сумісності реагентів із рідиною глушіння та іншими технологічними рідинами	- оптимізація вмісту антисладжу, деемульгатора та стабілізатора заліза у складі КС
	Стабільність реагенту за пластової температури за умови умови вмісту Fe^{3+} у кількості 2000 ppm	- визначення критеріїв температурного діапазону застосування реагентів
	Стабільність реагенту за негативних температур	- визначення критеріїв температурного діапазону застосування реагентів
	Визначення корозійної активності за пластової температури та за 20 ° С	- визначення мінімально ефективного дозування інгібіторів корозії
	Визначення кінетичних параметрів взаємодії реагентів з породою	- визначення константи швидкості реакції комплексних сповільнених КС із породою, максимальної швидкості реакції та кислотного фактора
2. Оптимізація параметрів закачування реагентів	Комплекс фізичних методів дослідження процесів кислотного впливу на організм людини	
	Фільтраційні дослідження процесу кислотного впливу під час пластового впливу при пластових умови	- визначення градієнта тиску, кількості КС до утворення каналу розчинення, фазової проникності по нафті та воді до і після кислотного впливу
	Рентгенофазовий метод аналізу складу породи до і після кислотного впливу	- визначення мінералогічного складу породи, зокрема нерозчинних складових, до і після кислотного впливу; - визначення впливу глинистої складової на кольматацію порового простору.
	Застосування методів комп'ютерної томографії керна до і після кислотного впливу	- визначення пористості до і після кислотного впливу;

Продовження таблиці 5.1

	Комплекс фізико-хімічних досліджень	
	–	- визначення структури порового простору до і після кислотного впливу.
	Гідродинамічне моделювання	
	Моделювання процесу кислотного розчинення	- оптимізація обсягу КС; - визначення радіусу кислотного впливу
	Розрахунок матеріального балансу в процесі кислотного впливу	- визначення кількості розчиненої породи та продуктів реакції
3. Оцінка стану ПЗП	Геофізичні методи дослідження свердловин	- визначення технічного стану ЕК, - визначення профілю припливу
	Гідродинамічні методи дослідження свердловин	- визначення гідропровідності, п'єзопровідності, пластового тиску, скін-фактора
4. Оцінка техніко-економічної ефективності	Оцінка технологічної ефективності методом прямого рахунку	- визначення приросту дебіту нафти та рідини; - розрахунок додаткового видобутку нафти.
	Розрахунок економічних показників	розрахунок NPV, IRR

На основі даних, отриманих за результатами фізико-хімічних досліджень КС і фізичного моделювання кислотного впливу, наведених у розділі 3, розроблено вимоги до КС, що застосовуються для умов продуктивних об'єктів Компанського вуглеводневого родовища (табл. 5.2).

Таблиця 5.2. Вимоги до КС залежно від типу технології КО і типу свердловини

Параметр	Од. виміру	СКВ	СКО при освоєнні після буріння		СКО під час експлуатації	
			похило-скерована	горизонтальна	похило-скерована	горизонтальна
Швидкість корозії сталі марки 08кп при 90 ^{0}C	г/(м ^{2}·год)	не більше 30	не більше 30	не більше 30	не більше 30	не більше 15
Швидкість реакції з породою (уповільнення порівняно з 12 %-ою соляною кислотою)*	не менше, од.	1	1	1	1,15	1,15
Сумісність реагенту з нафтою	так/часткова сумісність /ні	Можлива часткова сумісність	Можлива часткова сумісність	Можлива часткова сумісність	так	так
Сумісність із фільтратом бурового розчину	так/ні	–	так	так	–	–
Температура замерзання реагенту (товарної форми)	^{0}C	не вище мінус 45	не вище мінус 45	не вище мінус 45	не вище мінус 45	не вище мінус 45
Стабільність реагенту при пластової температури	так/ні	так	так	так	так	так
Сумісність реагенту з супутньо-видобувною водою і рідиною глушіння	кількість осаду менше 5 мг/л	так	так	так	так	так
Стабілізація заліза (утримування заліза в кількості 2000 ppm)	так/зміна забарвлення, осаду ні/ні	зміна забарвлення, осаду немає	зміна забарвлення, осаду немає	зміна забарвлення, осаду немає	зміна забарвлення, осаду немає	зміна забарвлення, осаду немає
Осад під час взаємодії з карбонатом кальцію	так/ні	ні	ні	ні	ні	ні

5.2 Техніка і технологія проведення кислотних обробок із застосуванням комплексних уповільнених кислотних складів

Технологія полягає в глибокому проникненні комплексних сповільнених КС у пласт за рахунок різного виду уповільнення взаємодії компонентів складу з породою, а саме:

- дифузійного гальмування реакції, тобто сповільнення за рахунок застосування у складі ПАР (КС-1);
- кінетичного гальмування швидкості реакції за рахунок застосування органічних кислот (КС-3) і хелатних сполук (КС-4) замість соляної кислоти;
- комплексного зниження швидкості реакції дифузійного гальмування реакції та кінетичного гальмування реакції з породою (за рахунок застосування органічних кислот у складі КС і ПАР (КС-2).

Крім того, КС за рахунок вмісту в них антисладжевих компонентів і стабілізаторів заліза дають змогу запобігти випадінню важких компонентів нафти, зокрема залізоасфальтенових асоціатів і сполук заліза, що випадають у поровому просторі під час проведення КЗ при застосуванні стандартної немодифікованої соляної кислоти. Ці властивості комплексних сповільнених КС дають змогу запобігти зниженню ефективності від КО і збільшити глибину їхнього проникнення в пласт. Для даних КС проведено фізичне і математичне моделювання кислотного впливу, що дає змогу визначити оптимальні швидкості закачування КС у пласт, наприклад, для кислотної суміші КС-2 показано оптимальну швидкість закачування в пласт 0,04 $м^3$/(хв·м ефективної товщини).

5.2.1 Вибір свердловин-кандидатів для проведення соляно-кислотних обробок

Вибір свердловин-кандидатів включає таку послідовність операцій.

1. З фонду свердловин виключають свердловини, що не вийшли на режим (після ГТН або з буріння).

2. Виокремлюють свердловини з низьким коефіцієнтом продуктивності по нафті, а також ті свердловини, у яких спостерігається істотна відмінність поточних значень коефіцієнта продуктивності по нафті відносно навколишніх видобувних свердловин.

3. Виключають свердловини з обводненістю понад 70 % за умови відсутності можливості проводити поінтервальну обробку. Обмеження пов'язане з тим, що швидкість реакції КС з породою у водонасичених інтервалах вища, ніж у нафтонасичених. У зв'язку з цим існують ризики підвищення обводненості свердловин.

4. Визначають скін-фактор (Варіант 1 – Скін-фактор визначають за даними ГДС на несталих режимах. Варіант 2 – Визначення скін-фактора проводять шляхом розрахунку за даними експлуатації за період з попередньої ОПЗ свердловини). Вибирають свердловини зі скін-фактором не менше мінус 1.

5. Оцінюють ризики прориву в зони водонафтового контакту (ВНК) і газонафтового контакту (ГНК) під час проведення ЗКО. Допустиму відстань до ВНК/ГНК оцінюють виходячи з досвіду проведення СКО на цьому об'єкті або на аналогічному об'єкті. У разі відсутності досвіду проведення СКО на об'єкті, що розглядається, можливість проведення СКО допускають за наявності відстані до ВНК/ГНК понад 5 м. У разі наявності вертикальної та субвертикальної тріщин необхідно індивідуально підійти до об'єкта розроблення з урахуванням даних, отриманих за ГІС.

6. Після виключення свердловин або окремих інтервалів, за якими існують ризики прориву у ВНК/ГНК, проводять оцінку пластового тиску. Обирають свердловини з поточним тиском не нижче 0,5 від початкового [40]. Відношення поточного пластового тиску до початкового впливає на тривалість ефекту і, відповідно, на економічну ефективність СКО.

7. Проводять оцінку залишкових видобувних запасів на об'єкті впливу. Доцільно розглядати свердловини, за якими відношення поточних і початкових видобувних запасів перевищує значення 0,3.

8. Необхідно оцінити технічний стан свердловини (відсутність негерметичності колони, якість цементного кільця). СКО може бути проведене тільки за відсутності негерметичності колони і за хорошої якості цементного кільця.

9. Оцінюються ризики створення гідравлічної тріщини при проведенні СКО. Дотримується умова, за якої тиск закачування має бути меншим, ніж тиск гідророзриву пласта.

10. Розраховуються потенційний приріст дебіту нафти після проведення СКО, додатковий видобуток нафти, економічна ефективність.

5.2.2 Підготовка свердловин до проведення дослідно-промислових випробувань і розрахунок технологічних параметрів оброблення свердловин комплексними сповільненими кислотними складами

Технологічний процес із застосуванням комплексних уповільнених КС повинен проводитися на свердловинах відповідно до технологічної інструкції та плану робіт.

Обробку свердловин проводять із використанням стандартного обладнання, яке застосовують під час звичайної КО. Для приготування, закачування і продавання кислотних розчинів використовуються типові агрегати і автоцистерни.

Обв'язка наземного обладнання при закачуванні технологічного розчину повинна забезпечити герметичність і безперервність процесу, можливість виміру тиску і витрати.

Перед проведенням кислотної обробки із застосуванням комплексних сповільнених КС у видобувні свердловини необхідно скласти та затвердити план заходів, що містить: технологічну схему закачування, якість і кількість робочих

розчинів, що закачуються, види та кількість використовуваного технологічного обладнання і техніки для закачування і контролю процесу, заходи щодо ліквідації аварій.

Підготовка комплексних уповільнених кислотних складів композиції здійснюється безпосередньо на свердловині.

Реагенти, що використовуються в технології обробки свердловин комплексними сповільненими КС, наведені в таблицях 5.3 і 5.4.

Таблиця 5.3. Фізико-хімічні властивості комплексного уповільненого кислотного складу КС-2

Найменування показника	Значення за ТУ
Кислотний склад КС-1	
1. Зовнішній вигляд	Однорідна рідина від світло-жовтого до червонувато-коричневого кольору
2. Густина при 20 °С, г/см^3, у діапазоні	1,050–1,160
3 Масова частка кислот (у перерахунку на соляну кислоту), %, у діапазоні	12–32
4. Масова частка кислот (у перерахунку на фтористоводневу кислоту), %, у діапазоні	–
5. Швидкість корозії товарної форми – (Ст3) за 20 °С, г/(м^2·год), не більше; – (Ст35) за 90 °С, мм/рік, не більше	 0,2 10
6. Температура застигання, °С: - для концентрованих форм, не вище - для розбавлених форм, не вище	 мінус 50 мінус 25

Таблиця 5.4. Фізико-хімічні властивості комплексного сповільненого кислотного складу КС-2 і модифікаторів М-1 і М-2

Найменування показника	Значення за ТУ
Кислотний склад КС-2	
Зовнішній вигляд	Прозора рідина від безбарвної до жовтого кольору
Масова частка хлористого водню, %, у межах	18–22

Продовження таблиці 5.4

Густина при 20°С, г/см^3, у межах	1,09–1,11
Масова частка оцтової кислоти, %, у межах	4,9-5,5
Масова частка заліза, %, не більше	0,002
Швидкість розчинення сталі Ст3 за 20 °С, г/(м^2·год), не більше	0,20
Основні фізико-хімічні властивості реагенту М-1	
Зовнішній вигляд	Кристалічний порошок білого кольору. Допускаються відтінки сірого або світло-коричневого кольорів
Показник концентрації водневих іонів 10 %-го водного розчину, од. pH, у межах	2–4
Основні фізико-хімічні властивості реагенту М-2	
Зовнішній вигляд	Прозора рідина світло-жовтого кольору
Показник концентрації водневих іонів 10 %-го водного розчину, од. pH, у межах	5–7
Густина при 20 °С, г/см^3, у межах	0,88–0,92
Температура застигання, °С, не вище	мінус 50

Приготування робочих розчинів включає такі етапи.

У ємність подається розрахункова кількість прісної води за допомогою агрегату ЦА-320, потім за допомогою кислотного агрегату СІН-32 закачується товарна форма КС без модифікаторів з кубових ємностей, в останню чергу за допомогою кислотного агрегату СІН-32 закачуються модифікатори з двохсотлітрових бочок у разі кислотних складів (КС-1, КС-2, КС-3). Причому стабілізатори заліза додаються в останню чергу. У разі використання стабілізатора заліза в сухому вигляді, його необхідно насипати через верхній отвір ємності. Потім проводиться перемішування розчину в дворазовому обсязі.

Розміщення та обв'язка наземного обладнання зі свердловиною здійснюються відповідно до вимог безпеки згідно з типовим проектом організації робочих місць під час підземного і капітального ремонту свердловин.

Технологічну схему розміщення обладнання під час проведення КО комплексними сповільненими КС наведено на рисунку 5.3.

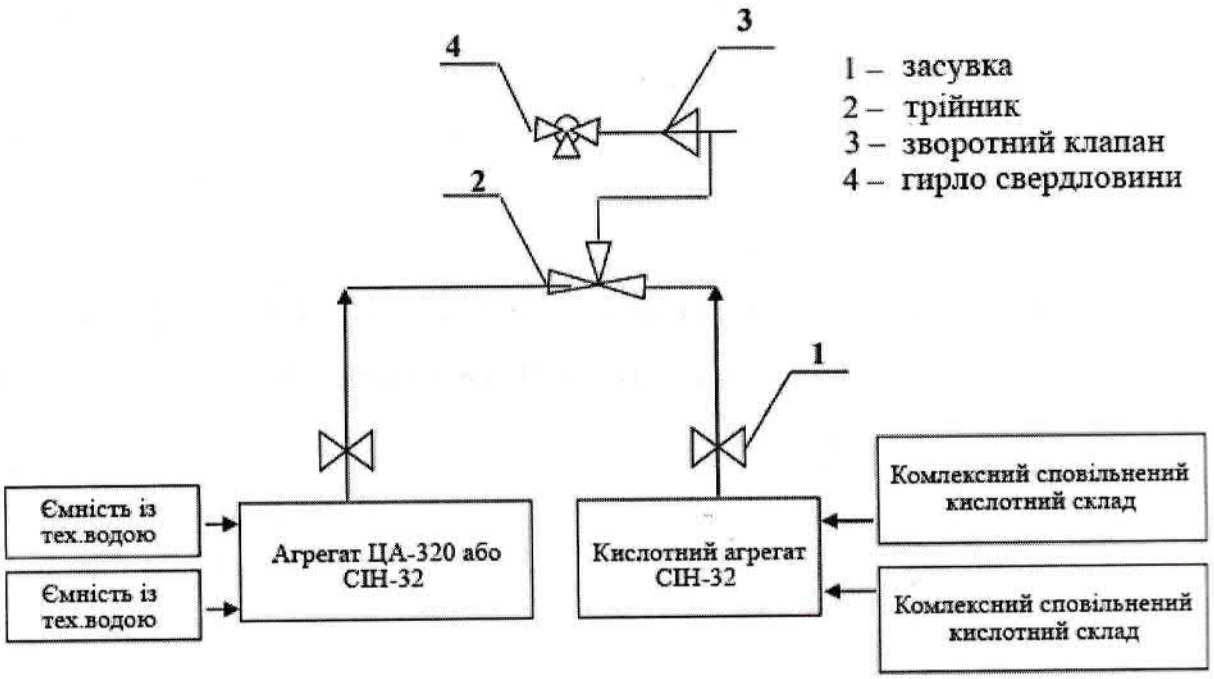


Рис. 5.3 Схема розміщення обладнання при кислотній обробці комплексними уповільненими КС

Необхідне обладнання:

- кислотний агрегат СІН-32 – 1 шт;
- насосний агрегат ЦА-320 – 1 шт;
- кислотостійка ємність – залежно від об'єму реагенту;
- технологічна ємність – залежно від об'єму продавлювання.

Перед обробкою необхідно визначити прийомистість свердловини за тиску закачування, дозволеного на цій свердловині.

Технологія виконується в такій послідовності операцій.

1. Підготовчі роботи:

- зібрати нагнітальну лінію насосних агрегатів і обпресувати технічною водою на тиск, кратний 1,5 від робочого;
- визначення приймальності пласта;
- встановлення та опресовування пакера;

– приготування робочих розчинів.

2. Проведення закачування комплексних уповільнених КС.

Закачування комплексного уповільненого КС проводиться через НКТ. Після закачування розрахункового обсягу КС закачується розрахунковий обсяг технологічної рідини (продавки). Процес закачування циклічно повторюється. Число циклів визначається кількістю стадій проведення КО, яким відповідають заздалегідь розраховані об'єми. Рекомендована швидкість закачування робочих розчинів визначається за результатами розрахунку на розрахунковому шаблоні СКО.

Перемикання між стадіями закачування здійснюються за допомогою засувок, розташованих на робочих лініях після насосних агрегатів.

Далі необхідно загерметизувати свердловину, витримати на реакцію комплексних уповільнених КС з породою пласта протягом 2 год.

Промити спецтехніку від залишків хімреагентів технічною водою.

Після реагування комплексних сповільнених КС проводять вилучення пакера, спуск колони НКТ до вибою і промивання свердловини з метою видалення продуктів реакції. Промивання здійснюють дегазованою нафтою. Після промивання свердловину свабірують або освоюють компресуванням.

Через 10-15 діб експлуатації свердловини уточнюються параметри її роботи і проводиться їх порівняння з параметрами роботи свердловини до КО комплексними уповільненими КС.

Контроль технологічного процесу.

До проведення робіт із КО свердловини необхідно зафіксувати всі основні параметри її роботи.

У процесі приготування і закачування робочих розчинів КС необхідно реєструвати весь перебіг операції: завантаження реагентів, параметри розчинів, тривалість операцій, зміну тисків, обсяги закачування тощо.

Після проведення робіт необхідно контролювати тривалість виходу свердловини на сталий режим і час вилучення повного об'єму закачаних

комплексних сповільнених КС з метою зниження ймовірності кольматації ПЗП вторинними продуктами реакції.

Після виходу свердловини на режим необхідно заміряти параметри, що встановилися в процесі роботи свердловини.

Нижче наведемо методику розрахунку об'єму товарних форм комплексних сповільнених КС і модифікаторів для обробки ПЗП з масовою часткою соляної кислоти, що дорівнює 12 %.

Необхідний об'єм товарних форм комплексних сповільнених КС з розрахунку на їхній робочий з концентрацією за соляною кислотою, що дорівнює 12 %, визначають таким чином:

$$V_{т.ф.} = \frac{12\%}{w_{т.ф.} \cdot \rho_{т.ф.}} \cdot \left(V_{р.ф.} \cdot \rho_{р.ф.}\right), \quad (5.4)$$

де $V_{т.ф.}$ – об'єм товарної форми, м^3; $w_{т.ф.}$ – маса КС, т; $V_{р.ф.}$ – об'єм робочої форми КС, м^3; $w_{т.ф.}$ – концентрація товарної кислоти, %; $\rho_{т.ф.}$– густина товарної форми КС, кг/м^3; $\rho_{р.ф.}$. – густина робочої форми КС, кг/м^3.

Розрахунки обсягу модифікаторів КС

Необхідний об'єм (м^3) модифікаторів, що застосовуються для КС, з розрахунку на робочий об'єм композиції з концентрацією за соляною кислотою, що дорівнює 12%, необхідно визначати таким чином:

а) для розрахунку обсягу модифікатора з концентрацією готового КС:

$$V_{мод.} = \left(\frac{W_{мод.}}{1000}\right) \cdot V_{р.ф.}, \quad (5.5)$$

б) для розрахунку кількості модифікатора з концентрацією, зазначеною в розмірності «кг/т готового кислотного складу» або «л/т готового КС»:

$$V_{мод.} = \left(\frac{W_{мод.}}{1000}\right) \cdot \left(V_{р.ф.} \cdot \rho_{р.ф.}\right), \quad (5.6)$$

де $V_{мод.}$ – об'єм модифікатора, м^3; $V_{р.ф.}$ – об'єм робочої форми КС, м^3; $w_{мод}$ – концентрація модифікатора в робочій формі КС, кг/м^3 або л/м^3; $\rho_{р.ф.}$ – густина робочої форми КС, кг/м^3.

5.3 Проведення дослідно-промислових випробувань кислотного впливу з використанням комплексних кислотних складів для умов Компанського НГКР

У видобувній свердловині 27 Компанського НГКР з 08.05.2023 р. до 24.05.2023 р. проводилася СКО ПЗП об'єкта В-19в з використанням КЗКС. Порядок проведення робіт: глушіння свердловини рідиною глушіння (ρ = 1,02 г/см^3); підіймання та демонтаж ЕВН-200-2611; спуск лійки з шаблоном (d-142 мм) на глибину 4246,1 м; зворотна промивка свердловини в об'ємі 50,0 м^3; постановка СКВ в об'ємі 8,6 м^3; проведення СКО в об'ємі 89,4 м^3 (питома витрата 1,3 м^3 на 1 м ефективної товщини; підйом воронки; спуск і монтаж ЕВН 200-3110 на глибину 3490,0 м).

Після проведеної СКО на цій свердловині дебіт рідини збільшився з 149,8 до 196,0 м^3/добу (на 46,2 м^3/добу), дебіт нафти – з 112,2 до 137,3 т/добу (25,1 т/добу). Обводненість збільшилася на 5,9 % (з 9,1 % до 15,0 %). Коефіцієнт продуктивності збільшився з 4,1 до 5,2 м^3/(добу атм), тобто приріст склав 1,1 м^3/(добу атм).

До проведення дослідно-промислових випробувань СКО ПЗП із використанням кислотного сповільненого КС на свердловині 27 Компанського родовища, обладнаній ЕВНДІ5.1200-2611, були проведені ГДС пласта на неусталених режимах (КВТ) тривалістю 3451,1 год (у період 19.11.2022-19.04.2023рр.). Для обробки та інтерпретації даних використано програмний модуль Saphir. Гідропровідність становила 1091,6 мД м/сП, п'єзопровідність – 0,32 м^2/с, радіус дослідження 3580 м, коефіцієнт продуктивності – 4,1 м^3/(добу атм). Під час розшифрування ГДС використано такі дані (табл. 5.6).

Замір вибійного тиску ($P_{виб}$) виконувався за допомогою манометра з телеметричною системою ТМС-15/630. Дебіт рідини перед закриттям свердловини становив 153 м^3/добу, склад продукції – нафта, газ, вода, обводненість продукції становить 10 %. Заміри дебіту і вибійного тиску наведені на рисунку 5.4. Вибійний тиск на глибині підвіски ТМС-15/630 перед закриттям становить 5,7 МПа, що нижче тиску насичення (17,1 МПа). Остання точка за КВТ – 9,6 МПа.

Таблиця 5.6. Дані, використані під час опрацювання ГДС

Параметр	Значення	Розмірність
Досліджуваний пласт	В-19в	
Інтервали перфорації, по стовбуру	4547,8-4559,7 4589,8-4601,1 4651,6-4663,5	м
Тривалість дослідження	3451,1	год
Глибина вимірювання тиску	3481,55	м
Товщина пласта (ННТ)	25,1	м
Пористість	0,09	д.е.
Густина нафти в пласт. умов.	730	кг/м^3
Густина нафти в пов. умов.	824	кг/м^3
Густина води	1118	кг/м^3
Густина рідини в пласт. умов. (при обводненості 10 %)	768,8	кг/м ^{3}
Густина рідини в пов. умов. (при обводненості 10 %)	853,4	кг/м^3
В'язкість нафти	0,86	сП
Об'ємний коефіцієнт нафти	1,368	д.од.
Загальна стисливість	0,00015	атм-1
Обводненість рідини	10	%
Дебіт рідини за промисловими даними перед закриттям на КВД	153	м^3/доб

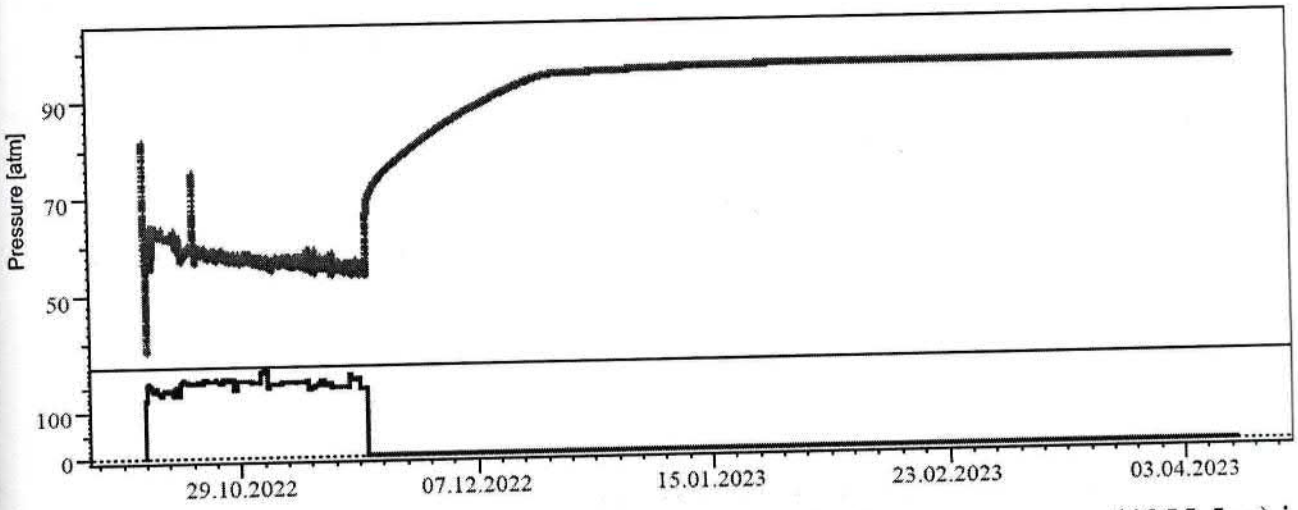


Рис. 5.4 Результати замірів тиску на рівні підвіски манометра (4055,5 м) і дебіту рідини

На рисунку 5.5 наведені графіки виміру затрубного тиску і тиску на прийомі насоса. Як видно з графіків, зміна темпу відновлення $P_{виб}$ відбувається одночасно зі стрибком затрубного тиску, після чого $P_{затр}$ починає плавно знижуватися.

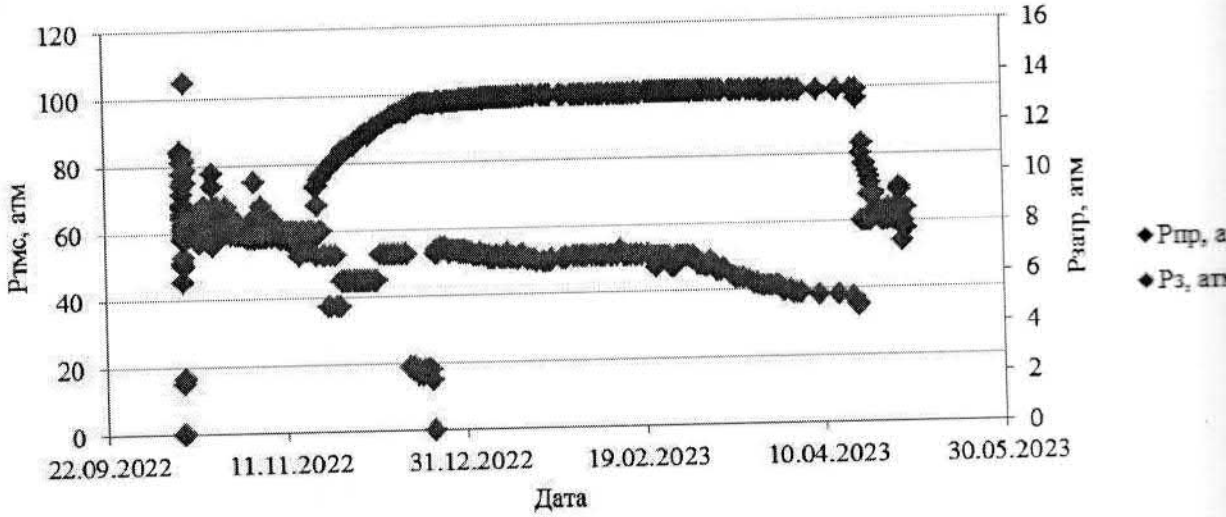


Рис. 5.5 Вимірювання тиску на прийомі насоса та затрубного тиску

За час дослідження дискретність вимірів тиску становила один замір на хвилину, роздільна здатність – 0,1 мПа.

За результатами розшифровки КВТ було побудовано діагностичний графік у білогарифмічних і півлогарифмічних координатах (рис. 5.6, 5.7)

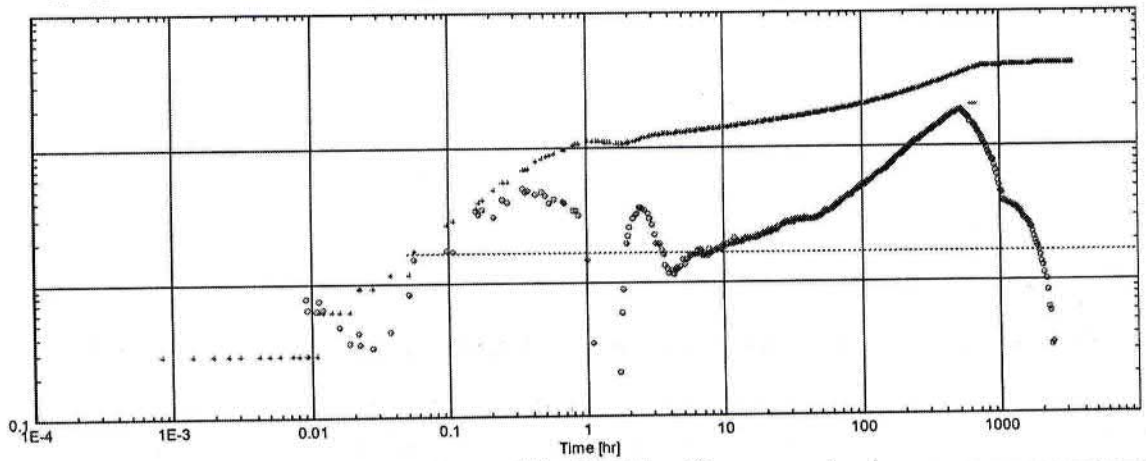


Рис. 5.6 Діагностичний графік КВД у білогарифмічних координатах

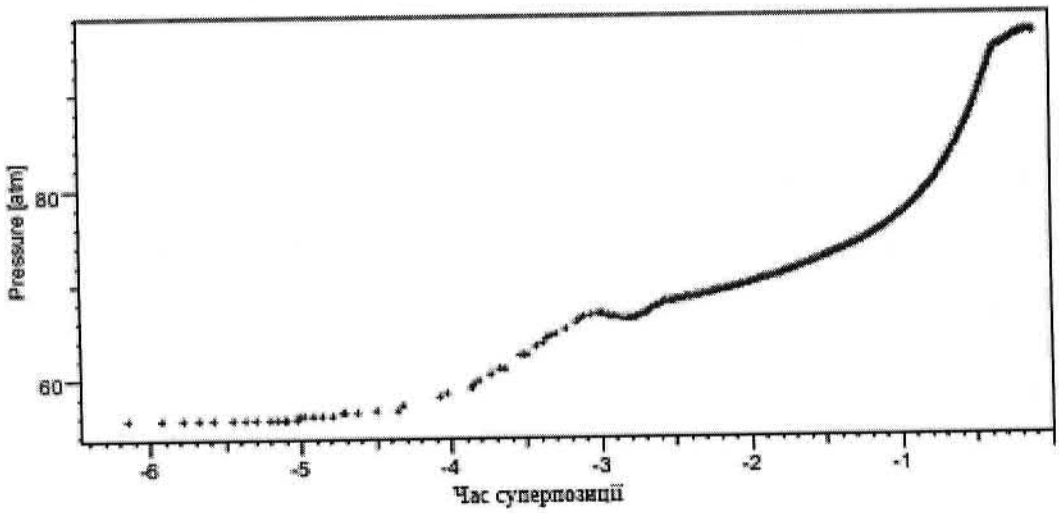


Рис. 5.7 Діагностичний графік КВД у півлогарифмічних координатах

Діагностичний графік зашумлений через перерозподіл фаз у стовбурі свердловини після закриття на запис КВТ. До 1 год реєструється режим впливу стовбура свердловини, після чого похідна характеризується розривом через наявність газу. У період із 7-ї до 9-ї год розвивається радіальний режим течії, за яким було визначено гідропровідність, скін-фактор. Ділянка з 9-ї до 30-ї год характеризується незначним відхиленням від радіального режиму, зумовленого наявністю граничних умов, після чого в період з 30-ї до 41-ї год похідна знову виходить на радіальний режим. Кінцева ділянка до 530-ї год характеризується

відхиленням. Починаючи з 560 год, похідна різко змінює темп відновлення $P_{виб}$ через негерметичність гирлового обладнання, що, власне, відбивається на похідній різким нахилом донизу.

Після проведення СКО на свердловині 75 виконано КВТ з 23.06.2023 по 16.07.2023. У таблиці 5.7 наведено результати розшифровки КВТ до і після проведеного випробування СКО із застосуванням комплексних уповільнених КС.

СКО із застосуванням комплексного сповільненого КС видобувної свердловини 27 на Компанському родовищі здійснювалася 10.06.2023. Попередньо встановлено СКВ в об'ємі 3,6 м^3 в інтервалі 440-4448 м (горизонт В-19в). СКО об'єкта В-19в проведено в об'ємі 31,2 м^3 (питома витрата 1,3 м^3 на 1 м ефективної товщини), здійснено продавлення рідиною глушіння (ρ = 1,02 г/см^3) в об'ємі 24,4 м^3.

Таблиця 5.7. Параметри роботи свердловин за даними ГДС до і після СКО із застосуванням комплексних уповільнених КС

Параметри	Значення параметрів свердловин за даними ГДІС					
	27		75		87	
	до СКО	після СКО	до СКО	після СКО	до СКО	після СКО
Проникність фазова за нафтою, мД	37,4	39,6	39,0	39,0	2,0	11,9
Гідропровідність, мД·м/сП	1091,6	1155,8	1087	1087	47,9	285,0
П'єзопровідність, м^2/с	0,32	0,35	0,32	0,32	0,02	0,15
Радіус дослідження, м	3580	1480	4000	1164	938	592
Скін-фактор	-4,0	-4,9	-4,0	-5,3	-3,0	-5,0
Розрахунковий $P_{виб}$, атм	119,4	118,9	131,2	130,7	93,4	169,1
Пластовий тиск на ВДП, атм	156,8	154,1	155,4	151,0	214,0	196,0
Депресія, атм	37,4	35,2	24,2	20,3	120,6	26,9
Коефіцієнт продуктивності (за замірами), м^3/(добу·атм)	4,10	5,20	7,00	9,10	0,69	4,80
Питомий коефіцієнт продуктивності (за замірами), м^3/(добу·атм·м)	0,16	0,21	0,29	0,38	0,03	0,23

Після проведення СКО на цій свердловині дебіт рідини збільшився з 158,0 до 192,0 м^3/добу (на 34,0 м^3/добу), дебіт нафти – з 129,6 до 155,0 т/добу (25,4 т/добу). Обводненість збільшилася на 1,6 % (з 0,4 % до 2,0 %). Коефіцієнт продуктивності збільшився з 6,8 до 9,1 м^3/(добу·атм), тобто приріст склав 2,3 м^3/(добу·атм). У таблиці 5.7 наведено результати розшифровки КВТ до і після проведеного випробування СКО із застосуванням КЗКС на свердловині 75.

СКО із застосуванням комплексного сповільненого КС на видобувній свердловині 87 Компанського вуглеводневого родовища проведено в період 23.06.2018-25.06.2018. Проведено СКВ в об'ємі 3 м^3 в інтервалі 4230-4283 м (горизонт В-19в), доведення рідиною глушіння (ρ = 1,02 г/см^3) в об'ємі 13,8 м^3. Зупинка на реакцію 2 год. СКО на пласт В-19в в об'ємі 60,6 м^3 (питома витрата кислоти 1,2 м^3/м ефективної товщини), продавка рідиною глушіння (ρ = 1,02 г/см^3) в об'ємі 20 м^3.

За результатами СКО із застосуванням КЗКС було досягнуто таких результатів: дебіт рідини збільшився з 87,0 до 132,0 м^3/добу (приріст склав 45,0 м^3/добу); дебіт нафти – з 50,2 до 67,4 т/добу (приріст склав 17,2 т/добу). Обводненість збільшилася з 30 % до 38 %. Коефіцієнт продуктивності збільшився з 0,67 до 5,50 м^3/(добу·атм), тобто приріст склав на 4,83 м^3/(добу·атм). В таблиці 5.7 наведено результати розшифровки КВТ до і після проведеного випробування СКО із застосуванням КЗКС на свердловині 87.

Під час проведення ОПІ СКО із застосуванням КЗКС на свердловинах 27, 75, 87 під час змішування та подачі реагентів були відсутні ускладнення, пов'язані з випаданням осаду, розшаруванням реагенту та іншими негативними факторами. Під час освоєння після СКО здійснювався відбір проб з метою оцінки агрегативної стійкості (АС) суміші нафти і відпрацьованого КС. Так, аналіз АС 14 проб суміші, відібраних з 24.05.2023 до 26.05.2023 під час виведення свердловини 27 на режим, показав відсутність утворення емульсії в усіх пробах.

5.4 Аналіз технологічної ефективності дослідно-промислових випробувань технології кислотної обробки комплексними сповільненими кислотними складами

Дослідно-промислові випробування технології СКО із застосуванням комплексних сповільнених КС проведено на чотирьох свердловинах Компанського НГКР (табл. 5.8).

Таблиця 5.8. Технологічна ефективність застосування технології кислотної обробки комплексними сповільненими кислотними складами

Св.	Технологія	КС	До проведення робіт		Після проведення робіт		Приріст, т/добу	Додатковий видобуток нафти, т
			дебіт рідини, $м^3$/добу	дебіт нафти, т/добу	дебіт рідин, $м^3$/добу	дебіт рідин, $м^3$/добу		
4	СКО	КС-2	172,2	141,8	246,6	203,1	61,3	5246
27	СКО	КС-2	149,0	112,2	196,0	137,3	25,1	4269
75	СКО	КС-2	158,0	129,6	192,0	155,0	25,4	2433
87	СКО	КС-2	87,0	50,2	132,0	67,4	17,2	9867
1	СКО	базовий	165,9	139,0	203,0	165,9	26,9	2079
2	СКО	базовий	143,0	118,3	178,0	153,3	35,0	819
5	СКО	базовий	15,0	12,3	30,5	26,4	14,1	277
1	СКО	базовий	152,0	124,3	178,0	144,3	20,0	683
21	СКО+перфорація	базовий	73,0	60,1	219,0	146,0	85,9	15875

Приріст дебіту нафти склав від 17,2 до 61,3 т/добу, що в середньому вище приросту від СКО за базовою технологією більш ніж на 35 %. Сумарний додатковий видобуток нафти склав 21815 т, при цьому ефект по свердловині 87 триває.

5.5 Висновки з розділу 5

1. Розроблено критерії вибору технологічних особливостей кислотної обробки комплексними уповільненими КС залежно від продуктивного об'єкта та

його мінералогічного складу, типу свердловини, кількості проведених раніше кислотних обробок.

2. Розроблено критерії застосовності КС під час КО похило-скерованих і горизонтальних свердловин під час освоєння з буріння та під час їх експлуатації.

3. Наведено технологічну схему розміщення обладнання, технологію проведення кислотної обробки комплексними сповільненими кислотними сумішами при впливі на високотемпературні тріщинувато-порові карбонатні колектори. Запропоновано послідовність розрахунків технологічних параметрів закачування реагентів і проведення технології КО на свердловинах. Виконано обґрунтування технологічних параметрів і складено план проведення КО свердловини 14 , що експлуатує Компанське вуглеводневе родовище.

4. Описано «Інструкцію на обробку привибійної зони видобувних свердловин кислотними композиціями».

5. За розробленою технологією КО комплексними сповільненими КС проведено обробки свердловин 4, 27, 75, 87 Компанського родовища. Приріст дебіту нафти склав від 17,2 до 61,3 т/добу, додатковий видобуток нафти – 21815 т, при цьому ефект по свердловині 87 триває.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу **науково-технічну задачу** – удосконалення технології інтенсифікації припливу нафти до свердловини шляхом застосування комплексних уповільнених кислотних складів (КУКС) для умов високотемпературних карбонатних колекторів.

1. Виконано аналіз експериментальних і промислових досліджень КС для умов високотемпературних карбонатних колекторів. Показано перспективність застосування КС у композиції з реагентами, що уповільнюють швидкість реакції з породою на основі ПАР, органічних кислот, хелатних сполук.

2. Розроблено методику визначення ризиків випадання важких компонентів нафти при впливі на неї соляної кислоти залежно від масового співвідношення смол до асфальтенів.

3. Експериментальні дослідження із застосування соляної кислоти на продуктивних об'єктах Компанського НГКР підтвердили випадіння важких компонентів нафти під час проведення кислотного впливу при масовому співвідношенні смол до асфальтенів у нафті продуктивних горизонтів В-19в, В-19н і В-21 в інтервалі від 2,5 до 5,0; горизонту В-15в – до 2,5.

4. Для геолого-фізичних умов Компанського НГКР експериментально обґрунтовано комплексні сповільнені КС на основі ПАР, оцтової кислоти, хелатної сполуки (глутамінової, N,N-діуцтової кислоти), установлено сумісність реагентів із пластовими флюїдами та застосовуваною рідиною глушіння, показано їх низьку корозійну активність.

5. Визначено значення оптимальних питомих швидкостей закачування комплексних сповільнених КС у пласт, які становлять для горизонту В-19в – 0,0313; 0,0313; 0,014; 0,0057 $м^3/(хв·м)$ для КС-1, КС-2, КС-3 та КС-4 відповідно; для горизонту В-15в – 0,18; 0,18; 0,08; 0,06 $м^3/(хв·м)$ для КС-1, КС-2, КС-3 та КС-4 відповідно.

Обґрунтовано критерії вибору першочергових свердловин для технології КО комплексними сповільненими КС та умови її застосування залежно від параметрів продуктивного горизонту та його мінералогічного складу, типу свердловини, періодичності КО для високотемпературних карбонатних колекторів.

6. Виконано аналіз математичних моделей кислотного розчинення карбонатної породи, за результатами якого обґрунтовано модель, що враховує фізичні та фізико-хімічні процеси, які відбуваються в ПЗП при кислотній обробці карбонатного пласта.

7. У промислових умовах проведено обробки із застосуванням комплексних сповільнених КС свердловин 4, 27, 75, 87 Компанського НГКР: додатковий видобуток нафти склав 21,82 тис. т нафти.

11. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.

12. Катеринчук П.О. Римчук Д.В. Цибулько С.В. Шудрик О.Л. // Освоєння інтенсифікація та ремонт свердловин. – Харків: «Пром-Арт», 2018р. – С. 608.

13. Кондрат Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч, посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ:ФНТУНГ,2020. – 282с.

14. М.В. Петруняк, В.О. Бовкун, Технологія проведення солянокислотної обробки за допомогою колтюбінгової установки на пізній стадії експлуатації. Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» УДК 622.276.6, 113-115.

15. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів/ Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В, Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.

16. Макаренко В.Д. Інноваційні матеріали та технології в нафтогазовій галузі: монографія / В.Д. Макаренко, Б.О. Коробко, Ю.Л. Винников. – Ніжин: НДУ ім. М. Гоголя. – 2018. – 233 с.

17. Мірзоян Л.Е. Концепція розвитку і складання програми впровадження сучасних технологій підвищення нафтовіддачі на родовищах ВАТ «Укрнафта»: Звіт про НДР / УкрНГІ. – Дог. 95.519.95. – К., 1995. – 190 с.

18. Пат. 2006180309 США, МПК C 09 K 8/00, E 21 B 43/00. Viscoelastic Surfactant Fluids and Associated Diverting Methods / Welton Th. D., Lewis S. J., Funkhouser G. P. ; заявник і патентовласник Halliburton Energy Services. – 11058611 ; заявл. 15.02.2005 ; опубл. 17.08.2006.

19. Пат. 6772847 США, МПК E 21 B 7/04, E 21 B 7/18. Chemically Enhanced Drilling Methods / Rae Philip J., Di Lullo Arias, Gino F., Portman, Lance N.; заявник 184 і патентовласник BJ Services Company. – № US 2003/0164252 A1; заявл. 26.02.02 ; опубл. 10.08.04. – 11 с.

20. Пат. 6876959 B1 США, МПК G 06 G 7/48. Method and Apparatus for Hydraulic Fractioning Analysis and Design / Pierce P. Anthony, Siebrits Eduard; заявник і патентовласник Schlumberger Technology Corporation. – № US 09/301,961 ; заявл. 29.04.99 ; опубл. 05.04.05.

21. Пат. 7575054 США, МПК E 21 B 43/27, E 21 B 43/26, C 09 K 8/74, C 09 K 8/76. Self Diverting Matrix Acid / Michael J. Fuller, Diankui Fu, Marieliz GarciaLopez De Victoria, Slaheddine Kefi, Mohan K. R. Panga; заявник і патентовласник Schlumberger Technology Corporation. – № 11/280749; заявл. 16.11.05; опубл. 18.08.09. – 11 с.

22. Пат. 7774183 США, МПК G 06 F 7/48. Flow of Self-Diverting Acids in Carbonate Reservoirs / Philippe Tardy, Bruno Lecerf; заявник і патентовласник Schlumberger Technology Corporation. – № US 2008/0015831 A1; заявл. 11.07.06 ; опубл. 10.08.10. – 20 с.

23. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.

24. Українська нафтогазова енциклопедія за загальною редакцією В. С. Іванишина. Львів : Сполом, 2016. 603 с.

25. Яремійчук Р.С, Возний В. Р. Основи гірничого виробництва. Підручник. – Київ, Українська книга, 2000. – с. 360.

26. Abu-Syed, I. S. Well Stimulation for Thick Carbonate Reservoirs / I. S. Abu-Syed, C. E. Shuchart, M. Gong // IPTC 10647. – 2005.

27. Akhkubekov, A. E. Acid Tunneling Technology: Application Potential in Timan-Pechora Carbonates / A. E. Akhkubekov, V. N. Vasilyev // SPE 135989. – 2010.

28. Al-Anzi, E. Positive Reactions in Carbonate Reservoir Stimulation / E. AlAnzi, M. Al-Mutawa, N. Al-Habib, A. Al-Mumen, H. Nasr-El-Din, O. Alvarado, M. Brady, S. Davies, C. Fredd, D. Fu, B. Lungwitz, F. Chang, E. Huidobro, M. Jemmali, M. Samuel, D. Sandhu // Oilfield Review. – Winter 2003/2004. – P. 28-45.

29. Al-Mutawa, M. Field Cases of a Zero Damaging Stimulation and Diversion Fluid from the Carbonate Formations in North Kuwait / M. Al-Mutawa, E. Al-Anzi, M. Jemmali, M. Samuel // SPE 80225. – 2003. – February, 5-8.

30. Al-Mutawa, M. Polymer-Free Self-Diverting Acid Stimulates Kuwaiti Wells / M. Al-Mutawa, E. Al-Anzi, M. Jemmali, M. Samuel // Oil and Gas J. – 2002. – Vol. 100. – No. 31. – P. 39-42.

31. Artola, P. Nondamaging Viscoelastic Surfactant-Based Fluids Used for Acid Fracturing Treatments in Veracruz Basin, Mexico / P. Artola, O. Alvarado, E. Huidobro, A. Salmoran // SPE 86489. – 2004. – February, 18-20.

32. CARBO Ceramics. 2011. – URL: http://www.carboceramics.com.

33. Chang, F. A Novel Self-Diverting-Acid Developed for Matrix Stimulation / F. Chang, Q. Qu, W. Frenier // SPE 65033. – 2001.

34. Conway, M. W. A Comparative Study of Straight/Gelled/Emulsified Hydrochloric Acid Diffusivity. Coefficient Using Diaphragm Cell and Rotating Disk / M. W. Conway, M. Asadi, G. S. Penny, F. Chang // SPE-56532.

35. Diaz, N. J. An Evaluation of the Impact of Reactive Perforating Charges on Acid Wormholing in Carbonates / N. J. Diaz, M. R. G. Bell, J. T. Hardesty, A. D. Hill, H. A. Nasr-EI-Din // SPE 138434. – 2010.

36. Economides, M. J. Reservoir Stimulation / M. J. Economides, K. G. Nolte. – 3 Ed. – John Willey & Sons, Ltd, New York, 2000.

37. Fracturing Technologies Inc. – URL: http://www.nsitech.com.

38. Fredd, C. N. Dynamic Model of Wormhole Formation Demonstrates Conditions for Effective Skin Reduction During Carbonate Matrix Acidizing / C. N. Fredd // SPE 59537. – 2000.

39. Gdanski, R. Recent Advances in Carbonate Stimulation / R. Gdanski // IPTC 10693. – 2005. – November, 21-23.

40. Huang, T. Carbonate Matrix Acidizing Fluids at High Temperatures: Acetic Acid, Chelating Agents or Long-Chained Carboxylic Acids? / T. Huang, P. M. McElfresh, A. D. Gabrysch // SPE 82268. – 2003. – 8 p.

Solares, S. H. Al-Mutairi, M. D. Mahoney // SPE 71693. – 2001. – September, 30 – October, 03.

52. Nasr-El-Din, H. A. Novel Technique for Improved CT Access and Stimulation in an Extended-Reach Well / H. A. Nasr-El-Din, I. H. Arnaout, J. B. Chesson, K. Cawiezel // SPE 94044. – 2005.

53. Perex, L. A. A. Successful Offshore Application of Acid Tunneling Technology: Overcoming the Difficulties of High Depths, Temperatures, and Deviations / L. A. A. Perex, J. D. Diaz, M. Navarro, P. Moss, J. Curtis // SPE 113855. – 2008.

54. Pournik, M. A Novel Application of Closed-Fracture Acidizing / M. Pournik, M. Mahmoud, H. A. Nasr-El-Din // SPE 124874. – 2011.

55. Rae Ph., di Lullo G. Matrix Acid Stimulation / Ph. Rae, G. di Lullo // SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands 13-14 May 2003. Paper SPE 82260. – 2003.

56. Rae, Ph. Chemically-Enhanced Drilling With Coiled Tubing in Carbonate Reservoirs / Ph. Rae, G. di Lullo // SPE 67830.

57. Rae, Ph. Towards Environmentally-Friendly Additives for Well Completion and Stimulation Operations / Ph. Rae, G. Di Lullo, A. Ahmad // SPE 68651. – 2001.

58. Stanley, F. O. Global Application of Coiled-Tubing Acid Tunneling Yields Effective Carbonate Stimulation / F. O. Stanley, L. N. Portman, J. D. Diaz, R. L. Darmawan, J. P. Strasburg, J. S. Clark, M. S. Navarro // SPE 135604. – 2010.

59. Strasburg, J. Acid Tunneling Stimulation in Oklahoma Limestone Using Coiled Tubing / J. Strasburg, J. Clark // SPE 120772. – 2009.

60. Taylor, K. C. Laboratory Evaluation of In-Situ Gelled Acids for Carbonate Reservoirs / K. C. Taylor, H. A. Nasr-EI-Din // SPE 87331. – 2003. – August, 19.

61. Thomas, R. L. Precipitation During the Acidizing of a HT/HP Illitic Sandstone Reservoir in Eastern Saudi Arabia: A Laboratory Study / R. L. Thomas, H. A. Nasr-El-Din, J. D. Lynn, S. Mehta, S. R. Zaidi // SPE 71690. – 2001.

62. Xugang, Wang. Optimization of Acid Fracturing to Improve Heavy Oil Production in Naturally Fractured Carbonates / Xugang Wang, Honglan Zou, Xingquan Zheng, Fuxiang Zhang, Yonghong Fan, Xingsheng Cheng, Rusheng Zhang // SPE 80897. – 2003.