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

Гарант освітньої програми _____

Завідувач кафедри _____

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему *Аналіз параметрів ефективного впливу кислотного розчину на карбонатні колектори*

Пояснювальна записка

Керівник
к.т.н., доц. Педченко Л.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ
_____
підпис, дата,

Виконавець роботи
Зубко Вячеслав Олександрович
студент, ПІБ
група 602 МВ
_____
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
_____
к.т.н., доц. Педченко Л.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н., доц. Дмитренко В.Т.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н. доц. Подренко М.М.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
доц. к.т.н. Рубєнь В.П.
_____
посада, *наук. ступінь, ПІБ, підпис*

Дата захисту_____

Полтава, 2024

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*

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми _____
«____» _____20___року

Завідувач кафедри НГІТ _____
«____» _____20___року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Зубко Вячеслав Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) *Аналіз параметрів ефективного впливу кислотного розчину на карбонатні колектори*

Керівник проекту (роботи) *к.т.н., доц. Педченко Л.О.*
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від "09" _08_ 2024 року №_8118-ф.а_2.

Строк подання студентом проекту (роботи) _15. 01. 2025 р._

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

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

Вступ. 1. Карбонатні породи, їх експлуатація та способи підвищення ефективності їх експлуатації.

2. Аналіз процесів формування червоточин при кислотній обробці карбонатних колекторів.

3. Якість кислотної обробки та шляхи її підвищення для карбонатних порід.

4. Дослідження вибору можливого способу розробки карбонатних порід ДДЗ.

Висновки.

5. Перелік графічного матеріалу

_____

_____

_____

Зміст

Вступ 5

Розділ І. Карбонатні породи, їх експлуатація та способи підвищення ефективності їх експлуатації 7

1.1. Поширення карбонатних порід в Україні та перспективи їх розробки. Склад та особливості карбонатних порід 7

1.2. Способи кислотної обробки як метод інтенсифікації процесів видобутку вуглеводнів 14

1.3. Червоточини як прояв хімічного впливу на породи 26

1.4. Висновки до розділу І 29

Розділ ІІ. Аналіз процесів формування червоточин при кислотній обробці карбонатних колекторів 30

2.1. Структура каналів розчинення карбонатних порід (червоточин) 30

2.2 Особливості виникнення червоточин при матричній кислотній обробці навколосвердловинної привибійної зони та кислотному розриві пласта 40

2.3. Аналіз математичних моделей, що описують процес кислотній обробці із врахуванням виникнення червоточин 46

2.4. Фактори, що впливають на якість утворених червоточин 49

2.5. Висновки до розділу ІІ 54

Розділ ІІІ. Якість кислотної обробки та шляхи її підвищення для карбонатних порід 55

3.1. Вплив різних типів порід 55

3.2. Кислоти та кислотні системи, які використовуються для кислотної обробки 59

3.3. Висновки до розділу ІІІ 75

Розділ ІV. **Дослідження вибору можливого способу розробки карбонатних порід ДДЗ** 76

4.1. Вплив літологічного та компонентного складу та геологічної неоднорідності карбонатних порід на вибір способу кислотної обробки 76

4.2. Підбір способу кислотної обробки в залежності від геологічних властивостей порід 80

4.3. Вибір складу кислотної системи для кислотноїобробки 88

Основні висновки 100

Література 102

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1			
2	Дмитренко В.І., доцент		
3	Педченко Л.О. к.т.н. доц.		
4	Рубель В.П. доц. к.т.н		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	24.10.24
2	Експериментальна частина	14.11.24
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	05.12.24
4	Впровадження результатів досліджень	01.12.24
5	Оформлення та узгодження роботи	12.12. 24
6	Попередні захисти робіт	16.12.24
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ *Зубко В.О.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ *Педченко Л.О.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

Зміст

Вступ 5

Розділ І. Карбонатні породи, їх експлуатація та способи підвищення ефективності їх експлуатації 7

1.1. Поширення карбонатних порід в Україні та перспективи їх розробки. Склад та особливості карбонатних порід 7

1.2. Способи кислотної обробки як метод інтенсифікації процесів видобутку вуглеводнів 14

1.3. Червоточини як прояв хімічного впливу на породи 26

1.4. Висновки до розділу І 29

Розділ ІІ. Аналіз процесів формування червоточин при кислотній обробці карбонатних колекторів 30

2.1. Структура каналів розчинення карбонатних порід (червоточин) 30

2.2 Особливості виникнення червоточин при матричній кислотній обробці навколосвердловинної привибійної зони та кислотному розриві пласта 40

2.3. Аналіз математичних моделей, що описують процес кислотній обробці із врахуванням виникнення червоточин 46

2.4. Фактори, що впливають на якість утворених червоточин 49

2.5. Висновки до розділу ІІ 54

Розділ ІІІ. Якість кислотної обробки та шляхи її підвищення для карбонатних порід 55

3.1. Вплив різних типів порід 55

3.2. Кислоти та кислотні системи, які використовуються для кислотної обробки 59

3.3. Висновки до розділу ІІІ 75

Розділ ІV. **Дослідження вибору можливого способу розробки карбонатних порід ДДЗ** 76

4.1. Вплив літологічного та компонентного складу та геологічної неоднорідності карбонатних порід на вибір способу кислотної обробки 76

4.2. Підбір способу кислотної обробки в залежності від геологічних властивостей порід 80

4.3. Вибір складу кислотної системи для кислотноїобробки 88

Основні висновки 100

Література 102

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Під час експлуатації карбонатних колекторів з часом формуються різні зони навколо свердловин, які відрізняються за фільтраційними властивостями між собою. На продуктивність свердловин та відбір вуглеводнів впливатиме погіршення проникності порід у таких зонах. Існують різні способи підвищення дебітів для таких свердловин.

З метою підвищення фільтраційних властивостей зон навколо свердловин досить часто застосовуються кислотні обробки. Як результат хімічних реакцій, на цих колекторах спостерігається розчинення скелета породи. Досить часто кислотні обробки не досягають очікуваного результату. На якість такого процесу спричиняє вплив досить багато факторів, які необхідно враховувати в процесі планування КО.

На сьогоднішній день від 40 до 70% світових запасів вуглеводнів видобувають із карбонатних порід. Крім того, в Україні потенційні резерви нафтових та газових покладів пов'язані із карбонатними колекторами. На таких родовищах – недостатній рівень дослідження карбонатних порід, та в майбутньому вони можуть стати перспективними для видобутку вуглеводнів. Тому процес КО для карбонатних порід є досить важливим і актуальним.

Мета роботи: аналіз варіантів кислотного впливу на карбонатні породи для вибору максимально ефективної технології кислотної обробки ущільнених карбонатних колекторів.

Для досягнення поставленої мети сформульовано такі *основні завдання:*

– проаналізувати поширення карбонатних порід в Україні, їх склад та перспективи розробки;

– виконати аналіз процесів формування червоточин при кислотній обробці карбонатних колекторів, виявити основні фактори впливу на їх геометрію;

– проаналізувати математичні моделі, що описують процес кислотної обробки пласта.

– виконати аналіз факторів, що впливають на зниження ефективності кислотної обробки.

– проаналізувати типи кислотних обробок та кислотних систем, а також встановити найбільш ефективні для обробки карбонатних порід ДДЗ.

Предметом дослідження особливості процесів кислотної стимуляції карбонатних колекторів;

Об'єктом дослідження: процес формування червоточин при кислотній стимуляції карбонатних колекторів

Наукова новизна роботи:

Для обробки карбонатних порід обґрунтовано доцільність застосування технології багатостадійної кислотної обробки із застосуванням уповільнюючих кислотних систем, які завдяки механізму уповільнення в умовах високих температур і тисків блокують швидку хімічну реакцію кислоти і дозволяють їй дифундувати углиб породи.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел. Загальний обсяг роботи становить 106 сторінок, із них основного тексту 102 сторінок, 27 рисунків за текстом, 7 таблиць за текстом, список використаних джерел із 87 найменувань на 5 сторінках.

Розділ І. КАРБОНАТНІ ПОРОДИ, ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1.1. Поширення карбонатних порід в Україні та перспективи їх розробки. Склад та особливості карбонатних порід

Стратегією розвитку мінерально-сировинного комплексу України до 2030 року передбачається нарощування ресурсів вуглеводнів в основних нафтогазоносних провінціях України. Перспективними у цьому напрямку можуть стати нафтові та газові поклади карбонатних відкладень Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [1]. У нашій країні є потенційні резерви нафтових та газових покладів, пов'язаних із карбонатними колекторами на родовищах, де раніше недооцінювалися нафтогазоносність карбонатних порід. Це, зокрема, відкладення башкирського ярусу.

На сьогоднішній день від 40 до 70% світових запасів вуглеводнів видобувають із карбонатних порід. Але в Україні майже 100% усіх розвіданих ресурсів пов'язано з теригенними відкладеннями, що свідчить про недостатній рівень дослідження карбонатних порід на премет видобутку нафти і газу [1].

Особливості карбонатних порід – велика неоднорідність їхніх колекторських властивостей, швидке формування великих зон проникнення фільтрату бурового розчину. Цими та іншими особливостями карбонатів (глинистість, нерозчинний залишок, тріщинуватість, кавернозність, доломітизація, кальцитизація та ін.), які впливають на фізичні, у тому числі колекторські, властивості нафто- та газонасичених порід, присвячено низку геофізичних методів досліджень свердловин, написано багато робіт [2]. Вивчення складнопобудованих колекторів протягом багатьох років здійснювалося на основі комплексного підходу, який використовує дані ГДС, петрофізики, гідродинамічних та промислових спостережень. Основні способи та методики виділення та вивчення карбонатних порід-колекторів в умовах природного залягання базуються на даних промислової геофізики,

класичні прийоми обробки та інтерпретації яких наведено в роботах В.Н. Дахнова, С.Г. Комарова, С.С. Ітенберга, Б.Ю. Вендельштейна, В.В. Ларіонова, М.Г. Латишевої та ін [9]. Методика, розроблена Б.Ю. Вендельштейном, Н.В. Манчевою, А.І. Бєлонжком [6, 7], базується на комплексній інтерпретації матеріалів електро- і радіометрії, дозволяє враховувати вміст зв'язаної води в глинистих частинках породи, що дуже важливо при виділенні та вивченні карбонатних глинистих колекторів.

На поточний момент ДДЗ є основним нафтогазоносним районом України. Вона характеризується високим ступенем вивченості та розвіданості запасів вуглеводнів. Майже всі відкриті родовища нафти та газу приурочені до антиклінальних структур та пов'язані з колекто-рами гранулярного типу, переважно пісковиками та алевролітами. Останніми роками все більше уваги приділяють карбонатним породам. У багатьох нафтогазоносних провінціях світу карбонатні товщі складають значну частину осадового чохла, де з ними пов'язані значні скупчення вуглеводнів [8]. У межах ДДЗ карбонатні породи зустрічаються у розрізі осадового чохла від девонських до крейдових відкладів. Найбільші карбонатні утворення приурочені до верхнього відділу крейдової системи та представлені крейдою, товщина якої досягає 600 м. Карбонати нижньовізейського ярусу нижнього карбону та нижньобашкирського ярусу середнього карбону на ряді родовищ є нафтогазонасиченими. Дослідженням карбонатних колекторів на ДДЗ, як нетрадиційних джерел вуглеводнів, займалися: С.Г. Вакарчук, О.Ш. Кнішман, С.А. Вижва, В.М. Курганський, О.Ю. Лукін та інші дослідники.

Незважаючи на складність будови та літології карбонатних відкладів, відклади башкирського ярусу, за результатами інтерпретації даних ГДС та випробувань випробувачем на трубах (ВПТ), на Великобубнівському родовищі ДДЗ можна визнати перспективними для пошуку газу та нафти. Їхня пористість змінюється в широких межах, від часток процента до 22 %. На кривих ГДС за комплексом методів виділено пласти потужністю від 6 до 8 м та від 6 до 13 м.

За результатами опису керну у шліфах породи представлені доломітом дрібно-тонкозернистим з тонкошаруватою текстурою. Візуально порода з HCl не реагує або реагує слабко, що властиво доломітам. Карбонатність порід складає від 73,9% до 95,4%. З вторинних процесів спостерігаються перекристалізація, сульфатизація, пелітизація, кальцитизація [11-13].

В межах Східного нафтогазоносного регіону перспективи на пошуки скупчень ВВ неконвенційного типу пов'язуються з карбонатними та карбонатно-глинистими утвореннями верхнього девону, нижнього та середнього карбону. У верхньому девоні це є відклади семилуцько-саргаєвського та задонського горизонтів, у нижньому карбоні – турнейського та нижньовізейського карбонатних комплексів, у середньому карбоні – нижньобашкирський карбонатний комплекс [4].

Виділення в розрізі перспективних інтервалів у ДДЗ базувалося на основі критеріїв [4]. Основними серед них є:

• літологічний склад – вапняки глинисті, чисті вапняки, глинисті доломіти і доломіти;

• залягання ущільнених карбонатних порід у парагенезі з глинистими утвореннями, збагаченими органічною речовиною з мінімальним вмістом Сорг – 1 % (ступінь перспективності порід зростає зі збільшенням вмісту Сорг);

• ступінь термальної зрілості порід: для неконвенційної нафти – інтервал від кінця стадії МК1 (R0 – 0,60) до кінця стадії МК2 (R0 – 0,80); для неконвенційного газу – інтервал від кінця стадії МК2 (R0 – 0,80) до кінця стадії АК1 (R0 – 2,5);

• пористість порід: для газу – не менше 1,5 %, для нафти 2 %;

• проникність порід: для газу – не менше 0,009 мД; для нафти 0,1 мД;

• товщина перспективного горизонту не менш ніж 25 м для нафти та не менш 40 м для газу;

• глибина залягання пластів до 4500 м.

Аналіз результатів проведених досліджень й узагальнення матеріалів попередніх робіт показують, що карбонатні породи у відкладах нижньобашкирського під'ярусу найбільш поширені в межах шельфової й лагунної фаціальних зон, де вони становлять до 80–90 % розрізу. Відклади лагунної фаціальної зони поширені в межах північно-західної частини ДДЗ і сумарна товщина пластів карбонатних порід змінюється від 5–10 до 50–60 м, сягаючи в окремих випадках 70–80 м. Шельфові відклади розповсюджені у межах північної прибортової та на північних околицях Донбасу. Максимальна товщина карбонатних відкладів у межах цієї зони може сягати 90– 130 м. Відклади відкритобасейнової фації поширені в основному в межах зони південно-східної частини ДДЗ. Тут нижньобашкирські відклади представлені переважно глинистими породами (70–80 % розрізу) з підпорядкованою роллю глинистих вапняків (30–15 % розрізу) і алевролітів (5–10 % розрізу). Товщина карбонатних пластів у середньому не перевищує 10–30 м.

Фільтраційні та ємнісні властивості. Пористість башкирських карбонатних порід змінюється у достатньо широких межах від 2–3 до 18–22 %, при цьому середні значення, як правило, не перевищують 3–5 %. Проникність зазвичай не перевищує 0,1 мД, однак в окремих випадках за рахунок широкого розвитку тріщинуватості може сягати 220–250 мД. Характерною рисою продуктивних пластів, що складені башкирськими карбонатними породами, є висока анізотропія їх фільтраційних і ємнісних властивостей навіть у межах однієї площі. Причому, як показують результати аналізу характеру розподілу колекторських властивостей башкирських карбонатних порід на відкритих родовищах, різкі зміни пористості і проникності відбуваються не тільки в межах площ, а й навіть у межах одного пласта в сусідніх свердловинах. Високі значення пористості і проникності карбонатних порід у локальному плані зазвичай пов'язані з зонами розвитку вилуговування і тріщинуватості, а також із зонами розвитку первинних рифогенних колекторів. У регіональному і зональному плані ділянки з

підвищеними колекторськими властивостями башкирських карбонатних порід, як правило, локалізуються в межах крупноамплітудних структур і в межах розвитку біостромів та біогермів. За межами цих утворень башкирські карбонатні породи характеризуються низькими значеннями пористості (2–3%) і проникності (0,05–0,001 мД). Також відбувається зниження середніх значень пористості і проникності з північного заходу на південний схід і від бортів западини до осьової її частини.

Прогноз латерального поширення перспективних карбонатних порід.

На основі узагальнення результатів досліджень і картування основних прогнозних параметрів (літологічний і фаціальний склад відкладів, товщина карбонатних утворень, термальна зрілість і пористість порід, вміст органічної речовини і гіпсометричне положення покрівлі перспективних горизонтів) було побудовано карту якісної оцінки перспектив нафтогазоносності карбонатних утворень башкирського ярусу (рис. 1). Виділено 3 крупних перспективних зони.

Перша зона – охоплює територію від західного схилу Срібнянської депресії до східного схилу Солохівсько-Диканського валу. Перспективи цієї зони пов'язуються з пошуками у карбонатних відкладах нетрадиційної нафти.

Друга зона – лежить у східній частині та частково північній частинах. Її перспективи пов'язують з пошуками у карбонатних відкладах нетрадиційної нафти і газу.

Третя зона – охоплює південно-східну частини ДДЗ. Карбонатні утворення цієї зони є перспективними для пошуку нетрадиційного газу і мало – нетрадиційної нафти.

Загальна площа розповсюдження карбонатних утворень, перспективних для пошуку неконвенційних вуглеводнів, – 10 805 км^2 (у т.ч. для пошуку неконвенційної нафти – 6 675 км^2 , газу – 4 130 км^2).

На основі кількісного аналізу оціночних параметрів у межах перспективної території виділено дві високоперспективні зони, які

характеризуються підвищеними товщинами карбонатних пачок, вмістом Сорг та оптимальною термальною зрілістю порід тощо. Перша приурочена до центральної частини Срібнянської депресії, а друга локалізується у межах південної частини північної прибортової зони на південному сході западини.

Оцінка ресурсів неконвенційних нафти та газу. Підрахунок ресурсів вуглеводнів виконували об'ємним методом. Коефіцієнт вилучення газу, за аналогією до північноамериканських басейнів, приймали на рівні 0,35, нафти – 0,05–0,1. Загальні геологічні ресурси неконвенційного газу в ущільнених породах башкирського карбонатного комплексу в межах двох виділених ділянок оцінюються у 1,25 трлн $м^3$, а видобувні становлять близько 440 млрд $м^3$. Загальні геологічні ресурси неконвенційної нафти в карбонатних породах башкиру в межах усіх п'яти ділянок (зон) оцінюються у 6,3 млрд т, а видобувні сягають близько 470 млн т.

Отже, визначено, що башкирські карбонатні породи є досить перспективними для пошуку нетрадиційної нафти, локалізуються у межах осьової зони центральної частини западини та частково в межах північної і південної прибортових зон і північного борту південно-східної частини западини. Породи, перспективні для пошуку нетрадиційного газу, локалізуються частково в межах осьової, північної і південної прибортових зон південно-східної частини западини. Загальна площа розповсюдження карбонатних утворень, перспективних для пошуку неконвенційної нафти, – 6675 $км^2$, газу – 4130 $км^2$. Сумарні геологічні ресурси ущільнених порід башкирського карбонатного комплексу становлять близько 7,5 млрд т у. п. Видобувні ресурси нетрадиційного газу оцінюються у 440 млрд $м^3$, нетрадиційної нафти – у 470 млн т. Першочерговими об'єктами для проведення геологорозвідувальних робіт для пошуку нетрадиційних вуглеводнів у карбонатних відкладах башкирського комплексу є центральна частина Срібнянської депресії та південна частина північної прибортової зони на південному сході западини.

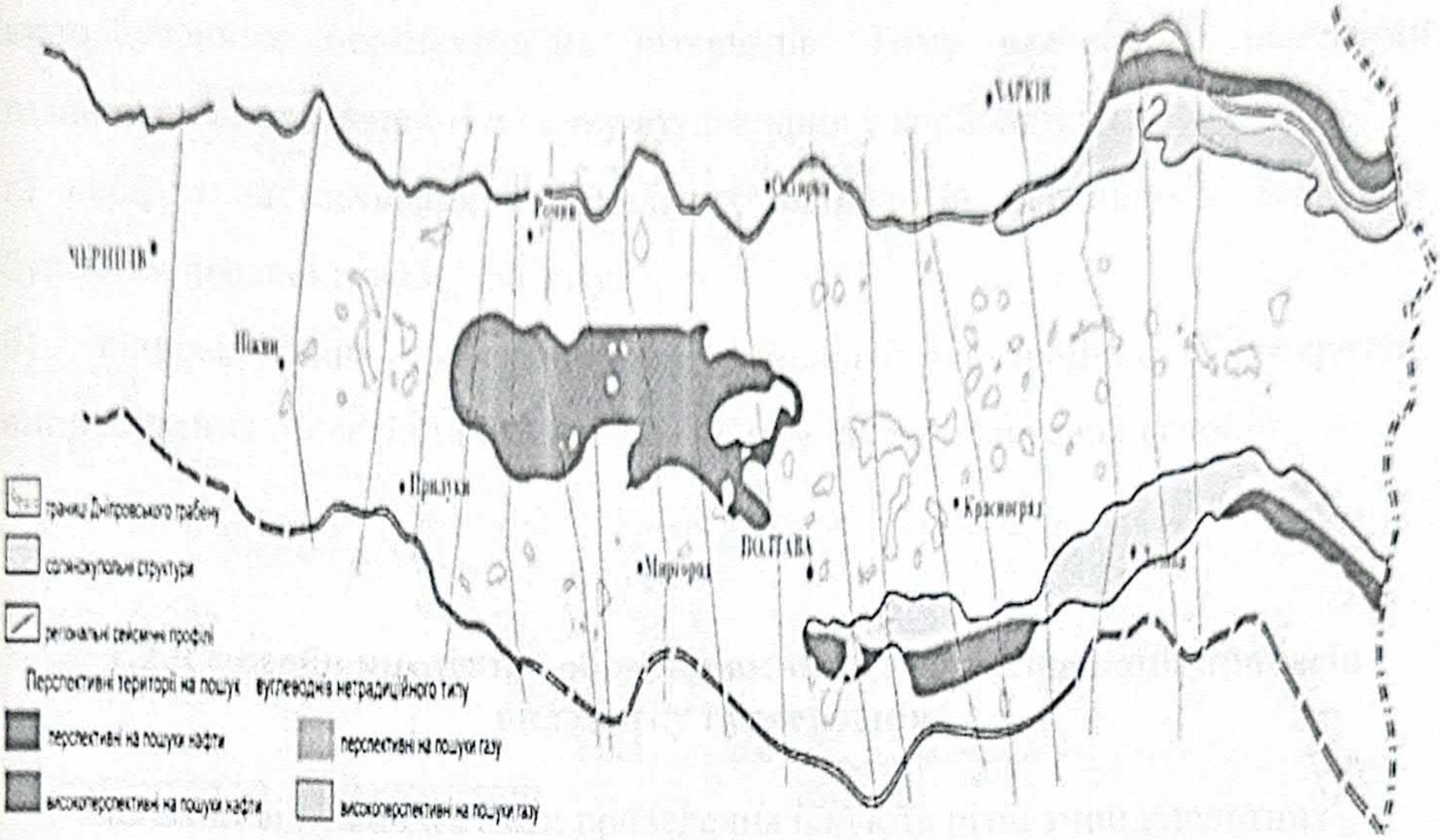


Рисунок 1.1 – Карта поширення карбонатних порід для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в карбонатних утвореннях башкирського ярусу Дніпровсько-Донецької западини [4]

Отже, карбона́ти приро́дні – клас мінералів, солей вугільної кислоти H_2CO_3. Вони нерозчинні у воді (за винятком карбонатів лужних металів). При нагріванні більшість природних карбонатів розкладаються на оксид металу та діоксид вуглецю. Важлива діагностична ознака карбонатів – розчинність у соляній кислоті (HCl).

Тріщинуватість різної інтенсивності є загальною особливістю консолідованих порід, якими є карбонати. Узагальнена модель резервуарів вуглеводнів в масивних карбонатах є поєднанням у спільний резервуар або в групи резервуарів різних типів порожнин, які утворюють ажурні просторові кластерні конструкції.

Найчастіше складовими таких конструкції резервуарів вуглеводнів є тріщинувато-порово-кавернозні пласти колекторів горизонтального залягання. Резервуари у вигляді самостійних об'ємних тіл аномальної тріщинуватості різного орієнтування та природи трапляються рідше.

В карбонатних розрізах більшість типів резервуарів схильна до значного і негативного впливу технологічних чинників на результати оцінки

випробуванням перспективних інтервалів. Тому важливими резервами підвищення ефективності пошуку вуглеводнів у карбонатах є:

а) вибір і застосування оптимальних технологій первинного розкриття бурінням перспективного розрізу;

б) відпрацювання ефективних технологій вторинного розкриття, випробування об'єктів та інтенсифікації припливів пластових флюїдів.

1.2. Способи кислотної обробки як метод інтенсифікації процесів видобутку вуглеводнів

Залежно від умов та мети проведення існують різні типи кислотних обробок. Вони мають наступну класифікацію (рис.1.2).

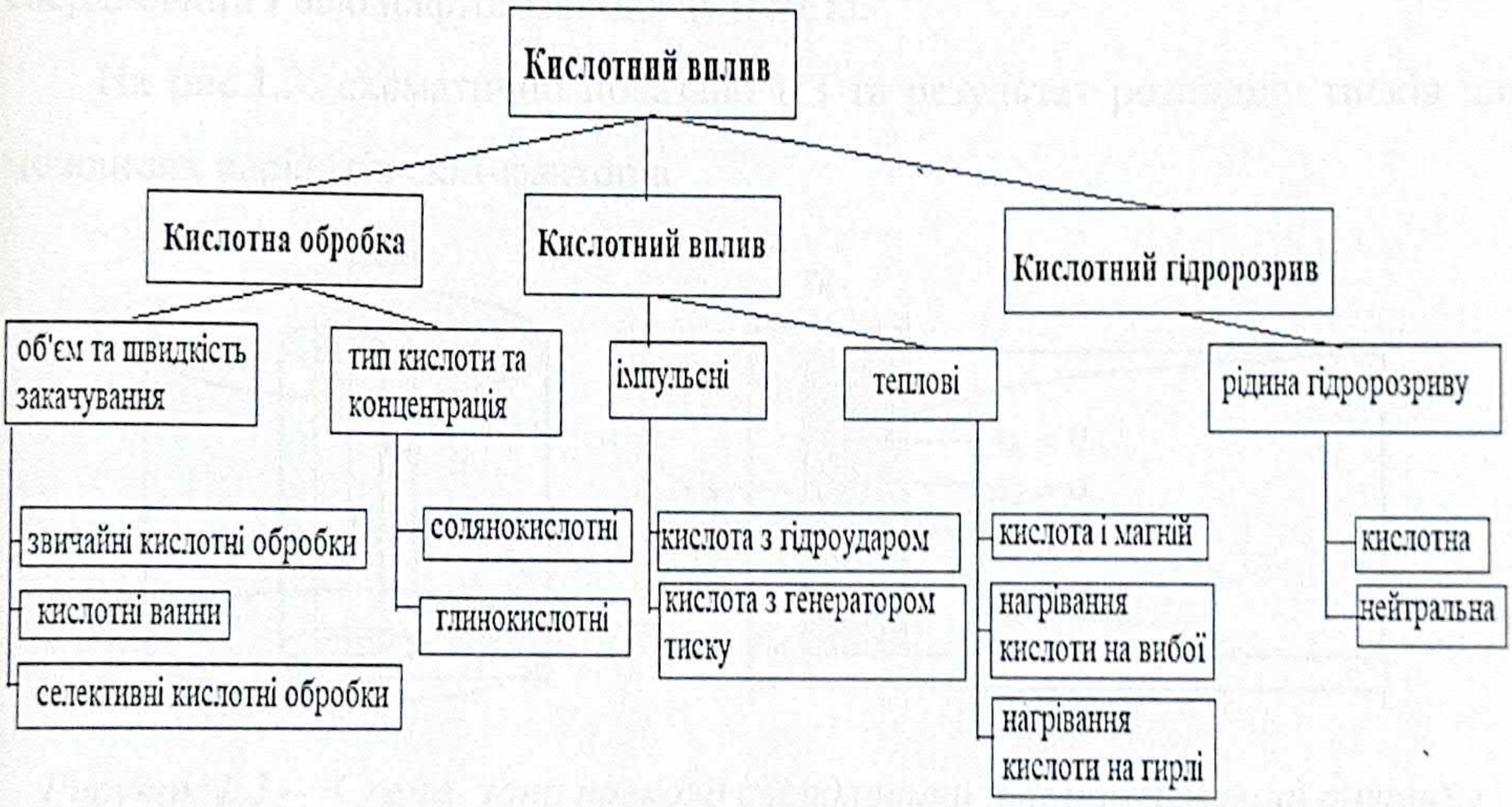


Рисунок 1.2. – Відомі кислотні впливи на призабійну зону пласта (ПЗ)

Найефективнішими та найбільш застосовуваними на виробництві для підвищення проникності карбонатної породи та відновлення НЗП є кислотна обробка – хімічна реакція як взаємодія кислоти і породи. В результаті такої реакції повинні отримати збільшення радіусів існуючих чи появу нових каналів, пор, тріщин у НЗП. Простота технології, висока ефективність при

невисокій собівартості робіт дозволяють досить широко застосовувати кислотні обробки.

Переважна більшість кислотних робіт виконується в карбонатних пластах. Це пояснюється високою розчинністю карбонатних порід у кислотах. Оскільки більшість звичайних родовищ у всьому світі складається з карбонатних пластів, то застосування КО займає вагоме місце у процесах інтенсифікації та розкритті карбонатних колекторів.

1.2.1. Кислотні обробки присвердловинних зон карбонатних пластів (матрична обробка)

Присвердловинна зона пласта (ПЗ) – область пласта, що прилягає до стовбура свердловини і складається з множини областей з різними фільтраційними властивостями. Така зона впливає на продуктивність свердловини і всю нафтогазовіддачу пласта.

На рис.1.3. схематично показано ПЗ та результат розподілу тисків для можливих варіантів скін-факторів

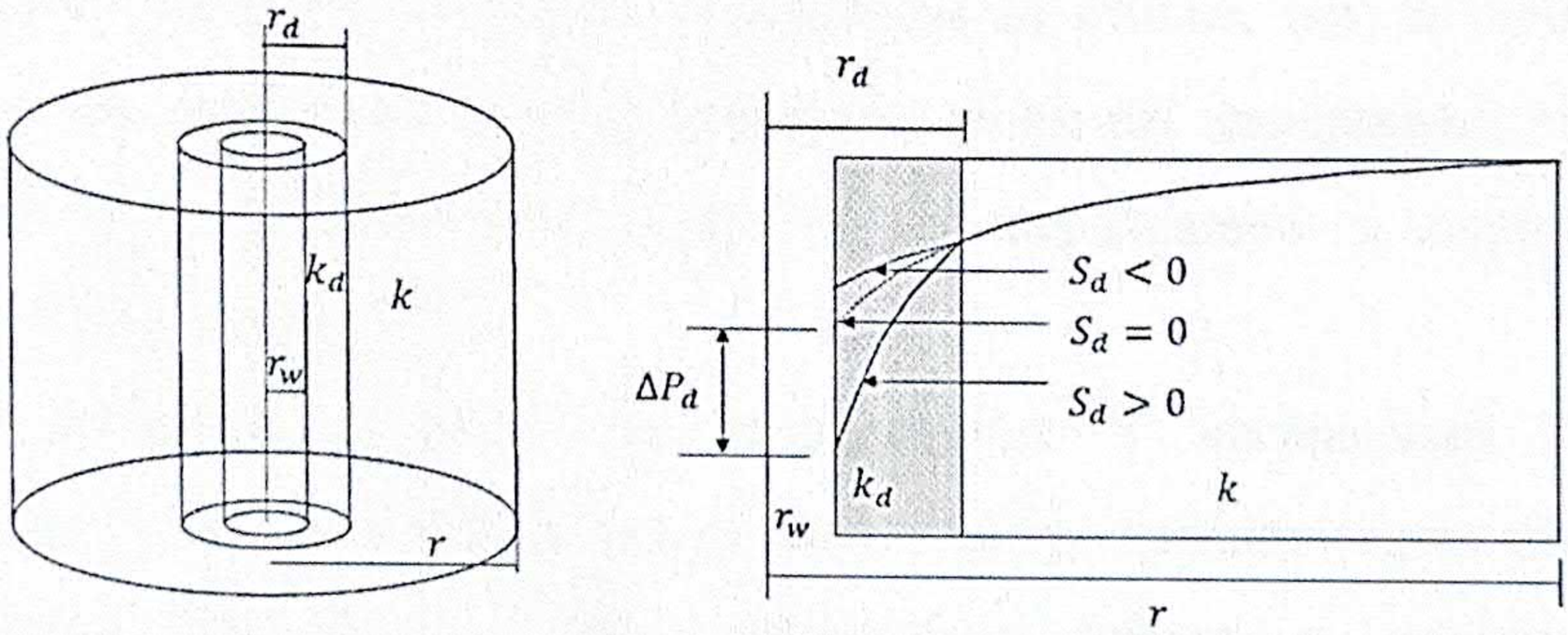


Рисунок 1.3 – Схема зони навколо свердловини та наближений розподіл тиску при різних значеннях скін-фактора, де ΔP_d – додаткові втрати тиску внаслідок погіршення властивостей ділянки навколо свердловини

В процесі експлуатації карбонатних колекторів їх властивості змінюються з часом. Згідно рис.1.3. та формули Хаукіна [29] така зміна властивостей ПЗ може бути описана скін-фактором:

$$Sd=(k/kd-1)lnrd/rw, \quad (1.1)$$

де r_d,k_d – радіус, проникність ділянки навколо свердловини; r ,k – радіус, загальна проникність пласта; r_w – радіус свердловини; S_d – скін-фактор: S_d>0 – спостерігається забруднення ПР та зменшення проникності ($k_d < k$); S_d=0 – проникність ($k_d = k$) незмінні ПЗ; S_d<0 – збільшення проникності ПЗ як результат кислотної обробки пласта ($k_d > k$).

Різні причини погіршення властивостей ПЗ впливають на вибір способу впливу на навколосвердловинну зону. Серед усіх причин виділяють механічні, хімічні та термічні.

Найбільш вагомими є механічні причини, а саме міграція твердих часточок у порах ПЗ під час експлуатації свердловин, стимуляція свердловин та інші. Погіршення фільтраційних властивостей після міграції частинок може досягати до 1,5 м від стінки свердловини [30].

Хімічні причини погіршення властивостей ПЗ включають хімічну адсорбцію (речовини, які використовують для операцій на свердловинах, адсорбуються стінками каналів і знижають фільтраційні властивості ПЗ), розчинення порід, їх міграція з осадженням на стінках пор зі зниженням проникності, випадіння солей у результаті зміни pH середовища та поява емульсій під час проведення операцій на свердловинах з підвищенням фільтраційного опору в ПЗ.

Проведення операцій на свердловинах з нагріванням ПЗ та підвищенням фільтраційного опору характеризує термічні причини. Крім погіршення властивостей НЗ карбонатного пласта у процесі його експлуатації, можливе існування початково низької проникності, яку необхідно подолати. Щоб подолати таке пошкодження пласта, яке обмежує потік рідини між стовбуром свердловини та матрицею породи, виконується кислотна обробка. При цьому кислоти закачуються через стовбур свердловини в породу.

1.2.2. Кислотний гідравлічний розрив пласта (КГРП)

Необхідно згадати, що існує два основних методи інтенсифікації припливу – це ОПЗ та ГРП. Обов'язковою умовою проведення ГРП є помітне перевищення тиску закачування агента у пласт над тиском гідророзриву конкретної породи. Іншими словами, темп закачування рідини занадто великий, щоб порода змогла поглинути весь її об'єм і, як наслідок, порода під подібним натиском руйнується, ініціюючи тріщину, зростання якої підтримується закачуванням рідини. Основними кандидатами щодо ГРП є свердловини з низькою продуктивністю, викликаної, переважно, низькою проникністю розкритого пласта.

Існує безліч позитивних аспектів при проведенні ГРП, проте основною метою, як і в інших методів інтенсифікації притоку, є збільшення продуктивності або прийомистості експлуатаційних свердловин.

У літературі приділено велику увагу можливості проведення кислотного гідророзриву (КГРП) у карбонатних пластах. Описано основні позитивні сторони та недоліки КГРП, пропонуються різні моделі розвитку мережі тріщин, приділено увагу прикладним аспектам,пропонують нові технології, що збільшують ефективність КГРП [31].

Нижче наведено основні причини, через які свердловина може бути обрана як потенційний кандидат для проведення КГРП:

– знайти пошкоджену ділянку ПЗ та відновити початкову продуктивність свердловини;

– покращити зв'язок свердловини з пластом та збільшити її продуктивність щодо початкової;

– змінити внутрішньопластові напрямки руху рідини.

Незважаючи на те, що закони тріщиноутворення вивчені достатньо, основні складнощі при розрахунку та проектуванні виникають через: геологічні умови, індивідуальні для кожного випадку та мультидсциплінарність самого процесу гідророзриву.

Проектування ГРП з метою досягнення бажаного результату включає різні підходи: форма і розміри тріщини, розподіл потоків рідини розриву та розміщення пропанту в тріщині, хімія для вибору матеріалів з необхідними властивостями для проведення обробки.

1.2.3. Склад та особливості карбонатних порід. Розчинення карбонатних порід різними типами кислот

Кислотна обробка є нестаціонарним неізотермічний тривимірний процес закачування агента у порове середовище, що супроводжується хімічними реакціями. У момент, коли агент закачування потрапляє в пласт, порода починає розчинятися в кислоті, наслідком є незворотні зміни її фільтраційно-ємнісних властивостей (пористості та проникності).

Витрата кислоти також має на увазі процеси масообміну та зміни концентрацій. Крім вищезгаданого відбувається зміна температури всієї системи відповідно до законів екзотермічної реакції, що відбувається за участю кислоти та породи [13-16].

Проведення КО передбачає розуміння типів та кінетики хімічних реакцій, що відбуваються за участю кислоти та породи. Під час проведення КО відбувається безперервна зміна концентрації кислоти. Швидкість виснаження кислоти дорівнює постійній зміни концентрації кислоти в поверхневих умовах, зведеної в ступінь коефіцієнта, що враховує зміну термобаричних умов. Функція концентрації кислоти залежить від двох змінних: часу реакції та відстані від вибою свердловини.

Процес КО супроводжується гетерогенною реакцією між кислотою (рідкою фазою) та породою (твердою фазою) [17,18].

Технології КО для карбонатних та теригенних колекторів докорінно відрізняються. Карбонатні породи (вапняк і доломіт) активно реагують із соляною кислотою, а продукти реакції добре розчиняються у воді. Далі наведено основні хімічні реакції, що супроводжують КО карбонатних колекторів [19]. В цілому, існує два режими КО для нафтових та газових

колекторів: вплив на порове середовище (матрицю); кислотний гідравлічний розрив пласта (ГРП). При дії на порове середовище тиск закачування не повинен перевищувати тиск гідророзриву. Обробка призабійної зони (ОПЗ) із застосуванням кислотних складів в основному спрямовані на підвищення продуктивності (зменшення скін-фактору) шляхом видалення кольматанту та створення каналів підвищеної провідності (червоточин) у призабійній зоні (ПЗ). Для КО теригенних колекторів хімія процесу обробки глинистих колекторів значно складніше. Однак при простоті опису хімічних реакцій у карбонатних колекторах фізична модель процесу розчинення карбонатної породи набагато складніша, ніж у глинистих породах. У піщанику процес розчинення відбувається повільно, що передбачає, що фронт кислоти просувається поступово. У карбонатах кінетика реакції кислоти з породою характеризується високою швидкістю, що призводить до нерівномірності розчинення породи [17,18,20]. Нижче наведено список найбільш використовуваних кислотних систем для проведення призабійної у карбонатних колекторах (табл. 1.1) [21].

Таблиця 1.1 – Рекомендовані типи кислотних складів для обробки карбонатних колекторів

Ціль обробки	Рекомендована кислота та концентрація
Обробка вибою свердловини	5% уксусна кислота
Обробка перфораційних каналів	9% мурашина кислота 10% уксусна кислота 15% соляна кислота
Глибокопроникна обробка призабійної зони (ПЗ)	15% соляна кислота 28% соляна кислота Кислотна емульсія

Як можна помітити, слабкі кислоти використовуються в основному для обробки вибою свердловини та прочищення перфораційних каналів; для обробки колектора використовують соляну кислоту, при тому, що чим глибше поширюється зона кольматації, тим паче концентровану кислоту

потрібно застосовувати. Таким чином, використання висококонцентрованої соляної кислоти добре підходить для обробки ПЗ у карбонатних колекторах.

Через високу розчинну здатність соляна кислота – найпоширеніший реагент для ОПЗ у карбонатних колекторах. Існує два фактори ризику, що виникають при застосуванні соляної кислоти: висока швидкість реакції та висока корозійна активність. Для зниження рівня корозійної активності кислотний склад додають органічні кислоти. На додаток до цього, низька розчинна здатність органічних кислот дозволяє знизити рівень нерівномірності фронту реакції кислотного складу у породі (утворення червоточин).

У світлі вищезгаданого опису властивостей органічних кислот існує практика створення кислотних систем на основі соляної кислоти з додаванням органічних кислот для досягнення помірного рівня утворення високопроникних каналів у ПЗ, що в результаті позитивно впливає на збільшення продуктивності свердловини [21-25]. Органічні кислоти використовуються щодо ОПЗ на карбонатних колекторах багато років. Досвід показує, що використання висококонцентрованих органічних кислот не буде ефективним, внаслідок можливого випадання нерозчинних опадів під час реакції реагенту та породи. Допустимими концентраціями для мурашиної та оцтових кислот є 13% та 9% відповідно [27, 28, 31].

За минулий час було проведено безліч науково-досліджень у галузі КО. Разом з тим існує достатній обсяг загальнодоступної інформації за результатами проведених операцій і досліджень. Ефективність кислотних обробок (КО) залежить насамперед від глибини проникнення кислоти пласт і від повноти розчинення в кислотному розчині колектора. У процесі обробки привибійної зони пласта чистою соляною кислотою максимальна її дія на породу відбувається в зоні свердловини. У віддаленій зоні пласта реакція кислоти з породою йде менш інтенсивно через втрату частини її активності.

В результаті цього свердловина зона оброблятиметься більш інтенсивно з формуванням максимального числа каналів розчинення («промоїни,

червоточини») на шкоду інтенсивності формування останніх у віддаленій зоні пласта. Тому ефективність КО швидко знижується зі зростанням повторних обробок, проведених на одній свердловині. Звідси очевидна необхідність гальмування хімічної взаємодії між кислотою та породою.

Для цього на практиці широко застосовуються так звані «сповільнювачі» та «відхилювачі» кислоти. Актуальність розробки таких технологій особливо зростає у складнозбудованих карбонатних колекторах.

1.2.4. Аналіз фізичних властивостей продуктів хімічних реакцій при кислотній обробці карбонатних порід

Карбонатні утворення складаються здебільшого з вапняку та доломіту. Але знання їх конкретного складу має безпосередній вплив на вибір технології впливу на ПЗ. Отже, карбонатні породи – седиментаційні відклади, що утворені не менше ніж на половину карбонатними мінералами, а саме кальцитом ($CaCO_3$) і доломітом $CaMg(CO_3)_2$. Вони мають високу розчинність у кислотах [32].

Розчинення карбонатних порід різними типами кислот. Найчастіше у виробництві для впливу на карбонатні породи застосовують соляну кислоту чи різні композиції на її основі. Це пояснюється її високою розчинною здатністю [33]. Розчинення вапняку і доломіту соляною кислотою (HCl) відбувається за рівняннями хімічної реакції:

$$2HCl + CaCO_3 \leftrightarrow CaCl_2 + CO_2 + H_2O \quad (1.2)$$

$$4HCl + CaMg(CO_3)_2 \leftrightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2 \quad (1.3)$$

За рівняннями реакцій визначається маса порід, які буде розчинено певною кількістю кислоти [30,34]:

$$\beta_{CaCO3} = M_{CaCO3} * 1/M_{HCl} * 2 = 100,09 * 1/36,46 * 2 = 1.373 \quad (1.4)$$

$$\beta_{CaMg(CO3)2} = M_{CaMg(CO3)2} * 1/M_{HCl} * 4 = 184.4 * 136,46 * 4 = 1.264 \quad (1.5)$$

де M – молярна маса різних речовин, г/моль.

Враховуючи масову концентрацію кислоти у розчині та щільність порід, можна визначити об'єм розчиненої кислотою породи:

$$V_к = \rho_{кисл} / \rho_{породи} * \beta_{розч} * К, \quad (5),$$

де $\rho_{породи}, \rho_{кисл}$ – щільність породи та кислоти кг/м^3, $\beta_{розч}$ – коефіцієнт розчинності породи у розчині кислоти відповідної концентрації; К – концентрація кислоти, %.

Коефіцієнти розчинності основних карбонатних порід для вапняку та доломіту показано у таблиці 1.2 [35].

Таблиця 1.2.– Коефіцієнти розчинності основних карбонатних порід для вапняку та доломіту

Тип кислоти	$CaCO_3$, ρ = 2700 кг/м^3					$MgCa(CO_3)_2$, ρ = 2870 кг/м^3				
	Концентрація кислоти в розчині, %					Концентрація кислоти в розчині, %				
	5	10	15	30	100	5	10	15	30	100
Соляна HCl	0,026	0,053	0,082	0,175	1,370	0,023	0,046	0,071	0,152	1,270
Уксусна CH_3COOH	0,016	0,031	0,047	0,096	0,830	0,014	0,027	0,041	0,083	0,770
Мурашина HCOOH	0,020	0,041	0,062	0,129	1,090	0,018	0,036	0,054	0,112	1,000

Наприклад, для вапняків при кислотній обробці 15% розчином соляної кислоти, що має густину 1070 кг/м^3 за ст. у. розчинність під час проходження повної реакції породи з кислотою складе 0,082 м^3/ м^3.

Виходячи з обох рівнянь реакції (1-2), визначимо необхідні для їх протікання початкові та кінцеві об'єми продуктів хімічної взаємодії для 15% розчину соляної кислоти, який найчастіше застосовується у промисловості. Отримані параметри занесемо у таблицю 1.3

Таблиця 1.3 – Об'єми продуктів хімічної взаємодії порід з HCl (для 1 м^3 за ст. ум.)

Порода	Об'єм породи	HCl	H_2O	CO_2	$CaCl_2$	$MgCl_2$
$CaCO_3$	0,082	1	0,951	52,822	0,114	-
$CaMg(CO_3)_2$	0,071	1	0,951	52,822	0,057	0,045

Тиск при обробці також впливає на швидкість, з якою кислота реагуватиме з пластом. Особливо це стосується низьких діапазонів тиску. Нижче 3,45 МПа збільшення тиску відповідно збільшує швидкість реакції, але зростання тиску вище 3,45 МПа уже істотно не змінюють швидкість реакції.

Крім того, швидкість реакції зростає з підвищенням температури. Через пошкодження пласта, оточуючого стовбур свердловини, кислотна обробка виконується для створення високопровідних каналів, які обходять пошкоджену зону та з'єднують стовбур свердловини з непошкодженим [36].

1.2.4. Аналіз фізичних властивостей продуктів хімічних реакцій при кислотній обробці карбонатних порід

Швидкість кислотно-карбонатної реакції породи залежить від мінералогічного складу породи. Карбонатні резервуари складаються з вапняку ($CaCO_3$) та/або доломіту $CaMg(CO_3)_2$, які повністю розчинні в кислоті. Розчинення вапняку HCl є масообміном, обмеженим температурами вище за 0°C [37], тоді як розчинення доломіту є масообміном, обмеженим температурами вище за 50°C [38]. Таким чином, при температурах, які зазвичай зустрічаються в нафтових резервуарах, швидкість розчинення значно залежить від швидкості, з якою кислота транспортується до поверхні породи шляхом конвекції та дифузії.

При моделюванні процесу кислотної обробки важливою складовою є облік зміни залежно від тиску та температури властивостей, використовуваних флюїдів та продуктів хімічних реакцій, що виникають, а саме їх фазового стану, в'язкості, щільності та розчинності. Можливі при СКО тиску і температури можуть змінюватися в широкому діапазоні та залежать від виду впливу, поверхневих умов, глибини залягання та системи розробки покладу, умов експлуатації свердловин, геотермічного градієнта та інших факторів [39]. Розглянемо зміну властивостей, що вступають у реакцію та утворюються при взаємодії 15% розчину соляної кислоти з

Тиск при обробці також впливає на швидкість, з якою кислота реагуватиме з пластом. Особливо це стосується низьких діапазонів тиску. Нижче 3,45 МПа збільшення тиску відповідно збільшує швидкість реакції, але зростання тиску вище 3,45 МПа уже істотно не змінюють швидкість реакції.

Крім того, швидкість реакції зростає з підвищенням температури. Через пошкодження пласта, оточуючого стовбур свердловини, кислотна обробка виконується для створення високопровідних каналів, які обходять пошкоджену зону та з'єднують стовбур свердловини з непошкодженим [36].

1.2.4. Аналіз фізичних властивостей продуктів хімічних реакцій при кислотній обробці карбонатних порід

Швидкість кислотно-карбонатної реакції породи залежить від мінералогічного складу породи. Карбонатні резервуари складаються з вапняку ($CaCO_3$) та/або доломіту $CaMg(CO_3)_2$, які повністю розчинні в кислоті. Розчинення вапняку HCl є масообміном, обмеженим температурами вище за 0°C [37], тоді як розчинення доломіту є масообміном, обмеженим температурами вище за 50°C [38]. Таким чином, при температурах, які зазвичай зустрічаються в нафтових резервуарах, швидкість розчинення значно залежить від швидкості, з якою кислота транспортується до поверхні породи шляхом конвекції та дифузії.

При моделюванні процесу кислотної обробки важливою складовою є облік зміни залежно від тиску та температури властивостей, використовуваних флюїдів та продуктів хімічних реакцій, що виникають, а саме їх фазового стану, в'язкості, щільності та розчинності. Можливі при СКО тиску і температури можуть змінюватися в широкому діапазоні та залежать від виду впливу, поверхневих умов, глибини залягання та системи розробки покладу, умов експлуатації свердловин, геотермічного градієнта та інших факторів [39]. Розглянемо зміну властивостей, що вступають у реакцію та утворюються при взаємодії 15% розчину соляної кислоти з

доломітами та вапняками речовин, а також часто використовуються при обробках води та азоту. Розглянутий діапазон можливих тисків і температур для компонентів $CaCO_3$ та $CaMg(CO_3)_2$ лежить у межах T = 30-250°C, P = 3-100 МПа, H_2O, CO_2 – T = 20°C, P = 0,1-100МПа, водний розчин $CaCl_2$ та $MgCl_2$ – T = 30-250°C, P = 3-100МПа покриває більшість можливих значень даних параметрів при СКО. Компоненти $CaCO_3$ та $CaMg(CO_3)_2$ в аналізованому діапазоні тисків і температур є твердими речовинами, що мають щільність 2710 і 2870 кг/м^3. Їх співвідношення в породі може змінюватися, але середня щільність перебуватиме у вказаному діапазоні.

Основним компонентом, що входить до розчинів соляної кислоти і солей, що утворюються, є H_2O, тому їх властивості значною мірою визначаються властивостями води. Вода, в стандартних умовах, є рідиною з в'язкістю 1 мПа ·та щільністю 1000 кг/м^3. Щільність води залежить як від тиску, і від температури. Зі зростанням тиску щільність води зростає, при зростанні температури зменшується. При великих концентраціях HCl більша кількість отриманих $CaCl_2$ і CO_2 в розчині починають сповільнювати реакцію. Важливою складовою впливу на продукти хімічних реакцій при кислотній обробці карбонатних порід є тиск і температура. Саме вони визначають їх фізичні властивості і впливають на якість кислотної обробки. Зі зростанням концентрації HCl в'язкість та щільність кислотного розчину зростають [40, 41].

Як показав аналіз, параметри тиску і температури залежать від глибини пластів, їх геологічної будови і складу та геотермічного градієнта, способів розробки та експлуатації.

1.2.5 Аналіз факторів, що впливають на ефективність кислотної обробки

Умови проведення КО, розчини, склад порід і ряд інших параметрів можуть значно змінюватися. Тому практичний інтерес представляє аналіз їх впливу на ефективність обробок з метою врахуванння під час проектування

КО. Процес реакції кислоти із поверхнею мінералу є гетерогенним, бо відбувається лише на межі мінералу та кислоти (рис.1.4).

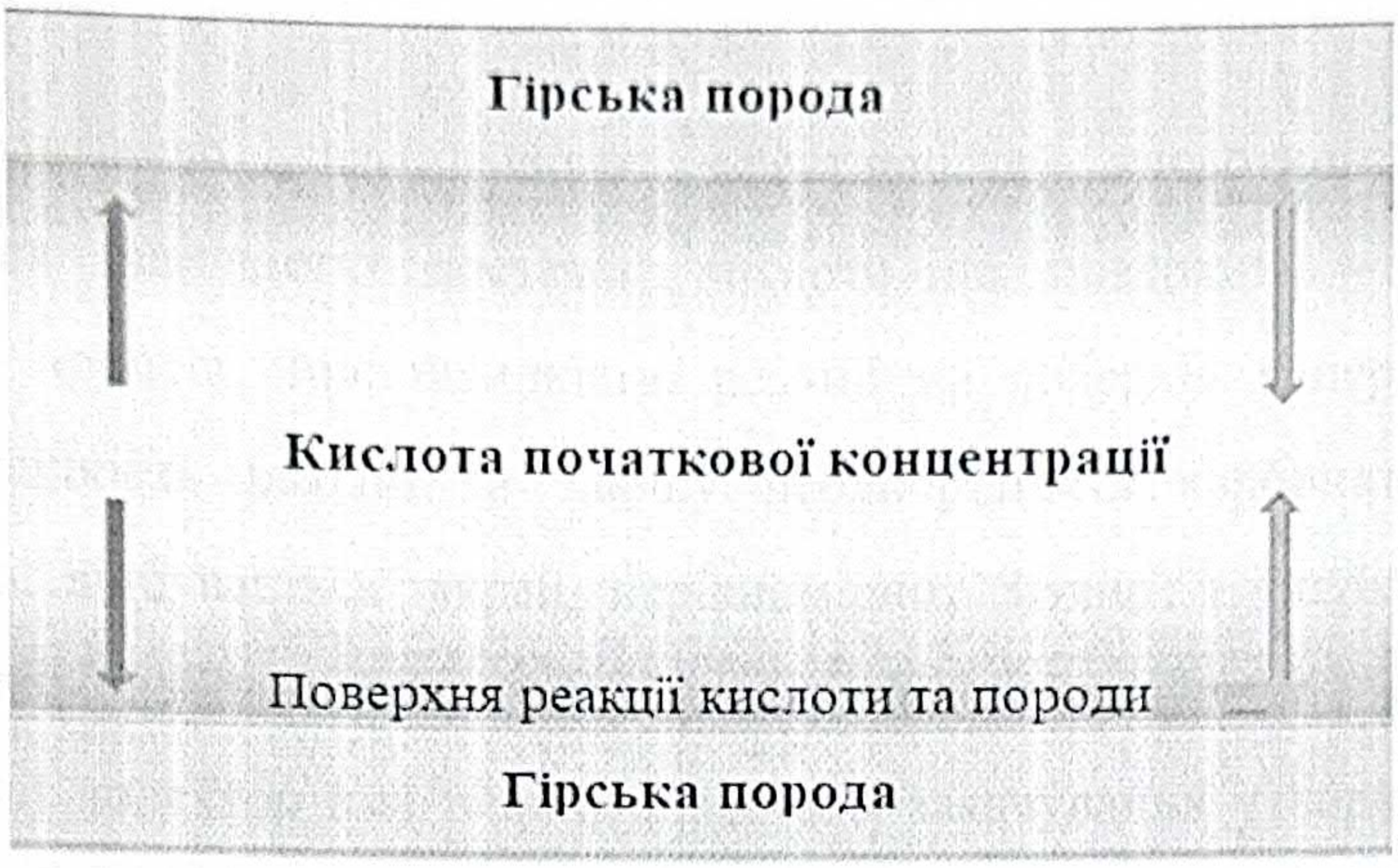


Рисунок 1.4 – Схема потоків, що виникають у каналі при КО

Як правило, здебільшого ефективність кислотного процесу визначається швидкістю доставки кислоти на поверхню – як більш повільного процесу, ніж швидкістю реакції на поверхні мінералу. Через високу швидкість реакції та значну неоднорідність карбонатних порід розчинення відбувається вкрай нерівномірно. Згідно з опублікованими результатами лабораторних досліджень, при закачуванні кислоти в карбонатний колектор при певній швидкості закачування утворюються так звані «червоточини» - високопроникні канали розчинення складної геометрії, що проникають углиб пласта і, тим самим, забезпечуючи хороший гідродинамічний зв'язок пласт-ствол свердловини. З ростом концентрації HCl в'язкість та щільність кислотного розчину зростають [40, 41].

Перед тим як реакція відбудеться, кислота повинна бути доставлена на поверхню мінералу шляхом конвекції або шляхом дифузії. Загальна швидкість реакції (швидкість зміни концентрації кислоти в каналі) залежить від швидкості доставки кислоти на поверхню та швидкості реакції на поверхні. За певних умов (мінеральний склад породи, температура реакції),

один із процесів відбувається значно швидше, ніж інший, і при визначенні загальної швидкості реакції може бути проігнорований (прийнятий миттєвим).

Як правило, здебільшого ефективність кислотного процесу визначається швидкістю доставки кислоти на поверхню – як більш повільного процесу, ніж швидкістю реакції на поверхні мінералу. Через високу швидкість реакції та значну неоднорідність карбонатних порід розчинення відбувається вкрай нерівномірно. Згідно з опублікованими результатами лабораторних досліджень, при закачуванні кислоти в карбонатний колектор при певній швидкості закачування утворюються так звані «червоточини» – високопроникні канали розчинення складної геометрії, що проникають углиб пласта і, тим самим, забезпечуючи хороший гідродинамічний зв'язок пласт-ствол свердловини (рис. 1.4.).

1.3. Червоточини як прояв хімічного впливу на породи

Кислотні обробки пласта є методом стимуляції, який широко використовується в нафтовій промисловості. Кислотні обробки діляться на дві категорії: матричні кислотні обробки та кислотний гідророзрив пласта. Кислотний гідророзрив пласта полягає у закачуванні розчину кислоти в карбонатний пласт під досить високим тиском для гідравлічного руйнування пласта. Коли кислота рухається вздовж існуючих тріщин, вона вступає в реакцію з породою і протравлює поверхню тріщини. Ці протравлені кислотою червоточини залишаються для забезпечення каналів потоку, коли гідравлічний тиск скидається і свердловина повертається до видобутку. Розчинність порід, що піддаються КО, повинна забезпечити збільшення пористості не менше ніж на 10%.

При матричній кислотній обробці кислота вводиться з достатньо повільною швидкістю, щоб не було перевищено тиску руйнування. Матричні

обробки, як правило, спрямовані на усунення пошкоджень привибійної зони свердловини; при оптимальному впливі кислота витрачається переважно на пошкоджену область. В процесі кислотного впливу очищається поверхня вибою від глинистої кірки (кислотні ванни) або в привибійній зоні утворюються камери-порожнини для накопичення нафти. Розчинність матеріалів, що забруднюють пори і тріщини пласта, повинна бути найповнішою і досягати 50%.

Відносно концентрований розчин HCl (зазвичай 15% мас.) є найбільш поширеною кислотною системою, яка використовується для обробки карбонатів. Для розчинення значних за об'ємом порожнин необхідно використовувати десятки кубометрів кислоти концентрацією 10 -15 %. Під час звичайних кислотних обробок на кожен 1 м товщини оброблюваного пласта нагнітається від 0,4 до 1,5 $м^3$ розчину кислоти залежно від проникності порід, будови пласта і черговості обробок. При повторному процесі об'єм закачуваної кислоти збільшується. У малопроникні пласти з низьким тиском нагнітають менші об'єми кислоти з концентрацією HCl 8 – 10 %, щоб полегшити видалення продуктів реакції з пор.

Коли кислота вводиться в карбонат, кислота проникає переважно в області з найвищою проникністю – найбільші пори або природні тріщини. Швидке розчинення матеріалу матриці породи збільшує діаметр таких початкових шляхів потоку так, що кислота незабаром утворює великі, високопровідні канали потоку. Вони з'єднують стовбур свердловини з непошкодженою матрицею породи, таким чином минаючи зону пошкодження. Ці високопровідні канали називаються червоточинами.

Червоточини – це невеликі безперервні канали, утворені кислотою, яка переважно розширює пори в карбонаті, зазвичай приблизно від 2 до 5 мм в діаметрі. При радіальному потоці червоточини утворюють дендритний малюнок, як коріння дерева.

Імовірно, що червоточини виникають як під час матричної (привибійної) обробки, так і кислотному гідророзриву пласта в карбонатних утвореннях. При кислотному гідророзриву пласта під час руйнування породи

червоточини зазвичай шкідливі. Тому їх необхідно звести до мінімуму, щоб жива кислота проникала глибоко вздовж існуючих тріщин у породу. При підкисленні тріщини кислота закачується з високими швидкостями і тиском для створення гідравлічних тріщин в породі, які потім зберігають пропускну здатність після закриття через створення нерівномірних кислотно-травлених каналів уздовж граней тріщини.

При матричній (привибійній) кислотній обробки такі червоточини можуть бути бажаними або не бажаними. Якщо навколо стовбура свердловини у привибійній зоні існує глибока пошкоджена зона, червоточини посилюють стимуляцію за рахунок збільшення глибини проникнення кислоти. Якщо пошкоджена зона неглибока, утворення червоточин призводить до неефективної кислотної обробки, оскільки більша частина кислоти переміститься за межі необхідної привибійної області, там прореагує і буде повністю витрачена за межами пошкодженої області.

При постійному об'ємі та різних швидкостях ін'єкції кислоти створюють червоточини різної довжини. Швидкість такої ін'єкції, яка створює найглибшу червоточину, називається оптимальною швидкістю ін'єкції кислоти. Оптимальна швидкість закачування визначається в лабораторних експериментах шляхом вимірювання об'єму пор до прориву (тобто об'єму кислоти, що впорскується в керн, щоб червоточина досягла вихідного кінця зразка, визначеного за початковим об'ємом пор зразка) [42].

Способи проведення КО, склад кислотних систем для застосування у кожному конкретному випадку різних структурно-геологічних особливостей порід, вплив фільтраційних властивостей на вибір способів кислотної обробки та низка інших параметрів є індивідуальними для кожного випадку. Тому практичний інтерес представляє аналіз їх впливу на ефективність КО, вибір найбільш перспективного кислотного способу з метою врахуванння під час проектування КО.

1.4. Висновки з розділу І.

1. Ущільнені карбонатні колектори України мають перспективні запаси газу та нафти. Пористість башкирських карбонатних порід ДДЗ змінюється у достатньо широких межах від 2–3 до 18–22 %, при цьому середні значення, як правило, не перевищують 3–5 %. Проникність зазвичай не перевищує 0,1 мД, однак в окремих випадках за рахунок широкого розвитку тріщинуватості може сягати 220–250 мД. Характерною рисою продуктивних пластів, що складені башкирськими карбонатними породами, є висока анізотропія їх фільтраційних і ємнісних властивостей навіть у межах однієї площі. Тому важливим завданням є удосконалення технологій розробки ущільнених карбонатних покладів.

2. Найбільш перспективними способами розробки ущільнених карбонатних порід може стати кислотна обробка, а саме кислотна обробка матриці чи кислотний розрив пласта. В обох випадках успіх кислотної обробки карбонатних порід залежить від пропускної здатності створених кислоторозчинних каналів (червоточин) і глибини, на яку вони проникають у пласт. Червоточини – це невеликі безперервні канали, утворені кислотою, яка переважно розширює пори в карбонаті, зазвичай приблизно від 2 до 5 мм в діаметрі. При радіальному потоці червоточини утворюють дендритний малюнок, як коріння дерева. Бажаним результатом КО є висока пропускна здатність і глибоке проникнення.

3. Соляна кислота має високу розчинну здатність, тому є найбільш поширеним реагентом при проведенні ОПЗ в карбонатних колекторах, але не для всіх геологічних структур може бути достатньо ефективною у застосуванні. Способи проведення КО, склад кислотних систем для застосування у кожному конкретному випадку різних структурно-геологічних особливостей порід, вплив фільтраційних властивостей на вибір способів кислотної обробки та низка інших параметрів є індивідуальними для кожного випадку. Тому практичний інтерес представляє аналіз їх впливу на ефективність КО, вибір найбільш перспективного кислотного способу з метою врахуваннння під час проектування КО для ущільнених карбонатних порід ДДЗ.

Розділ ІІ. АНАЛІЗ ПРОЦЕСІВ ФОРМУВАННЯ ЧЕРВОТОЧИН ПРИ КИСЛОТНІЙ ОБРОБЦІ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ

2.1. Структура каналів розчинення карбонатних порід (червоточин)

Основною метою кислотної обробки є підвищення продуктивності (зниження скін-фактору) свердловини шляхом розчинення породи колектора та утворення нових високопроникних каналів у ПЗ пласта. Потік і реакція рідини в карбонатних пористих середовищах призводять до утворення високопровідних проточних каналів, які називаються червоточинами (рис. 2.1). На рис.2.1 показано форму високопроникного каналу, утвореного в ході фільтраційного дослідження кислотного складу на керні [45,46].

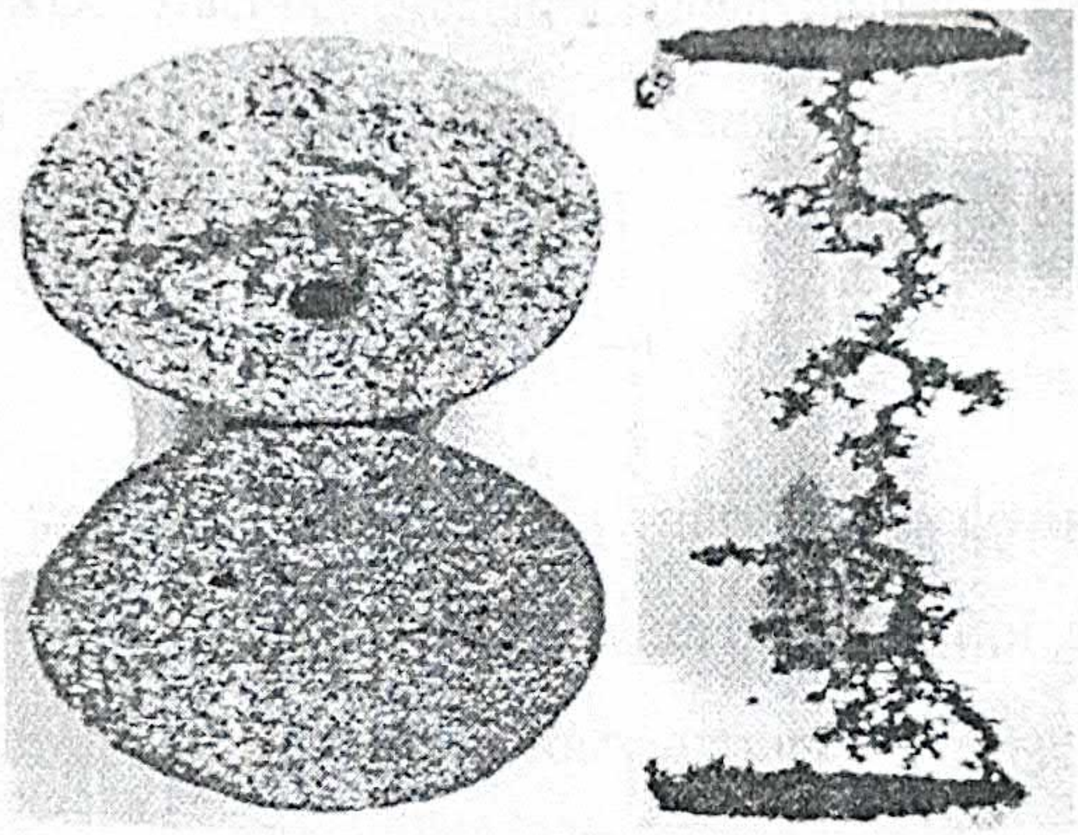


Рисунок 2.1 – Мережа червоточин, утворена в ході нерівномірного розчинення вапняку соляною кислотою при ламінарному режимі її закачування на зразок [46]

Червоточини є бажаними під час матричної обробки, оскільки вони ліквідують пошкодження біля свердловини, а їх провідність на кілька порядків вища, ніж у пористого середовища. Червоточини утворюються через швидке і майже повне розчинення мінералу в HCl і мінливість швидкості потоку в масштабі пор, викликану природною неоднорідністю пористого середовища. Необхідно враховувати те, що червоточини значно більші за об'ємом ніж пори в карбонатах, тобто втрати тиску в області, пронизаній каналами, мінімальні.

Процес утворення червоточин при кислотному ГРП має досить важливе значення, оскільки збільшує рівень поглинання кислоти породою і обмежує просування кислоти вздовж тріщини. Процес утворення каналів викликаний насамперед тим, що процес розчинення породи відбувається швидше у порах та каналах більшого об'єму. Чим більший порожній простір, тим більша площа поверхні реакції, тим вищий темп розчинення та утворення нового пустотного простору.

Інакше кажучи, просування фронту розчинення йде шляхом найменшого опору, у разі більшої порожнечі в породі, тим швидше вони збільшуватимуться, так можна описати причину утворення червоточин в породі в процесі КО [91,92]. Існує два важливі процеси в механізмі утворення каналів у процесі КО: масоперенесення (дифузійний потік), швидкість поверхневої реакції (реактивна течія). Рівняння, що описує процес каналоутворення матиме наступний вигляд:

$$\frac{dA}{dt} = \Psi A^{1-n} \qquad 2.1$$

де A – площа поперечного перерізу пор, Ψ – функція збільшення пористості від часу, t – час; n – коефіцієнт для одиничної доби: до 0,5 при поверхневій реакції, до 1 при масообмінному процесі.

Як було згадано раніше, фронт реакції кислоти з породою просувається нерівномірно. У моделях, що описують процес кислотної обробки, просування фронту розчинення породи залежить від темпу закачування та взаємодії породи з кислотою. При взаємодії соляної кислоти та вапняку темп розчинення породи дуже високий і виявляється у наступних режимах[93-96]:

- ініціююче розчинення;
- дифузійно-обмежене каналоутворення;
- каналоутворення обмежене рівнем поглинання;
- рівномірне розчинення.

Для наочного відображення залежності форми розчинення карбонатної породи в процесі КО від темпу закачування кислоти була розроблена модель, яка називається сітковою моделлю. Як показано на рисунку 2.2, при низьких темпах закачування кислоти поверхня зразка породи на вході поступово реагуватиме принаймні надходження кислоти. Таким чином відбувається ініціююче розчинення породи [93].

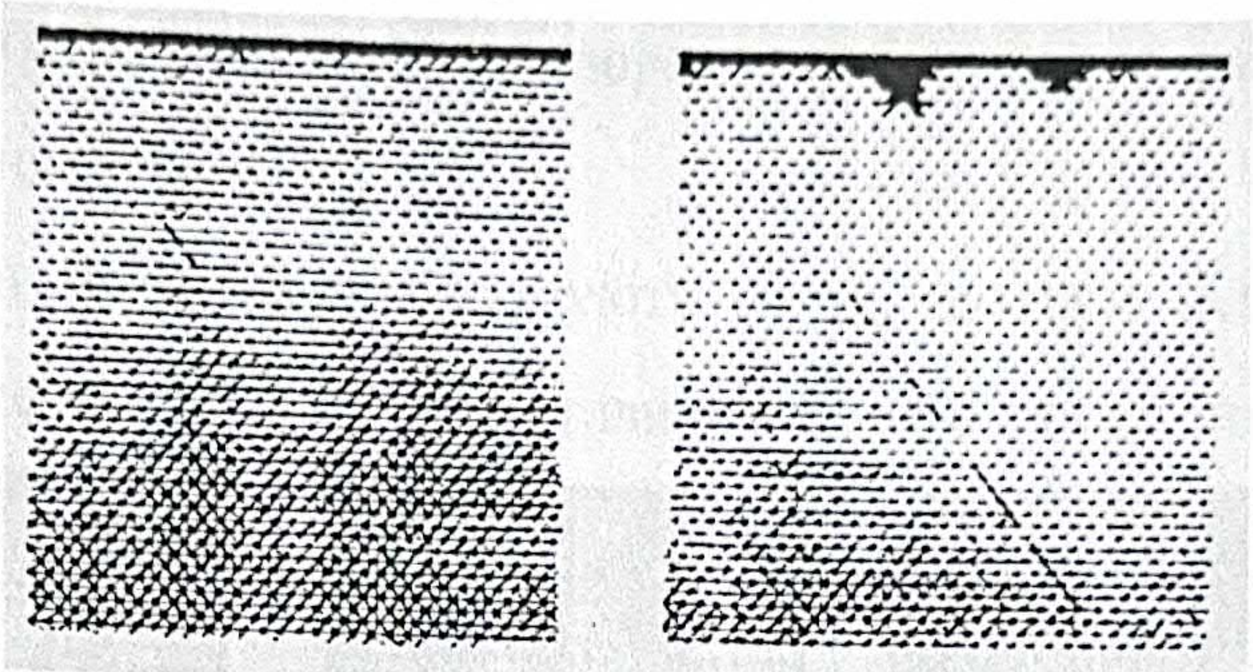


Рисунок 2.2. – Візуалізація фронту розчинення породи при ініціюючому режимі розчинення на основі розрахунків за сітковою моделлю [93]

На рисунку 2.3 показано режим дифузійно-обмеженого каналоутворення, що відбувається зі збільшенням темпів закачування кислоти. При низьких темпах закачування знижується ефект розгалуження червоточини. Додатково виявлено, що при зростанні темпу закачування кислоти, зростає необхідний обсяг закачування для утворення каналу того самого розміру [93].

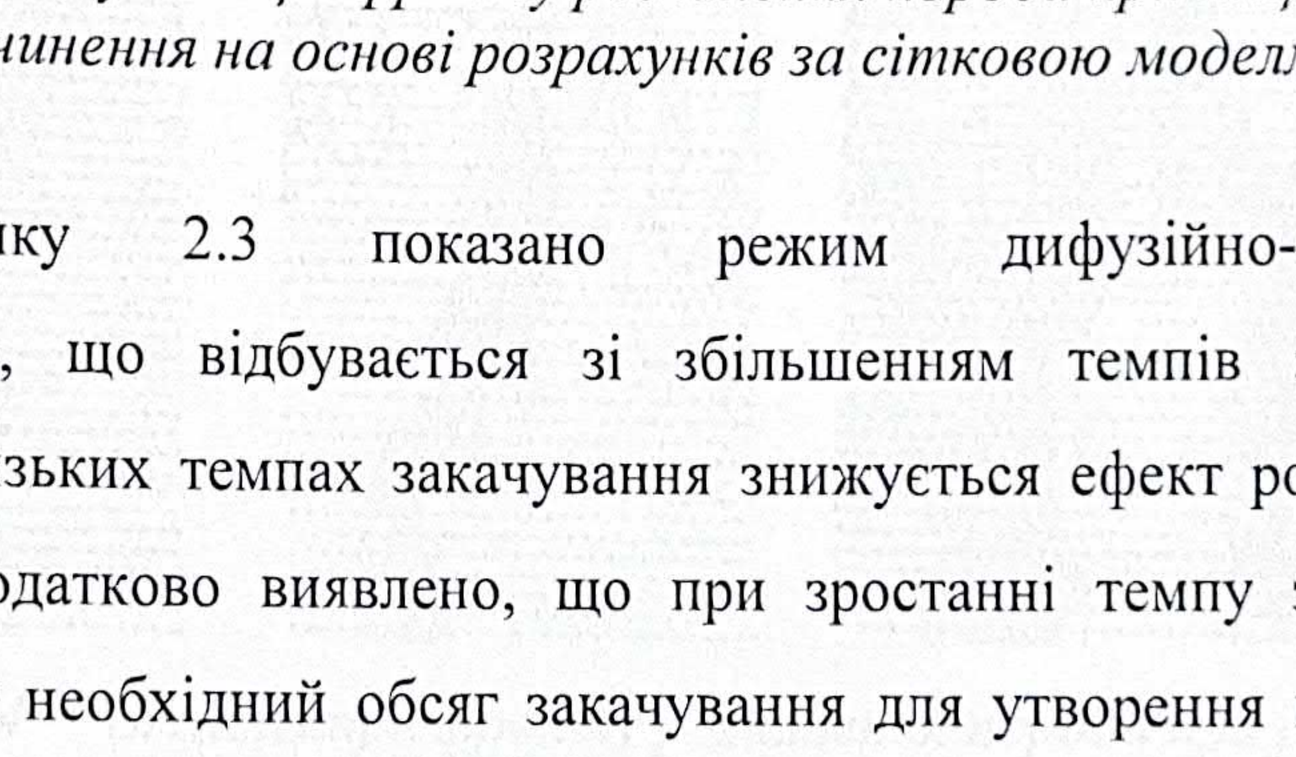


Рисунок 2.3 – Візуалізація фронту розчинення породи при дифузійно-обмеженому режимі каналоутворення на основі розрахунків за сітковою моделлю [93]

Виходячи з результатів моделювання можна відзначити, що при подальшому зростанні темпів закачування кислоти збільшується розгалуженість мережі утворюваних каналів. Одночасно зростає рівень поглинання кислоти, що у свою чергу уповільнює швидкість утворення каналів. Ці процеси відбуваються при підвищенні темпу закачування кислоти та відповідають режиму каналоутворення, обмеженого рівня поглинання кислоти (рисунок 2.4) [93].

Результати моделювання вказують на те, що при підвищенні темпів закачування кислоти в породу ефективність самої обробки знижується.

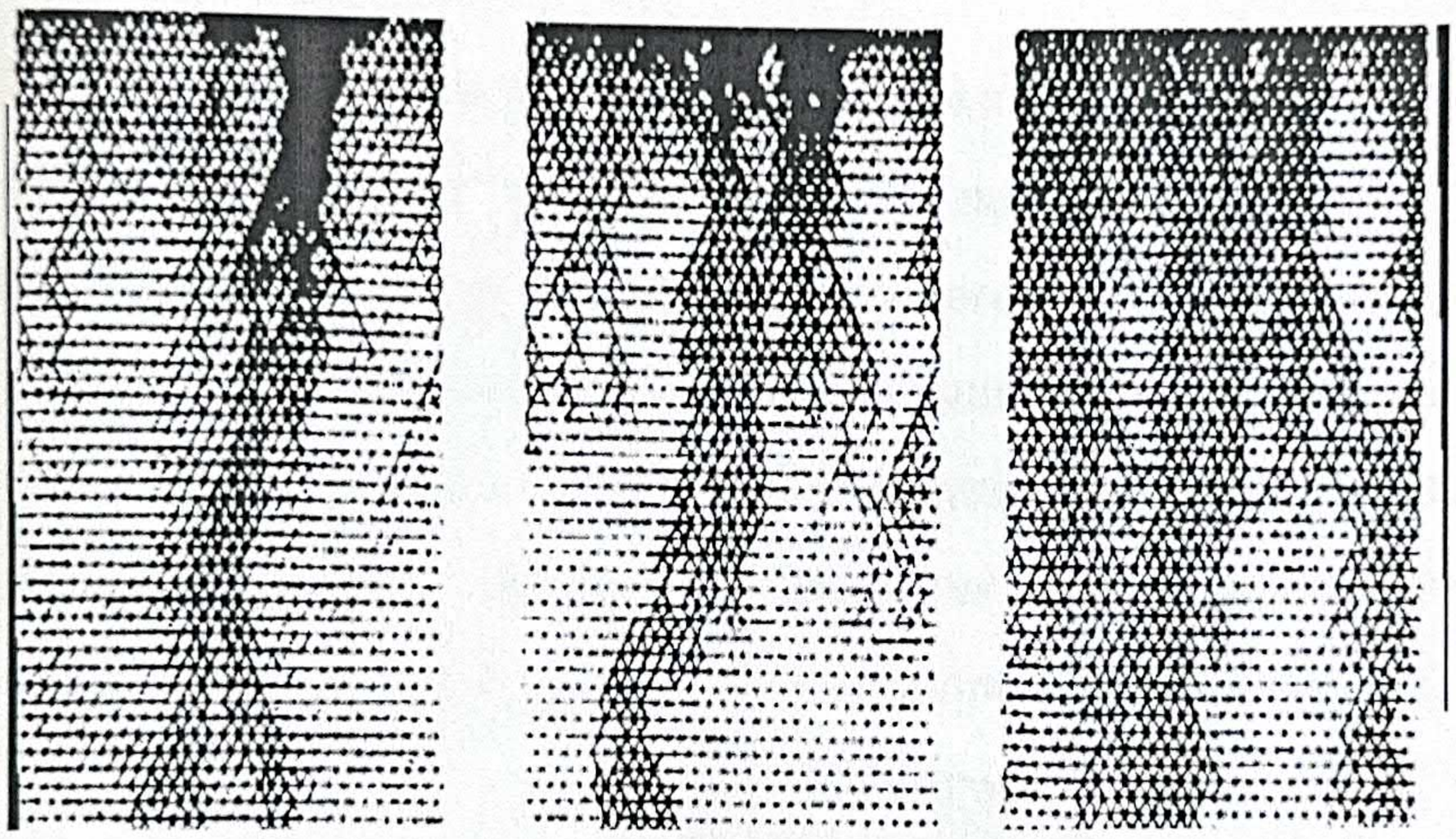


Рисунок 2.4 – Візуалізація фронту розчинення породи при режимі обмеження рівня поглинання (каналоутворення) на основі розрахунків за сітковою моделлю [93]

При надвисоких темпах закачування кислоти рівень швидкості масообмінних реакцій настільки високий, що процес розчинення породи обмежений лише швидкістю поверхневого розчинення породи, що говорить про режим рівномірного розчинення породи (рисунок 2.5). За такого режиму високий ризик тріщиноутворення та руйнування породи. Для того, щоб цьому запобігти, необхідно не допускати виникнення режиму рівномірного розчинення породи [93].

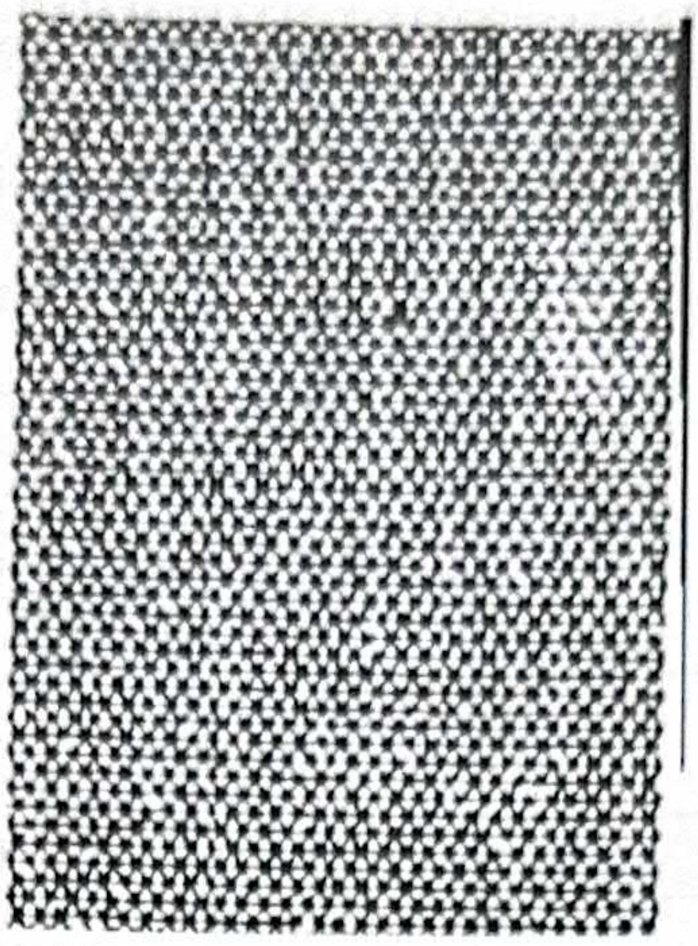


Рисунок 2.5 – Візуалізація фронту розчинення породи при режимі рівномірного розчинення на основі розрахунків за сітковою моделлю [93]

Результати моделювання різних режимів розчинення породи з використанням сіткової моделі показують, що існує певний оптимальний рівень закачування для досягнення найбільшого ефекту від застосування КО. Зрештою, можна стверджувати, що оптимальний темп закачування кислоти в пласт перебуває у точці на відрізку від початкового зростання інтенсивності каналоутворення до зниження зростання червоточин, викликаного обмеженням за рівнем поглинання кислоти породою (рисунок 2.6).

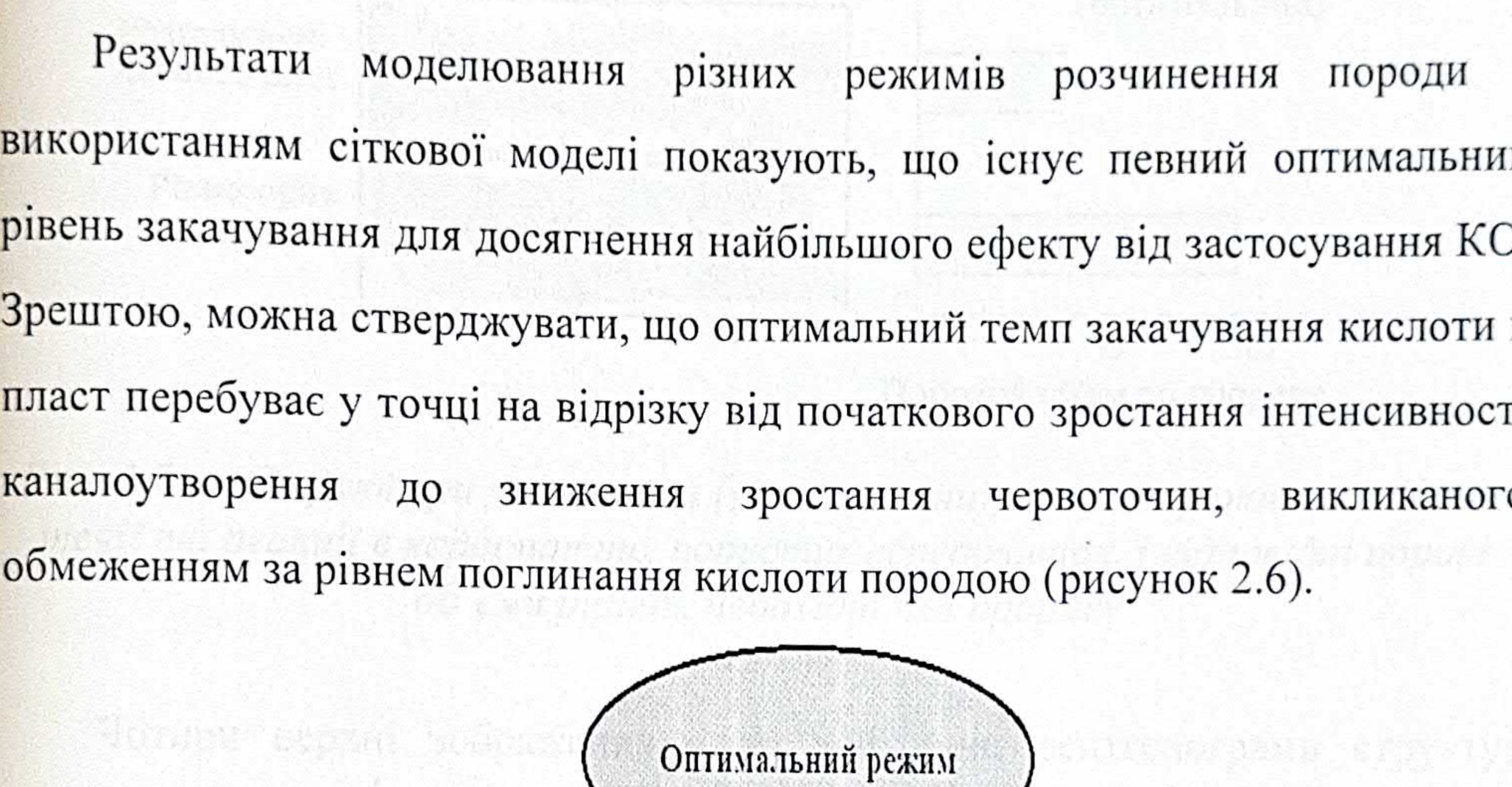


Рисунок 2.6 – Оптимальний темп закачування кислоти у пласт

Структура каналів розчинення істотно змінюється в залежності від таких параметрів, як швидкість закачування, ефективний коефіцієнт дифузії та рідинно-мінеральні властивості. На рисунку 2.7 показано п'ять основних типів структур розчинення (червоточин):

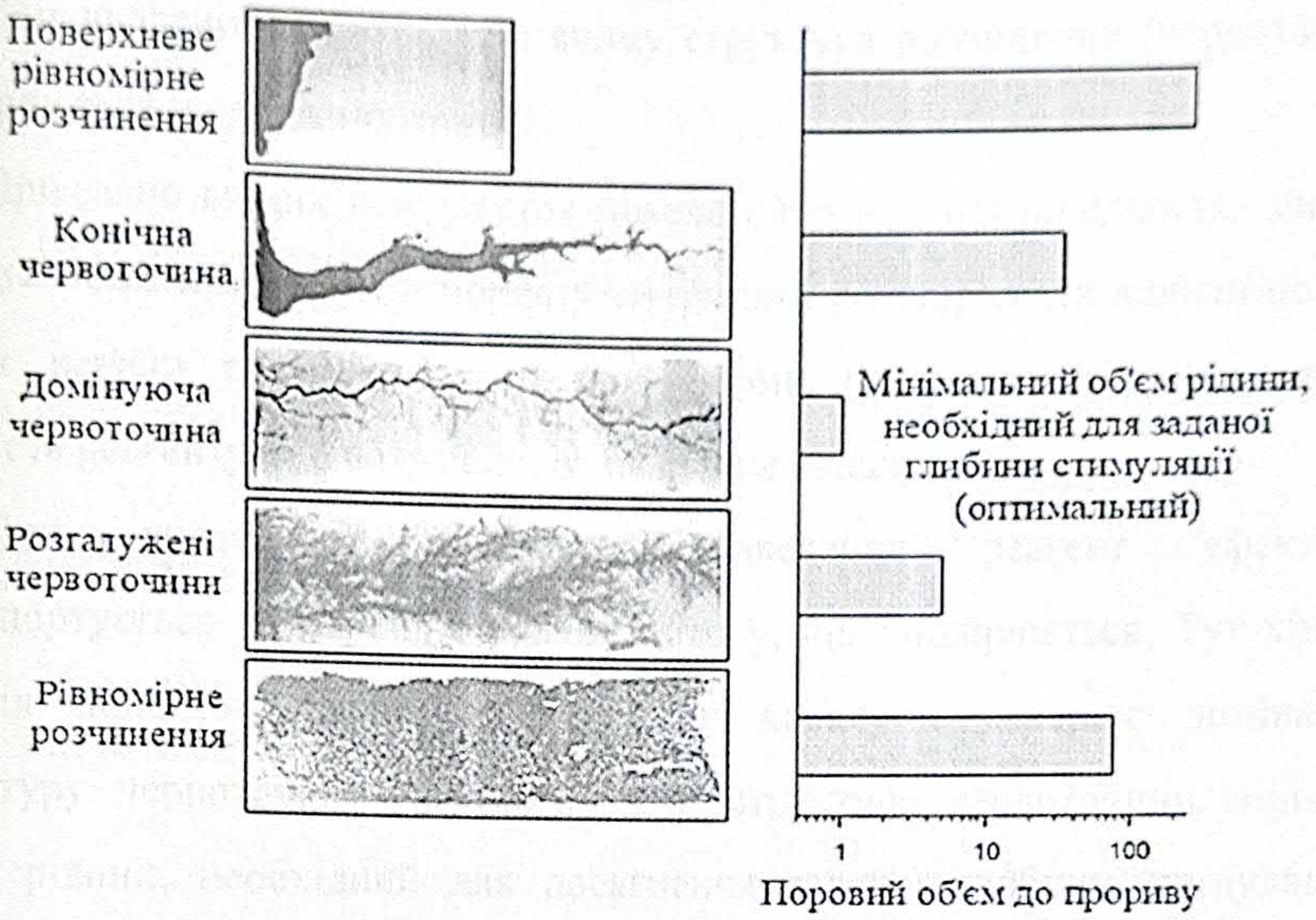


Рис. 2.7. – Структури розчинення (червоточини), що утворюються під час течії та реакції в карбонатних пористих середовищах, і відповідні порові об'єми рідини, необхідні для прориву

Чотири верхні зображення – це нейтронні рентгенограми структур розчинення (червоточин), утворених під час розчинення вапняку соляною та *етилендіамінтетраоцтовою* кислотою (EDTA) [70-72]. Нижнє зображення являє собою зразок породи, яка має структурні розчинення (червоточини), що утворюються під час розчинення доломіту водним розчином HCl [73].

Структура розчинення перетворюється від рівномірного поверхневого розчинення до рівномірного розчинення зсередини (рис. 2.7) у міру збільшення швидкості введення або зменшення ефективної швидкості дифузії. При низьких швидкостях інжекції або високих швидкостях дифузії реагент витрачається на вхідній стороні потоку зразка, що призводить до повного його розчинення, починаючи з вхідної поверхні потоку. Це

поверхневе розчинення споживає великі обсяги реагенту і забезпечує незначну глибину проникнення живої кислоти. Потрібний об'єм рідини продемонстрований гістограмою на рис. 2.7, де один об'єм пор дорівнює початковій пористості, помноженій на об'єм зразка; а об'єм пор до прориву – це об'єм введеної кислоти, при якому структура розчинення (червоточина) поширюється на довжину зразка.

При дещо вищих швидкостях інжекції або нижчих швидкостях дифузії реагент може проникати в пористу матрицю і розширювати канали потоку. Однак канали розчинення конічної форми утворюються через значну кількість реагенту, що витрачається на стінки каналу.

При проміжних швидкостях введення реагент ефективно транспортується до верхівки каналу потоку, що поширюється. Тут хімічна реакція додатково розширює довжину каналу і створює домінантну структуру червоточини. Ця домінуюча структура червоточини мінімізує обсяг рідини, необхідний для досягнення заданої глибини стимуляції, і представляє найбільш ефективні умови для стимуляції матриці.

При високих швидкостях нагнітання або низьких швидкостях дифузії рідина транспортується глибше в пористе середовище перед реакцією, що призводить до утворення сильно розгалужених або розгалужених червоточин і збільшення необхідного об'єму рідини. При екстремальних дуже високих швидкостях інжекції або дуже низьких швидкостях дифузії реагент транспортується до більшості пор середовища, що призводить до рівномірного розчинення та неефективної стимуляції матриці.

Отже, домінуюча структура червоточини являє собою найбільш ефективні умови для стимуляції матриці, і існує оптимальна швидкість закачування для даної системи рідина-гірська порода, при якій для досягнення заданої глибини проникнення в червоточину необхідний мінімальний об'єм рідини [55, 58, 74-79]. Ці результати демонструють, що утворення червоточини має значний вплив на успіх карбонатної стимуляції.

Структура розчинення в кінцевому підсумку контролює ефективність карбонатної кислотної обробки, що змусило багатьох дослідників вивчати феномен розчинення. Перші дослідники визнали значний вплив масообміну на утворення червоточин у вапняку [80, 81]. Цей вплив послужив основою для багатьох теорій, що описують утворення червоточин, і призвів до моделей утворення червоточин, які залежать від безрозмірних величин, таких як число Пекле (відношення швидкостей транспортування конвекцією до транспортування шляхом дифузії) [75-77].] та число Дамкелера (відношення загальної швидкості розчинення до швидкості транспортування конвекцією) [73, 74]. Обидва безрозмірні члени залежать від ефективного коефіцієнта дифузії та успішно прогнозують утворення червоточини принаймні для кількох типів структур розчинення.

$$N_{Da} = \frac{\pi d L \kappa}{q} \qquad 2.2$$

де q – швидкість потоку в червоточині, d і L – діаметр і довжина червоточини відповідно; к – загальна константа швидкості розчинення, яка залежить від системи рідина-гірська порода.

Коли загальна швидкість розчинення обмежена масопередачею, к визначається як

$$\kappa_{\mathrm{mt}} = \frac{1.86 D_e^{2/3}}{d} \left(\frac{4q}{\pi L}\right)^{1/3} \qquad 2.3$$

де De – ефективний коефіцієнт дифузії, який залежить від рідинної системи.

Число Дамкелера фіксує баланс між дифузією та хімічною реакцією, що відбуваються під час руху потоку кислоти та реакції в пористих середовищах, і керує структурою каналів червоточини. Ця залежність проілюстрована на рисунку 2.3, де тип структури розчинення (червоточина) та відповідний нормований поровий об'єм до прориву показані як функція числа Дамкелера для широкого діапазону систем рідина/гірська порода [74].

Дані включають водний розчин HCl, органічні кислоти (оцтова кислота (HAc) і мурашина кислота (HFc), а також хелатоутворювачі (етилендіамінтетраоцтова кислота (EDTA), 1,2-циклогексан-діамінтетраоцтова кислота (CDTA) і діетилентриамінпентаоцтова кислота (DTPA)), які мають різні ефективні коефіцієнти дифузії і на них впливають оборотні або необоротні поверхневі реакції.

Результати демонструють існування оптимального числа Дамкелера, при якому формуються домінантні структури червоточини та мінімальний об'єм рідини, необхідний для досягнення заданої глибини проникнення в червоточину. Це оптимальне число Дамкелера спостерігається на рівні 0,29 для кількох систем «флюїд-гірська порода» і може служити основою для оптимізації матричної кислотної обробки [74]. Подібна залежність від числа Дамкелера була продемонстрована для кислотного розчинення вздовж грані тріщини під час окислення руйнування [82], а інші дослідники підкреслили важливість масопереносу при розчиненні поверхні зламу [83, 84]. Отже, обидва підходи до кислотної обробки карбонатних порід демонструють високу залежать від швидкості масообміну та ефективного коефіцієнта дифузії.

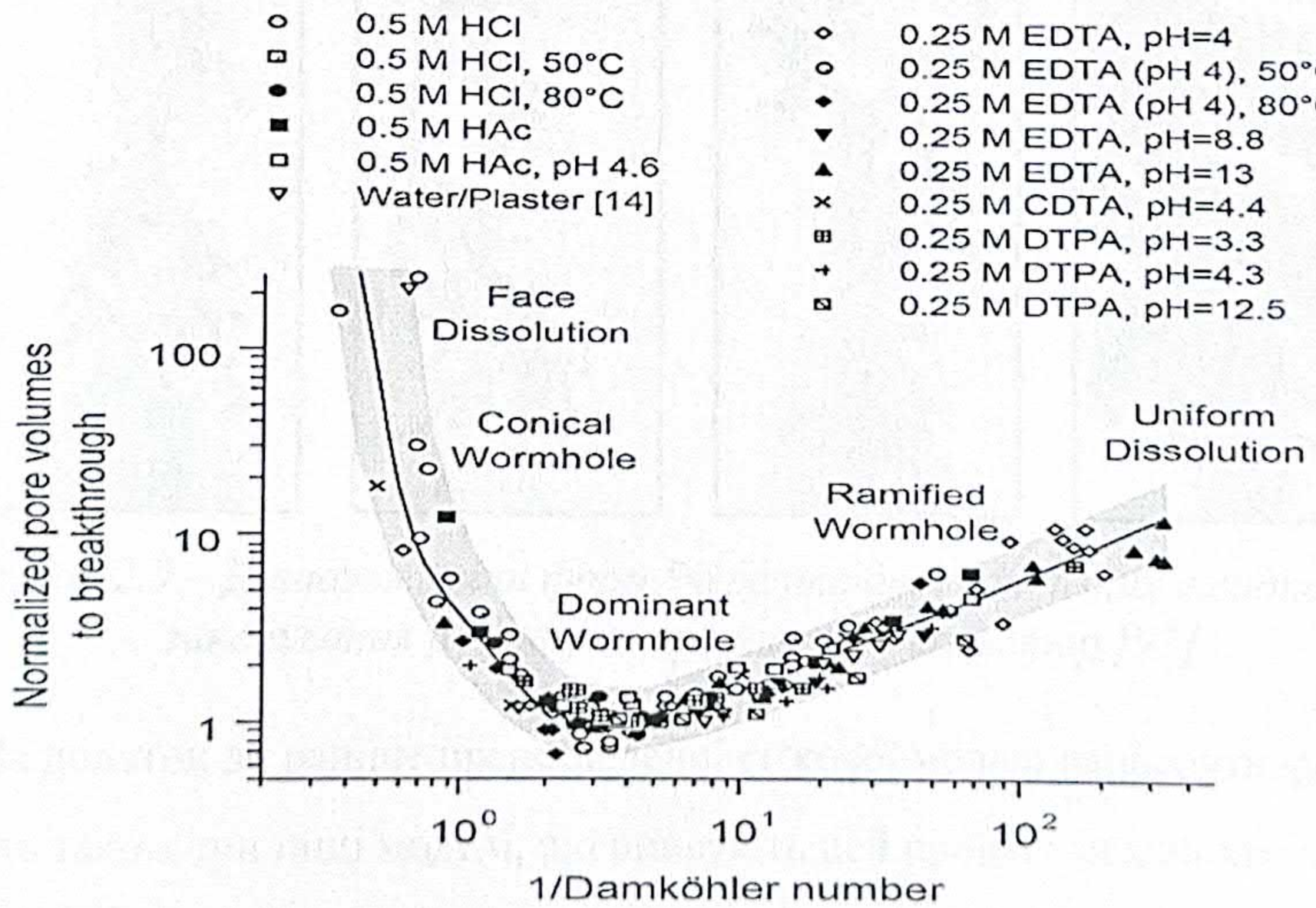


Рисунок 2.8. – Залежність кількості порових об'ємів до прориву від числа Дамкелера для широкого діапазону систем флюїд-порода [74]

Залежність тих чи інших форм мережі каналів від числа Дамкелер розрахована для широкого діапазону різних рідин і порід. На рисунку 2.9 показано основні типи структури каналів, що утворюються в породі при кислотній обробці. Очевидно, що тільки один тип структури каналів, що утворюється, забезпечує найбільш ефективний зв'язок вибою свердловини з пластом в обхід забрудненої зони.

Число Дамкелера дозволяє заздалегідь розрахувати яка структура каналів утворюється в процесі впливу кислоти на породу при певному темпі закачування кислоти і в конкретних умовах (при заданій породі та агенті закачування). Оптимальне значення числа Дамклера для мінералів і реагентів дорівнює 0,29. На рисунку 2.9 представлені рентгенограми утворених у процесі впливу кислоти на породу червоточин, співвіднесені з розрахунковими значеннями чисел Дамкелер, темпів закачування реагенту та швидкостей реакцій [97].

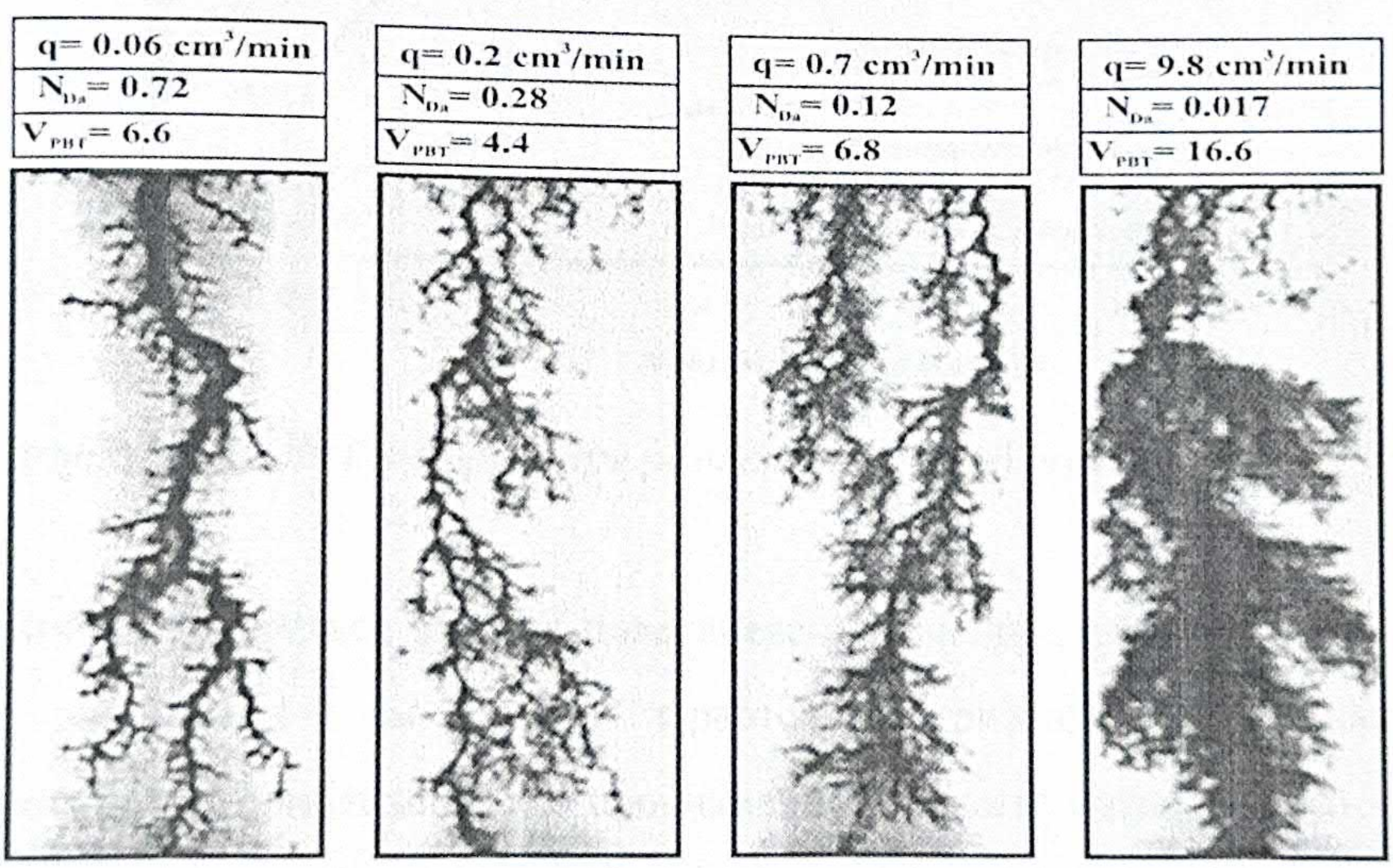


Рисунок 2.9 – Діапазон зміни форм "червоточин" при різних швидкостях закачування розчину в карбонатний колектор [97]

На додаток до раніше представленої сіткової моделі каналоутворення, існують також три інші моделі, що описують цей процес: механохімічна модель мережі розгалужених каналів; стохастична модель; об'ємна модель (емпірична).

2.2 Особливості виникнення червоточин при матричній кислотній обробці навколосвердловинної привибійної зони та кислотному розриві пласта

Наслідки карбонатної кислотної обробки. Під час матричної кислотної обробки низькі швидкості введення кислот зазвичай призводять до числа Дамкелера вище 1, де швидка швидкість реакції HCl призводить до поверхневого розчинення та неефективної обробки. Вплив структури розчинення на ефективність кислотної обробки матриці продемонстровано на рисунку 2.10, де глибина проникнення в пласт показана як функція об'єму HCl, що закачується у вапняк при постійних числах Дамкелера [55].

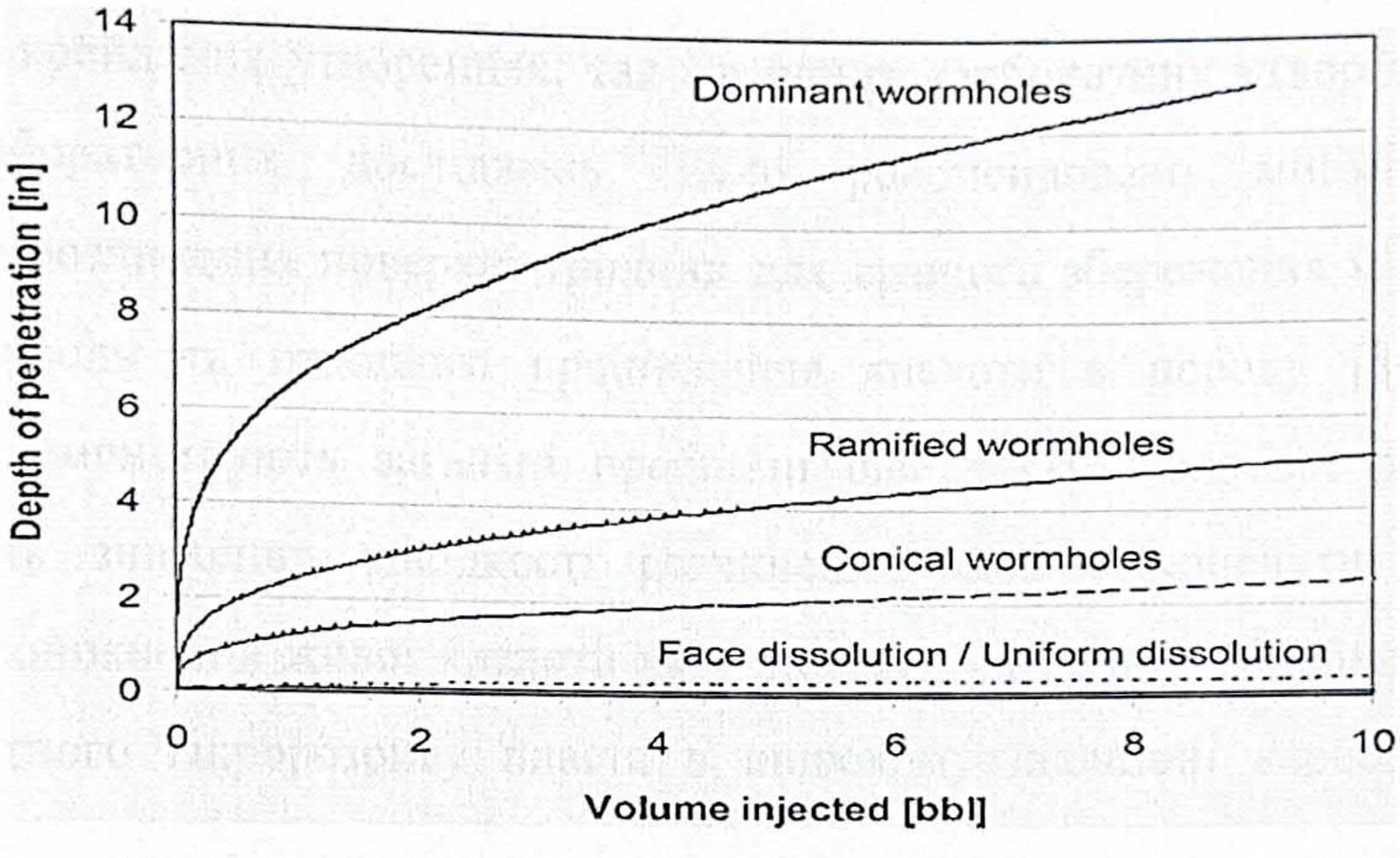


Рисунок 2.10. – Вплив структури розчинення на глибину проникнення [55]

Коли відбувається вибійне поверхневе розчинення, кислота проникає в пласт лише на 1-2 см. Конічні червоточини призводять до незначного збільшення до приблизно 5 см проникнення. Поблизу оптимального числа Дамкелера утворення червоточини призводить до ефективної стимуляції, оскільки домінантні червоточини проникають у пласт на глибину понад 30,5 см. У міру зменшення числа Дамкелера і зміни структури розчинення на розгалужені червоточини та рівномірне розчинення глибина проникнення зменшувалася. Ця тенденція узгоджується з експериментальними та теоретичними результатами, повідомленими кількома дослідниками, які

повідомляють, що червоточини зазвичай проникають на 0,3-2 м радіально в пласт [80, 81]. На цих глибинах червоточини стимулюють навколосвердловинну зону пласта і забезпечують ефективну кислотну обробку матриці.

Аналогічні проблеми зустрічаються під час кислотного гідророзриву пласта. Датські крейдяні колектори в Північному морі показали погану продуктивність після КГРП через недостатню протравлену кислотою пропускну здатність червоточин та їх неспроможність витримати тиск закриття через низьку твердість гірської породи [85].

Інші дослідники продемонстрували вплив кислоти на міцність гірських порід як у крейдяних утвореннях, так і в інших карбонатних утвореннях в межах лабораторних досліджень. Було рекомендовано мінімізувати непотрібне розчинення поверхні тріщини для кращого збереження міцності гірської породи та глибшого проникнення кислоти в породу [84]. Ці приклади демонструють загальні проблеми швидкості кислотної реакції, необхідність зниження швидкості розчинення, щоб забезпечити більш глибоке проникнення живої кислоти як у випадку матричної обробки, так і для кислотного гідророзриву пласта в широкому діапазоні карбонатних утворень.

Кислотні мікроемульсії. Кислотні мікроемульсії демонструють коефіцієнт дифузії кислоти приблизно на два порядки нижчий, ніж водний розчин HCl. Ефективний коефіцієнт дифузії кислоти для мікроемульсійної системи становить 8×10^{-7} см^2/с у порівнянні з 4×10^{-5} см^2/с для водного розчину HCl [58, 86]. Таке значне зниження коефіцієнта дифузії кислоти забезпечує істотне зниження швидкості реакції кислота-гірська порода в обмежених умовах масообміну. Також спостерігається відносно несуттєве зниження швидкості реакції через ефект в'язкості, оскільки мікроемульсія має в'язкість лише 3 сП. Для порівняння, гелеподібні кислоти з в'язкістю понад 25 сП при 100 с-1 зазвичай використовуються як «уповільнюючі» кислотні системи, але вони знижують ефективну дифузію лише у два рази

порівняно з водним розчином HCl [87]. Отже, знижена кислотна рухливість, що забезпечується мікроемульсійною системою, забезпечує набагато краще зниження коефіцієнта дифузії кислоти, ніж в'язкі механізми.

Експеримент із використанням мікроемульсій для обробки карбонатних пористих структур підтвердив можливість утворення червоточин (рис. 2.10). Зображення демонструють, що кислотна мікроемульсія створила домінантну структуру червоточини зі швидкістю 0,1 $см^3$/хв (третє зображення). При тій же швидкості впорскування водного розчину HCl призводив до утворення неефективної конічної структури розчинення (перше зображення).

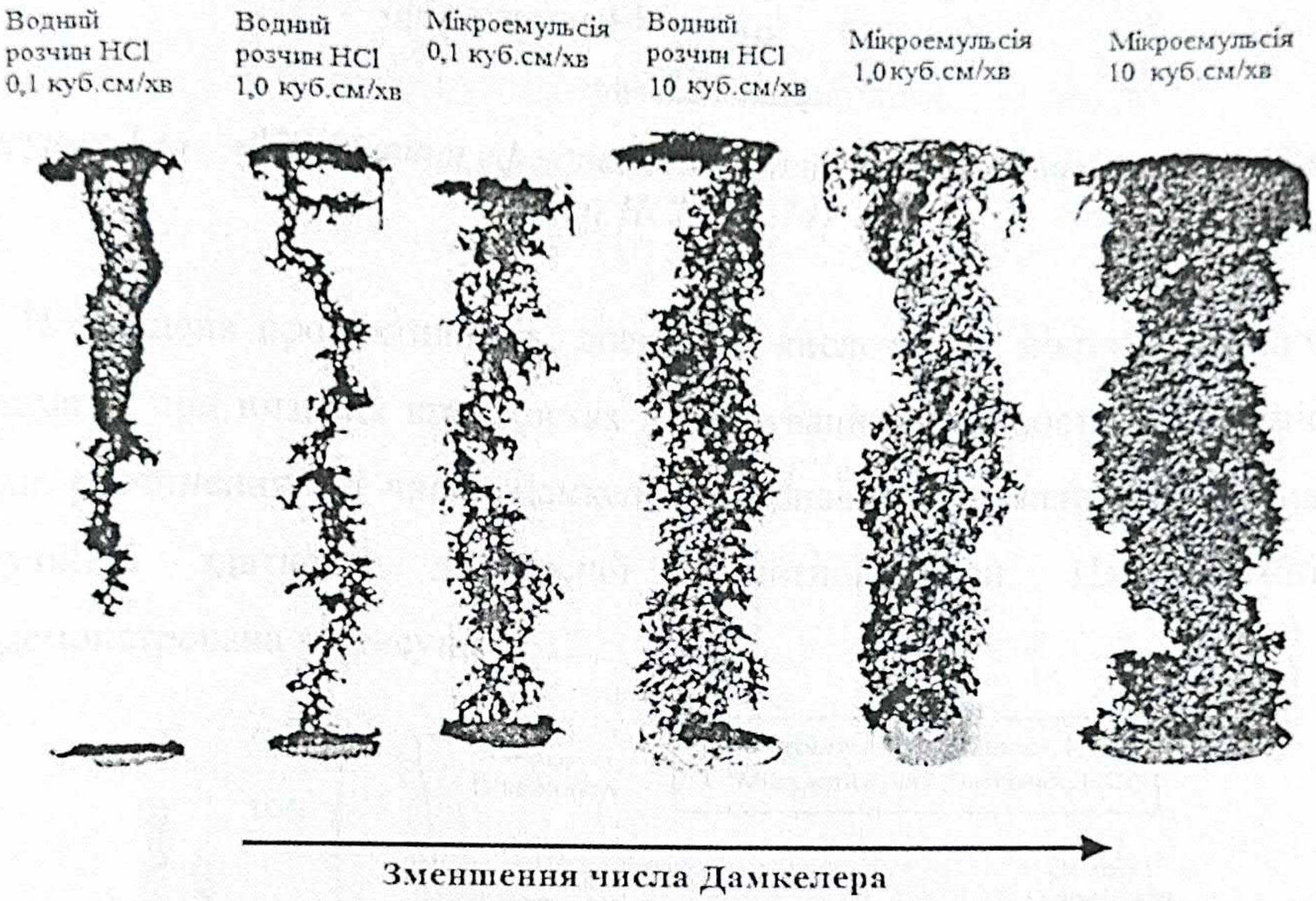


Рисунок 2.10. – Структури червоточин, що утворюються під час протікання та реакції мікроемульсії та водного розчину HCl у вапняку, зі зменшенням числа Дамкелера [58]

Покращена ефективність мікроемульсій додатково проілюстрована на рисунку 2.11 для композицій бутанолу та пентанолу. Об'єми пор до кривої прориву для мікроемульсій зміщуються приблизно на порядок до нижчих швидкостей впорскування відносно водного розчину HCl. Отже, мікроемульсії є більш ефективними, ніж водний HCl при низьких

швидкостях впорскування, які зазвичай зустрічаються під час кислотної обробки карбонатної матриці.

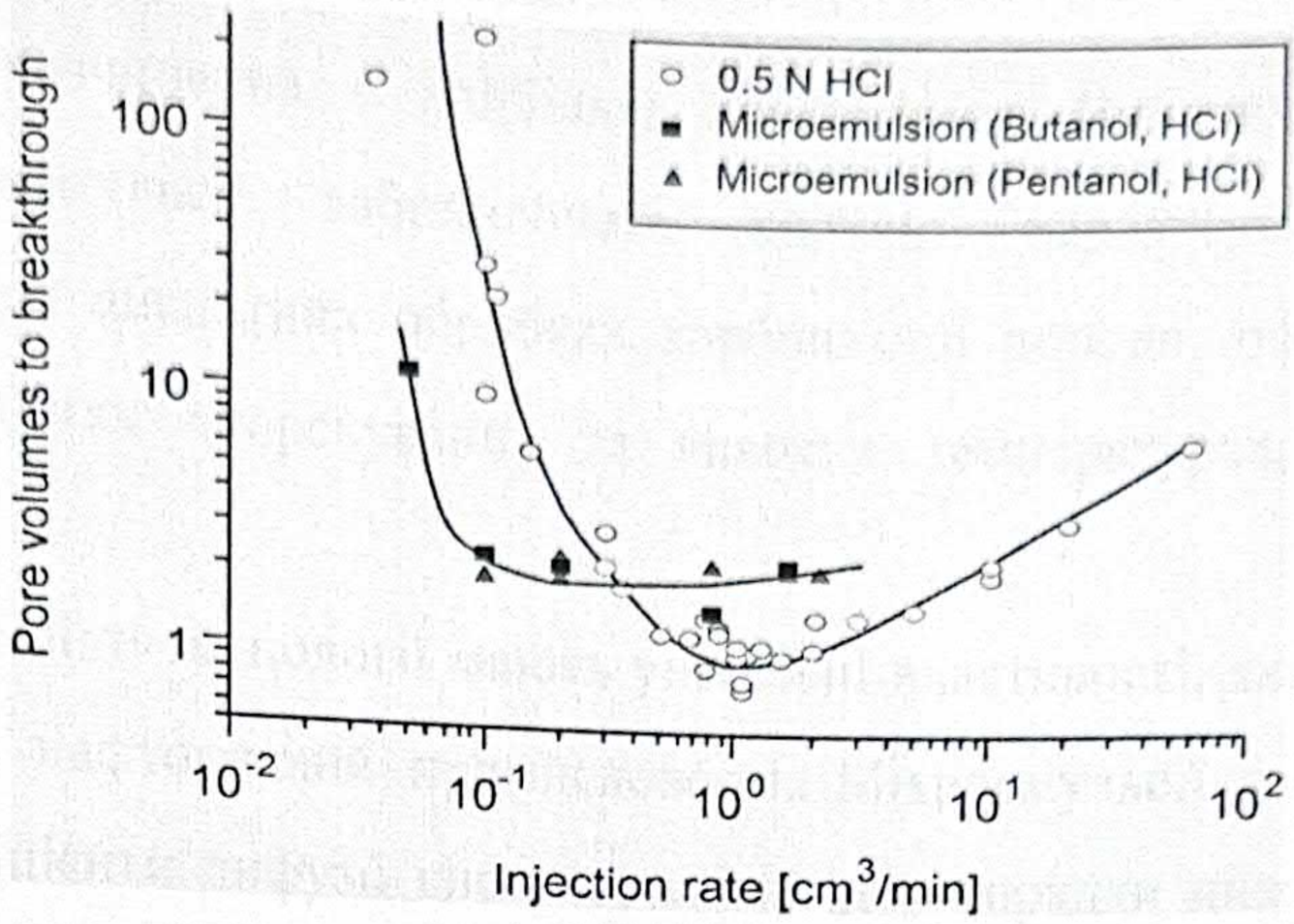


Рисунок 2.11. – Порівняння ефективності стимуляції для мікроемульсій та водної HCl [58, 74]

Покращена продуктивність, досягнута кислотними мікроемульсійними системами при низьких швидкостях впорскування, пояснюється залежністю явища розчинення від числа Дамкелера та значним зниженням ефективної дифузійної здатності дисперсної кислотної фази. Ця залежність продемонстрована на рисунку 2.12.

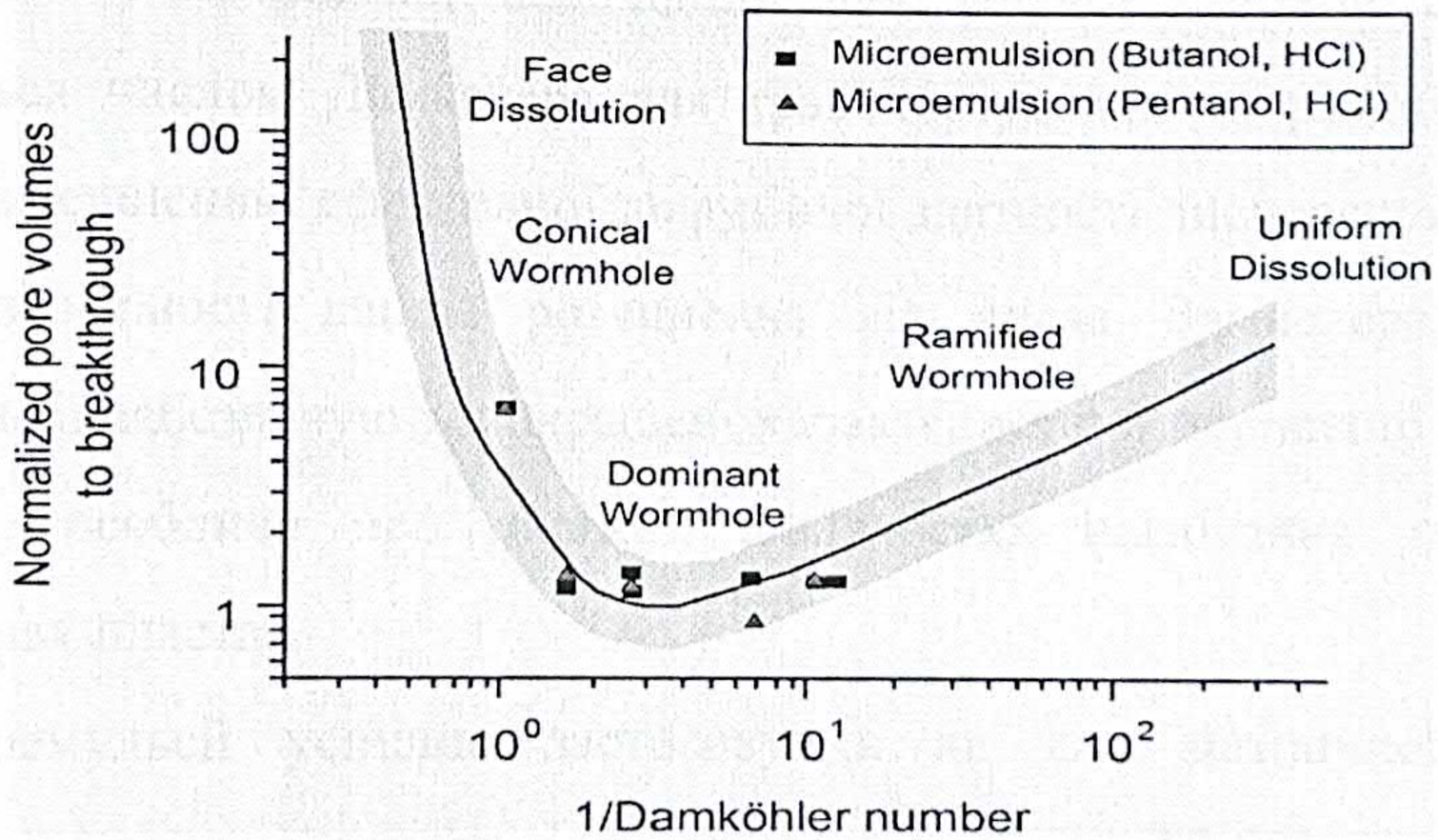


Рисунок 2.12. - Залежність кількості об'ємів пор до прориву від числа Дамкелера для кислотних мікроемульсійних систем [58]. Сіра затінена область – продуктивна зона, що спостерігається для широкого діапазону систем рідких порід з рис. 2.8.

Кислотні мікроемульсійні системи демонструють зону продуктивності, що спостерігається для широкого діапазону систем рідина-гірська порода з рисунку 2.11. Вони показують існування оптимального числа Дамкелера, при якому процес розчинення є найбільш ефективним. Виходячи з цього, кислотні мікроемульсії забезпечують корисні характеристики для використання при аислотних обробках карбонатної породи, особливо при низьких швидкостях впорскування та високих температурах, коли HCl неефективна.

Мікроемульсійні технології мають унікальні властивості, які роблять їх застосовними в нафтогазовій промисловості. Мікроемульсії забезпечують ефективні коефіцієнти дифузії кислоти, які на два порядки нижчі, ніж має водний розчин HCl. Це зниження коефіцієнта дифузії важливе для карбонатного кислотного впливу, оскільки швидкість розчинення обмежена масопередачею, що означає, що її можна контролювати, змінюючи швидкість конвекції та/або швидкість дифузії кислоти.

Результати демонструють, що кислотні мікроемульсії ефективні для створення високопровідних каналів розчинення або червоточин у карбонатних пористих середовищах. Крім того, структура розчинення та відповідний об'єм рідини, необхідний для заданої глибини стимуляції, регулюються числом Дамкелера для транспортування та реакції. Завдяки значному зменшенню ефективної дифузійної здатності дисперсної кислотної фази та залежності явища розчинення від числа Дамкелера, кислотні мікроемульсії забезпечують покращені характеристики порівняно з водними кислотами, особливо при низьких швидкостях нагнітання та високих температурах пласта.

Макроемульсії успішно застосовують як для матричної кислотої обробки, так і для кислотного гідророзриву пласта [83, 88-90]. Експерименти демонструють використання емульгованих кислот як основної рідини для застосування для збільшення глибини стимуляції при обробках приблизно до 176°C. Емульговані кислоти забезпечують покращену ефективність

стимуляції в більш широкому діапазоні швидкостей і температур впорскування порівняно з водними кислотними системами. Цей більш широкий робочий діапазон проілюстрований на рис. 2.13, де оптимальна швидкість закачування для створення домінуючих структур червоточини зображена як функція температури пласта під час кислотної обробки матриці.

Лінії представляють швидкість введення, необхідну для досягнення утворення червоточини для різних кислотних систем, включаючи водний розчин HCl, органічні кислоти HFc і HAc, а також емульговану HCl. Затінене поле представляє типові швидкості ін'єкцій, які використовуються при матричній стимуляції. Результати показують, що водна HCl не здатна досягти ефективного утворення червоточини без необхідної надмірної швидкості закачування (вище типових діапазонів, що дозволить уникнути руйнування пласта). За тих же умов емульгований HCl може ефективно стимулювати утворення навіть при більш високих температурах, коли водні системи не будуть ефективними. Результати демонструють, що емульговані кислоти створюють більш ефективні канали розчинення кислоти за типових умов обробки, що дозволяє збільшити виробництво вуглеводнів.

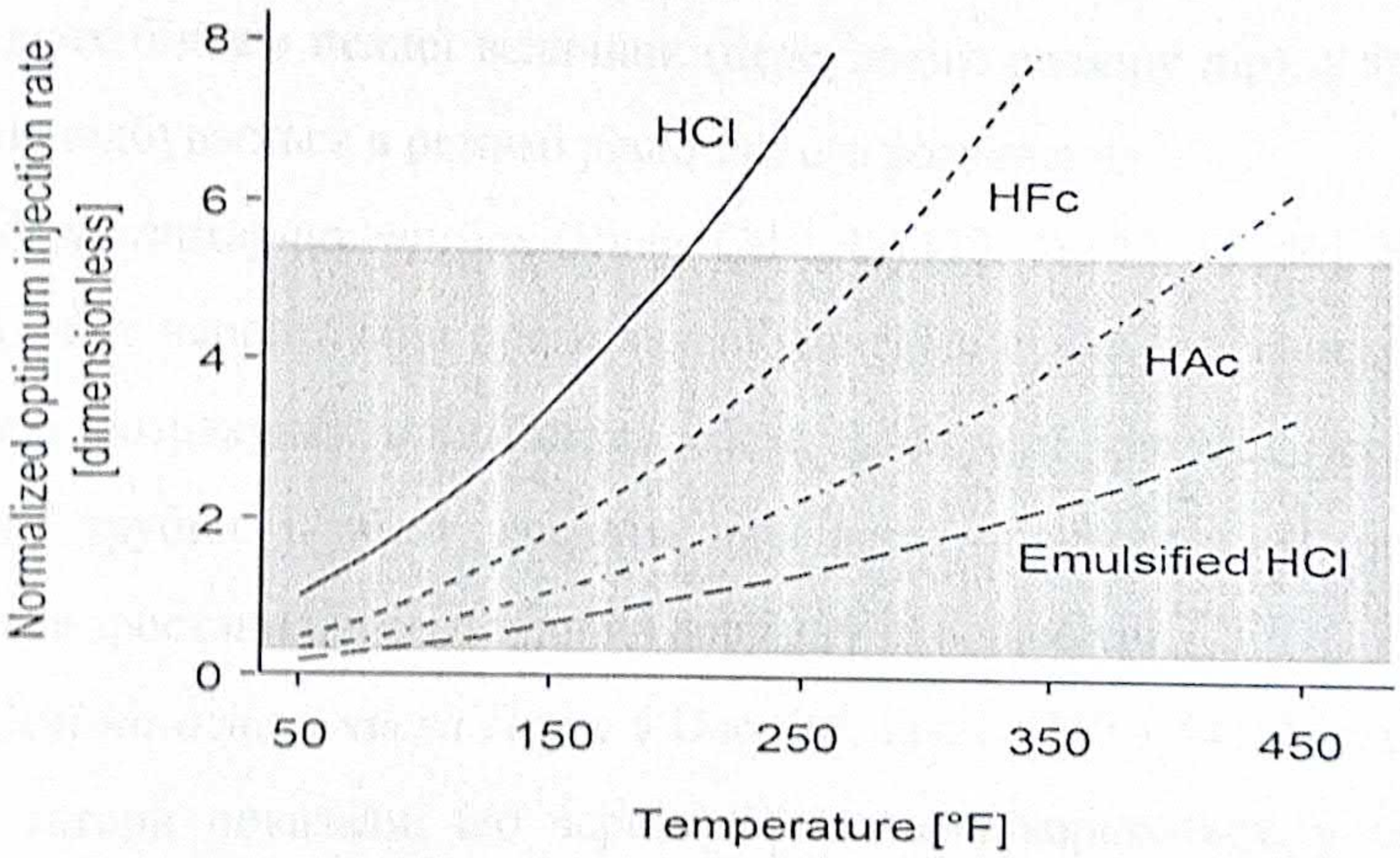


Рисунок 2.13. – Вплив температури на оптимальну швидкість закачування, необхідну для досягнення проникнення в червоточину на 15 см з різними кислотними системами [55]. (Заштрихована рамка представляє типові швидкості впорскування, що використовуються в кислотних обробках матриці.)

Таким чином, утворення високопровідного каналу максимальної протяжності залежить: від початкової концентрації кислоти; швидкості закачування кислоти; швидкості її реакції з карбонатною породою.

2.3. Аналіз математичних моделей, що описують процес кислотної обробки із врахуванням виникнення червоточин

Щоб оцінити необхідну швидкість потоку рідини при КО в карбонатних породах, потрібно передбачити розподіл і розрахувати розміри та довжину червоточин, які будуть створені. Багато дослідників вивчали червоточини, умови та закономірності їх утворення. Облік червоточин під час моделювання КО – складне завдання [43, 44]. Основна проблема полягає в складності математичного опису їх комплексної структури та її зміни у процесі КО, і навіть у визначенні всіх необхідних параметрів для розрахунків. Відомі моделі розвитку червоточин можна класифікувати так:

Моделі перехідного розміру пор (Wang) [45 -47]. В основі підходу лежить припущення, що червоточини ініціюються тільки в порах, поперечний переріз яких більше певної величини (перехідного розміру пір), а зростання решти пір відбувається в режимі рівномірного розчинення.

Моделі капілярних трубок (Hung, Gdanski) [30, 48, 49, 45, 46]. В рамках цього підходу червоточини представлені у вигляді пучка капілярних трубок. У процесі розрахунку оцінюються обсяг фільтрації кислоти через бічну поверхню трубки і обсяг кислоти, що досяг її кінчика. В результаті оцінюється зростання червоточини в довжину та в діаметрі.

Моделі на основі числа Пекле (Daccord, Frick) [50 - 54]. У зазначених роботах автори показали, що червоточини, що утворюються, у великому діапазоні масштабів мають властивість самоподібності (фрактальна структура). В результаті лабораторних експериментів отримано, що для двовимірного випадку фрактальна розмірність структури червоточин

дорівнює $df = 1.6$. Авторами, для радіального випадку, запропоновано формулу для визначення довжини червоточин:

$$R_e(V) = \left(\frac{bVN_{ac}}{\pi h\phi} Pe^{-\frac{1}{3}}\right)^{\frac{1}{d_f}}, \qquad 2.4$$

де b – експериментально обумовлена константа; V – об'єм кислоти; Nac– число кислотності; $Pe = q/Dh$ – число Пекле; D – коефіцієнт дифузії; h – розмір зразка; q – швидкість нагнітання.

Моделі на основі числа Дамкелера (Fredd і Fogler, Hoefner и Fogler) [47, 55 - 58]. Авторами, для широкого діапазону кислотних систем, рівнів pH, температур, експериментально показано, що утворення червоточин контролюється числом Дамкелера у вигляді відношення кількості кислотної композиції, поглинається стінками червоточин, по відношенню до кількості червоточини, що доставляється до кінця, і витрачається на збільшення її довжини. Число Дамкелера визначається як

$$Da = \frac{\pi dLk}{q}, \qquad 2.5$$

де q – витрата; d – діаметр червоточини; L – довжина червоточини; k – постійна швидкості розчинення.

Виявлено, що є оптимальне значення числа Дамкелера Da_{opt}=0.29, у якому формуються домінантні червоточини. Крім того, зазначено, що залежність необхідного об'єму кислотного складу в порових об'ємах зразка для виходу червоточини з нього (PV_{BT}) від параметра 1/Da для різних кислотних складів мають загальну форму кривих, нормалізація яких на середнє значення PV_{BT} дозволило отримати універсальну залежність PV_{BT} від числа Дамкелер (рис. 2.14).

Використання універсальної кривої дозволяє знизити кількість необхідних лабораторних експериментів до мінімального значення, провівши їх лише за оптимального значення числа Дамкелера. Для прогнозування

зміни скін-фактора з використанням теорії числа Дамкелер потрібна її комбінація з фізичною моделлю зростання червоточин.

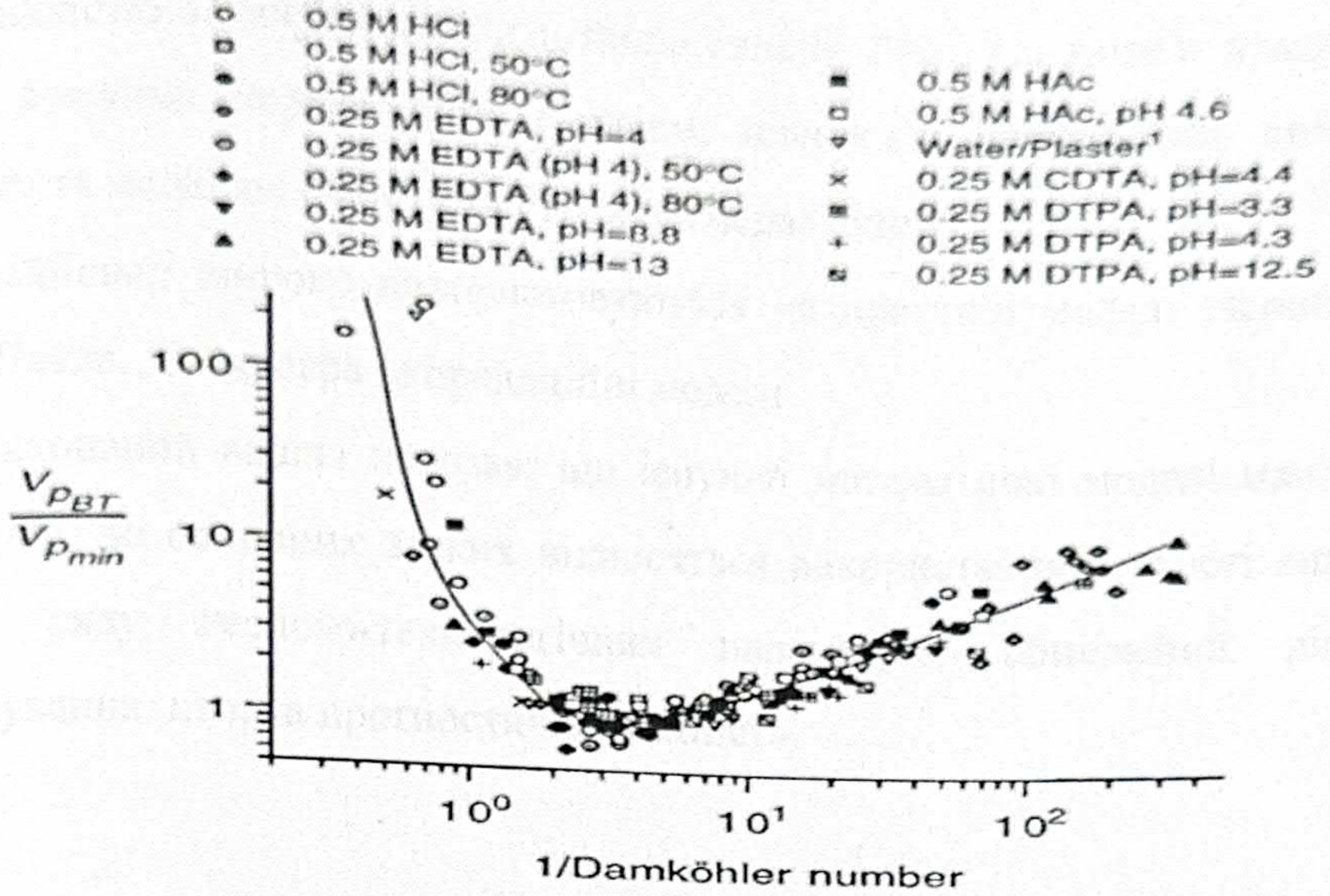


Рисунок 2.14 – Залежність нормалізованих значень PV_{BT} від зворотного числа Дамкелера для різних комбінацій кислотний склад / порода.

Сіткові моделі порового простору (Fredd і Fogler, Hoefner и Fogler). Дані моделі є мережею вузлів сітки, з'єднаних між собою циліндричними капілярами різного діаметра, що залежать від розподілу пір за розмірами. У роботах [59-61] порове середовище представлене двомірною сітковою моделлю, яка забезпечує передбачення різних структур розчинення та зміна проникності для випадків, коли загальна швидкість реакції залежить від швидкості транспортування кислоти або швидкості її реакції з породою. Модель не враховує можливе злиття пор при розчиненні.

Чисельні моделі [62-67]. Дані моделі базуються на моделях фільтрації (Дарсі, Дарсі Бріксмана, Дарсі-Бріксмана-Стокса), перенесення та гетерогенної реакції активної домішки. Виділяють два типи моделей: мезомасштабна (darcy-scale) модель, що дозволяє відтворити різні режими розчинення, у тому числі утворення червоточин, і великомасштабна (core-scale) модель, що дозволяє знаходити та уточнювати оптимальні параметри закачування кислоти [64].

Кореляційні моделі (Buijse) [69] В основі моделі розвитку червоточин лежить кореляційна залежність між швидкістю поширення червоточин (Vwh) та швидкістю закачування кислотного складу (Vi). Усі моделі враховують зміну довжини червоточини з часом, швидкість закачування кислотної системи та моделює різні типи структур червоточин.

Найбільш широко використовуються на практиці моделі засновані на числі Пекле, Дамкелера і кореляційні моделі.

Виконаний аналіз показав, що існуючі математичні моделі мають ряд недоліків, до основних з яких відносяться використання в якості вихідних даних ряду геолого-технологічних параметрів, обмежений діапазон застосування, низька прогностична здатність.

2.4. Фактори, що впливають на якість утворених червоточин карбонатних порід

Висока ефективність кислотної обробки карбонатного колектора видобувної свердловини забезпечується при максимальному охопленні кислотним впливом продуктивної частини колектора. Це досягається утворенням високопровідних каналів максимальної протяжності нафтонасиченої частини пласта [1-3].

Структура червоточин регулюється геологічними умовами, параметрами обробки кислотою та хіміко-фізичними процесами. Ключові фактори включають швидкість закачування, концентрацію кислоти, співвідношення проникності та пористості, величину неоднорідності, пластовий тиск, швидкість реакції, розчинність мінералів, проникність і дифузійну здатність кислоти.

Червоточини – це шляхи високої проникності, які з'єднують стовбур свердловини з матрицею породи, минаючи пошкоджену зону з низькою проникністю. Важливо вивчити, як утворюються червоточини і що впливає на їх стабільність. Це полегшить розуміння того, як підвищити їх

ефективність та ефективність, а отже, оптимізувати стимулюючий вплив. Ефективність червоточин залежить від глибини проникнення, обсягу кислоти, необхідної для цього глибина, стабільність і провідність. Глибина проникнення є критичним значенням, оскільки вона в кінцевому підсумку визначає тип червоточини, яка утворюється після кислотної обробки. Якщо досягнуто значне проникнення кислоти вглиб породи, то червоточина формується успішно та має необхідні діаметр та довжину. З іншого боку, якщо не помічено значного проникнення, кислота в кінцевому підсумку розчиняє лише поверхню стінок стовбура свердловини. Цей процес називається розчиненням вибою. Такі червоточини можуть мати негативний вплив на подальшу можливість експлуатації свердловин, особливо негативний вплив вони спричинятимуть у карбонатних породах.

Об'єм прориву або об'єм кислоти, необхідний для створення червоточини, є різницею між тим, коли тиск починає різко зростати, і коли тиск швидко падає. Іншими словами, прорив свідчить про падіння тиску. Крім того, більш тривале або більш стабільне падіння тиску свідчить про нижчу швидкість реакції, отже, більше споживаної кислоти. Після створення червоточин рекомендується закачування розсолу для забезпечення стабільності червоточини та підвищення її проникності.

Основними факторами, які контролюють утворення червоточини, є сила і концентрація кислоти, склад породи, швидкість закачування, температура та тиск (Al-Duailej, et al., 2013). Оскільки кислота зазвичай закачується при температурі, нижчій за температуру пласта, швидкість реакції на поверхні знижується, в'язкість і щільність рідини зменшуються, а коефіцієнт дифузії збільшується. Лабораторно було показано, що введення холодної кислоти до високотемпературного пласта призводить до більшої щільності червоточин. Тому об'єм кислоти, необхідний для досягнення певної проникності, залежить від температури рідини, що закачується [31].

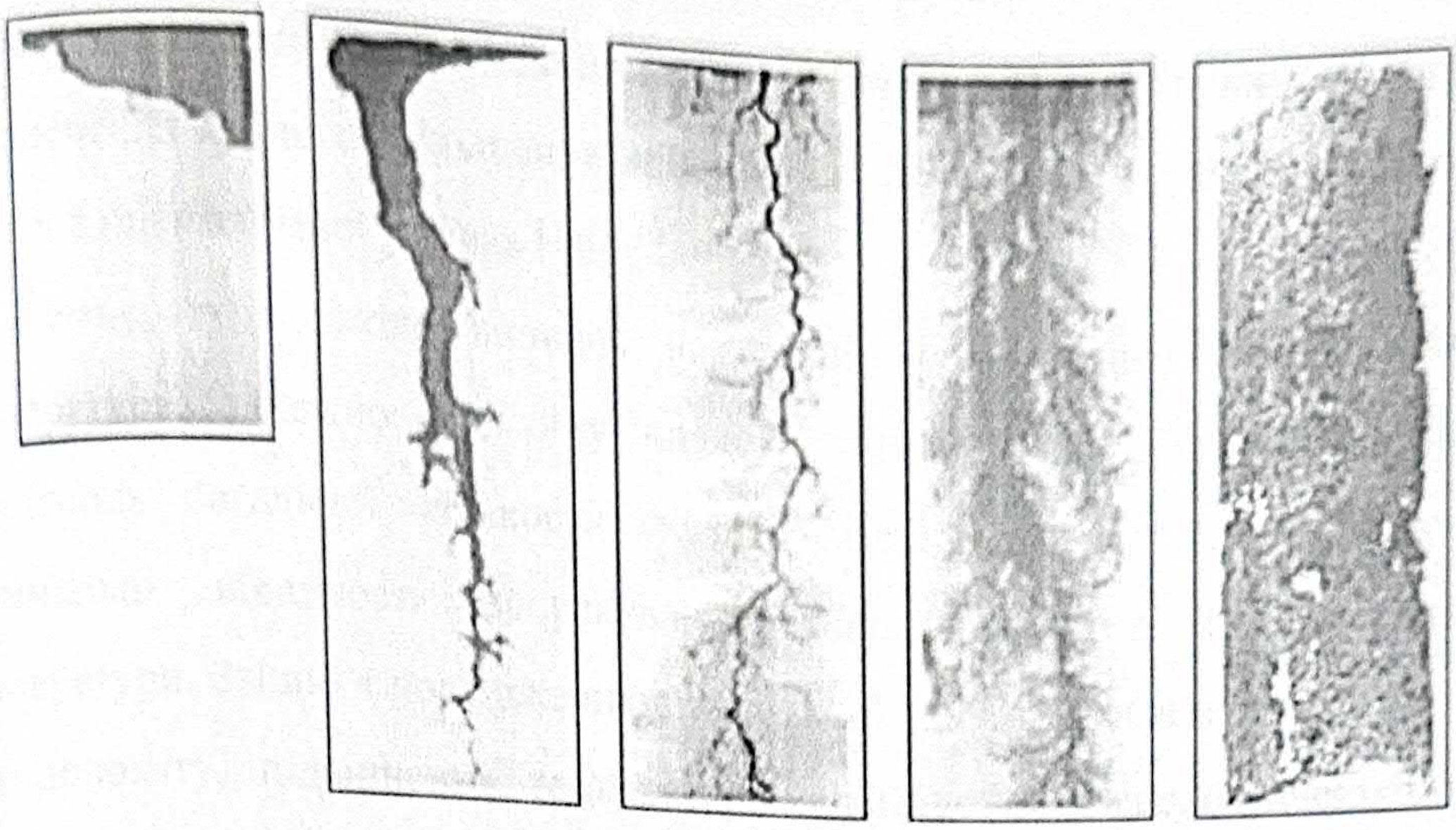


Рисунок 2.15 – Різні типи червоточин [74]

На рисунок 2.15 експериментально спостерігали різні моделі розчинення. При низьких швидкостях закачування кислота розчиняє поверхню породи, в результаті чого утворюється структура, відома як розчинення поверхні.

Однак при високих швидкостях закачування кислота має низький час перебування, що змушує породу розчинятися більш рівномірно, щоб надати рівномірну структуру розчинення. При середніх швидкостях закачування кислота переважно розчиняє породу, що призводить до вузьких високопровідних каналів, відомих як домінантні червоточини. Конічна червоточина утворюється, коли швидкість ін'єкції знаходиться між поверхневим розчиненням та домінуючим рисунком червоточини. З іншого боку, розгалужена червоточина утворюється, коли швидкість ін'єкції знаходиться між домінуючим рисунком червоточини та рівномірним розчиненням.

Структура червоточин залежить не тільки від швидкості закачування кислоти, але також від кислотопровідності та реакційної здатності, а також від величини неоднорідності середовища. Крім того, було виявлено, що оптимальна швидкість інжекції для потоку в радіальній області набагато вища, ніж у експериментах з лінійним потоком. Це пов'язано зі зменшенням

швидкості інжекції зі збільшенням радіусу пласта. Кількість кислоти для забезпечення певного збільшення проникності також нижче для радіального потоку в оптимальних умовах [78].

Температура також впливає на характер розчинення. Підвищення температури, залежно від типу кислоти, вимагає або збільшення, або зменшення загальної кількості кислоти. Незалежно від типу рідини, оптимальні швидкості впорскування збільшуються з підвищенням температури. Згідно з дослідженням Wang et al. (1993), як для вапняку, так і для доломіту, підвищення температури збільшує оптимальну швидкість закачування HCl. Проте загальний об'єм кислоти зменшився для доломіту і збільшився для вапняку. В ізотермічних умовах рідина обумовлена насамперед збільшенням проникності. Для неізотермічних умов і проникність, і в'язкість змінюються в міру розчинення. Якщо холодна рідина закачується в резервуар, рідина високої в'язкості потрапляє в середовище і витісняє рідину з низькою в'язкістю перед ним. Якщо вводиться гаряча рідина, рідина з низькою в'язкістю, що впорскується, має тенденцію просочуватися крізь рідину з більш високою в'язкістю попереду і переходить до зон з більшою проникністю попереду. У цьому випадку як контраст в'язкості, так і контраст проникності стимулюють рідину.

Температура рідини, що впорскується, впливає на температуру твердої речовини, в'язкість рідини та дифузійну здатність рідини, що закачується. Під час ін'єкції холодної рідини температура на вибої нижча, ніж у пласті. Такий перепад температури призводить до концентрації червоточини на вибої. Як тільки у пласті температура знижується і стає холодніше, там починають поширюватися червоточини. Оскільки закачування кислоти з високою швидкістю призводить до більш високого ступеня охолодження, кислоту необхідно закачувати з максимально високою швидкістю в високотемпературні пласти. Показано, що закачування кислоти при температурі, нижчій, ніж пластова, забезпечує найбільше проникнення в червоточини, на відміну від закачування при температурі пласта.

Рисунок червоточини пояснюється існуванням *неоднорідності в породі*. Потрібна мінімальна неоднорідність, щоб викликати утворення червоточин. Неоднорідність призводить до контрасту проникності породи, і тому рідина природним чином тече через шлях найменшого опору. Кислота має тенденцію протікати крізь ці смуги високої проникності, тим самим збільшуючи їх проникність і створюючи червоточини (Kalia & Glasbergen, 2009). Експерименти із насиченням зразка та КТ є два широко використовуваними методи для характеристики червоточин. У експериментах із насиченням керна різниця тиску між керном і тиском насичення до і після створення червоточини відображає питомий опір кислоти, що протікає через зразок керна. Під час комп'ютерної томографії зображення робляться до та після обробки конкретного зрізу зразка, щоб проілюструвати розподіл щільності.

Ядерний магнітний резонанс (ЯМР) все ще починає вивчати червоточини. ЯМР, загалом, забезпечує аналіз насичення рідиною зразка шляхом візуалізації концентрації радіонуклідів, найчастіше H+. Застосування ЯМР постобробки та попередньої обробки показує або виявляє зміни розміру пор і зв'язку через час релаксації. Їх можна перевести на розподіл порового простору, що є непрямим показником проникності. Найголовніше, червоточини повинні мати певний радіус, щоб підтримувати перепад тиску, і дозволяти міграцію дрібних частинок. Найякісніша червоточина з'єднує стовбур свердловини з неушкодженою зоною на найкоротшій відстані з мінімальним споживанням кислоти (Al-Duailej, et al., 2013)

Отже, ключові фактори впливу на якість червоточин включають швидкість закачування, концентрацію кислоти, співвідношення проникності та пористості, величину гетерогенності, пластовий тиск, швидкість реакції, розчинність мінералів, проникність і дифузійність кислот.

Таким чином, утворення високопровідного каналу максимальної протяжності залежить від початкової концентрації, швидкості закачування кислоти та швидкості її реакції з карбонатною породою.

2.5. Висновки до розділу II

1. Виділяються два найважливіші процеси в механізмі утворення каналів при КО, які сприяють виникненню та росту червоточин: масоперенос (дифузійний потік); швидкість поверхневої реакції (реактивна течія). Число Дамкелера фіксує баланс між дифузією та хімічною реакцією, що відбуваються під час руху потоку кислоти та реакції в пористих середовищах, і керує структурою каналів червоточини.

2. В процесі КО виділяють п'ять основних типів структур розчинення (червоточин): поверхневе рівномірне розчинення, конічні червоточини, домінуючі, розгалужені та рівномірне розчинення по глибині пласта. Число Дамкелера дозволяє визначати тип структури червоточин для певного темпу закачування кислоти і в конкретних умовах (при заданій породі та агенті закачування). Оптимальне значення числа Дамкелера для мінералів і реагентів дорівнює 0,29. Воно відповідає домінантному типу утворених червоточин.

3. Відомі математичні моделі розвитку червоточин можна класифікувати так: моделі перехідного розміру пор, моделі капілярних трубок, моделі на основі чисел Пекле та Дамкелера, сіткові моделі порового простору, чисельні та кореляційні типи. Найбільш широко використовуються на практиці моделі засновані на числі Пекле, Дамкелера та кореляційні моделі. Виконаний аналіз показав, що існуючі математичні моделі мають ряд недоліків, до основних з яких відносяться використання в якості вихідних даних ряду геолого-технологічних параметрів, обмежений діапазон застосування, низька прогностична здатність, не враховуються неоднорідності пласта.

3. Ключові фактори впливу на якість червоточин включають швидкість закачування, концентрацію кислоти, співвідношення проникності та пористості, величину гетерогенності, пластовий тиск, швидкість реакції, розчинність мінералів, проникність і дифузійність кислот.

Таким чином, утворення високопровідного каналу максимальної протяжності залежить від початкової концентрації, швидкості закачування кислоти та швидкості її реакції з карбонатною породою.

.....

Розділ III. ЯКІСТЬ КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ ТА ШЛЯХИ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ ДЛЯ КАРБОНАТНИХ ПОРІД

3.1. Вплив різних типів порід

Стимуляція карбонатних колекторів провадиться переважно із застосуванням кислот. Найчастіше використовується соляна кислота. При інжекції пласт кислотний склад розчиняє карбонатну породу, утворюючи провідні канали, що сприяють підвищенню фільтраційно-ємнісної здатності колекторів. Вітчизняні фахівці справи досі мало займалися вивченням питання утворень «червоточин», тоді як зарубіжні вчені приділяли велику увагу даній проблемі. Успіх кислотної обробки безпосередньо залежить від здатності кислотного складу утворювати в карбонатному пласті протяжні розгалужені канали, тим самим збільшуючи область дренування пласта (рис. 1). В даний час більшість досліджень у цій галузі стосуються визначень залежності форми червоточин від швидкості, часу накачування кислоти, її обсягу, вивчається вплив кислотного агента [45, 67,101].

Необхідно проводити ширше дослідження для встановлення відмінності у новостворених структурах (червоточинах) залежно від структурно-генетичного типу вапняку. Обов'язкове проведення попередніх фільтраційних випробувань на природних кернах родовищ. Такі дослідження дозволили б досягти кращих результатів застосування кислотних композицій «наосліп». Виявлити закономірності появи різних структур «червоточин» у карбонатних колекторах у процесі КО.

Для вивчення впливу геологічних особливостей порід-колекторів на КО та здатності кислотних складів впливати на конкретні літотипи вапняків були проведені лабораторні експерименти на природних кернах із використанням низки сучасних технічних засобів – рентгенівського томографа та електронного мікроскопа [101]. Їхнє застосування сприяло візуальній оцінці впливу різних кислотних складів на структуру порового простору карбонатних колекторів, а також виявленню відмінностей у зміні пустотного

простору різних структурно-генетичних типів вапняків при впливі на них кислотними композиціями.

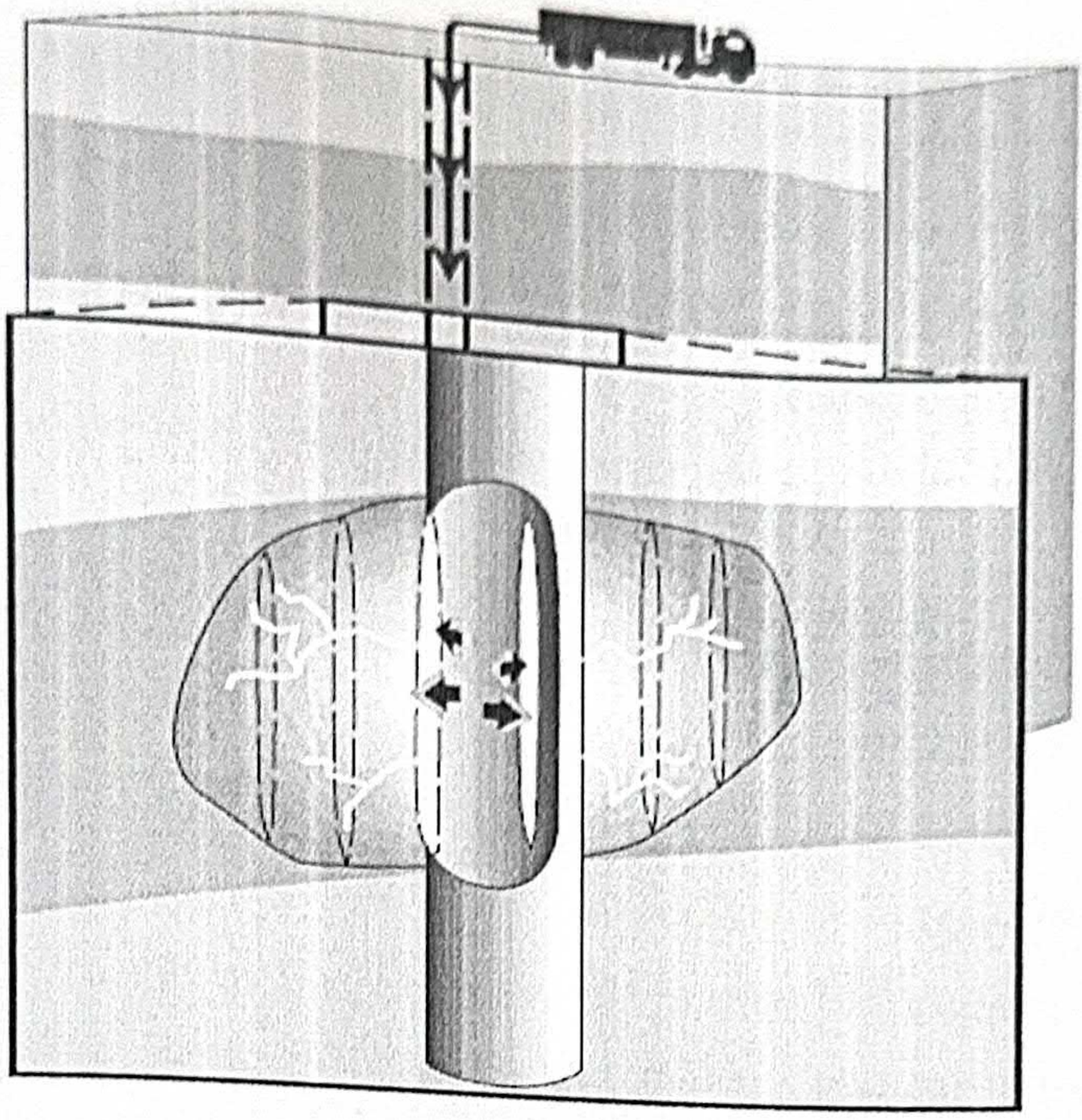


Рисунок 3.1 – Поширення "червоточин" при кислотній обробці карбонатного пласта.

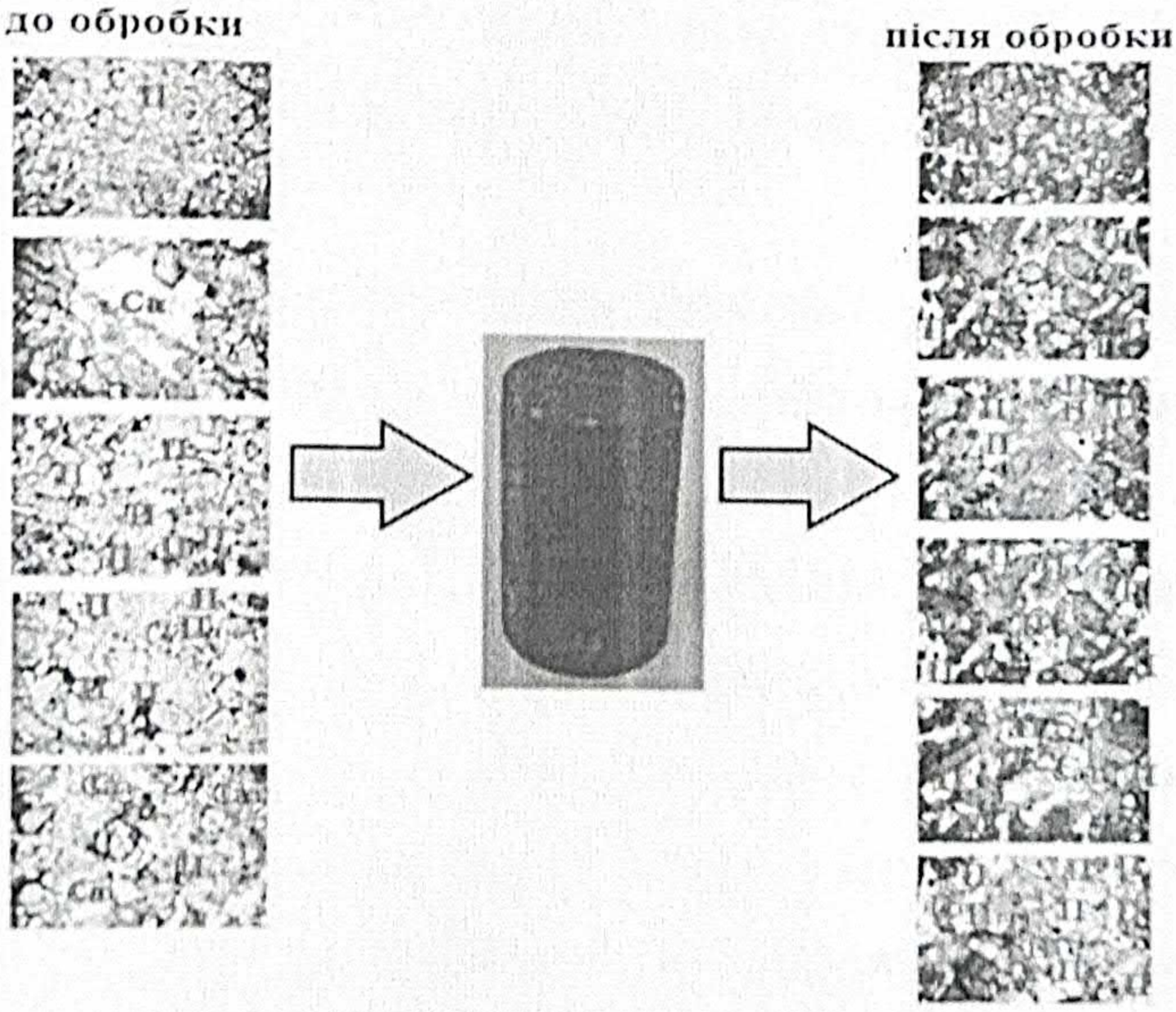


Рисунок 3.2 – Зразок карбонатної породи до та після обробки КС HCl+СНПХ-8903А (Са – кальцій, П – пустоти) [101]

За підсумками КО було виявлено, що після впливу HCl + СНПХ-8903А виявляється досить ефективне збільшення пористості (~ на 2-3%) (рис.3.2) в основному за рахунок розчинення цементу, рідше частини формених елементів (залишків організмів, їх уламків, наприклад раковин, оолітів) , згустків та ін). Застосування електронного скануючого мікроскопа дозволило наочно встановити особливості пустотно-порового простору різних структурно-генетичних типів вапняків (рис.3.2). Рентгенівський томограф є єдиним способом візуалізації процесу реакції породи на вплив кислотними складами. Перевагою використання томографії керна є повне розуміння реакції пласта на операцію КО, що спрощує оптимізацію майбутніх обробок.

Експериментально доведено, що реагенти на основі соляної кислоти, розчиняючи карбонати, роблять значні зміни у породах пласта. На рис.3.3 наведено фотографії хімічної дії на карбонатні породи з утворенням каналів розчинення, кількість і структура яких різні для зразків різних структурно-генетичних типів вапняків, що зумовлено різною літологічною характеристикою та колекторськими властивостями. Найбільш проникними породами є вапняки біокластово-зоогенні, тому фактично лише вони спостерігали дію кислотних композицій. Щільні, практично непроникні, літокластові, строматолітові та пелітоморфні вапняки реагують мало або не вступають у реакцію зовсім.

У разі практично непроникних карбонатів кислотні композиції сприяли утворенню різних структур розчинення. При використанні соляної кислоти дуже незначні області розчинення помітні, в глиб керна склад не проник взагалі. СНПХ та оцтова кислота, завдяки своїй низькій реакційній здатності, дозволяють досягти нехай і незначного, але просування композиції по керну в радіальному напрямку. За рахунок розчиняючої дії кислотних складів формується мережа з обмеженого числа каналів розчинення, з багаторазовим збільшенням їх перерізу, що проникають на деяку відстань у глиб керна. І чим глибше поширюватимуться канали розчинення, тим значніше

збільшиться область дренування пласта, зросте дебіт свердловини в результаті обробки.

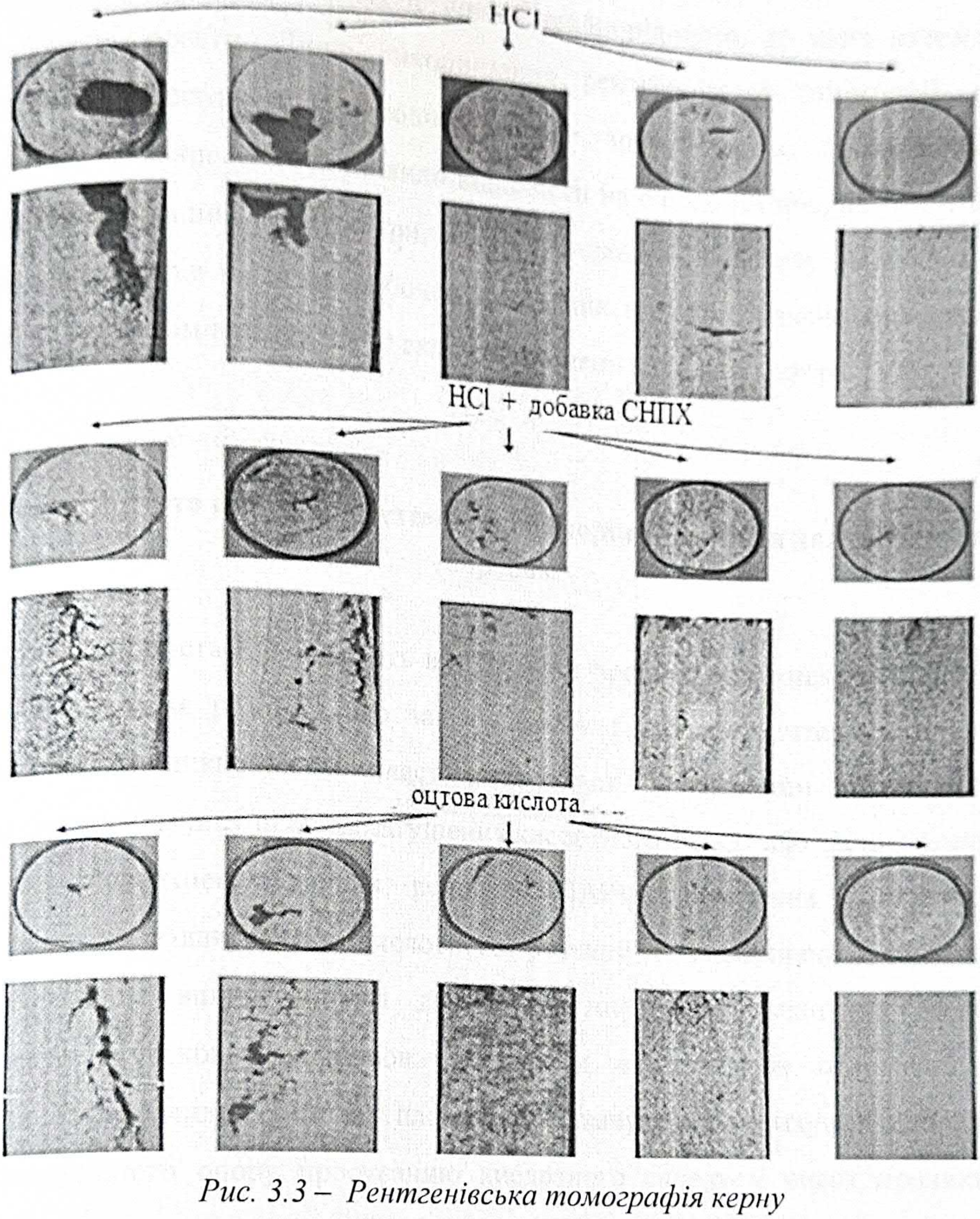


Рис. 3.3 – Рентгенівська томографія керну

Математичні моделі для таких пластів адекватні лише ідеалізованих умов й у реальному пласті можуть не спрацювати. Особливо якщо оброблена зона має складну геологічну будову, подібну до більшості дрібних родовищ з складами запасів в карбонатних колекторах. Саме в них за різними оцінками зосереджено від 38 до 60% запасів вуглеводнів [2].

Проведені дослідження вкотре підтвердили, що найбільшу складність з погляду підбору оптимального складу і технології процесу представляє обробка порід з високою геологічною неоднорідністю, до яких належать карбонатні пласти. Лише використання рентгенівської томографії, що забезпечило візуалізацію неоднорідностей зразка керна, та оптичного скануючого мікроскопа дозволило відповісти на багато питань, пов'язаних із зміною внутрішньої структури, будови порового простору карбонатних порід-колекторів після дії робочих кислотних агентів. Визначальну роль у виборі КО насамперед відіграє склад відкладень та тип колектора. [101]

3.2. Кислоти та кислотні системи, які використовуються для кислотних обробок

Ефективність КО залежить від глибини проникнення кислоти в пласт і від розміщення розчину, що закачується у відкритому інтервалі пласта. Глибина проникнення в пласт досягається збільшенням концентрації кислотного розчину шляхом загущення кислотного складу або застосуванням різних поверхнево-активних речовин (ПАР). Досягнення конкретного розміщення закачуваного кислотного розчину є складнішим завданням. Вибірковості впливу можна досягти застосуванням технічних засобів (пакерів, кулькових відхилювачів). Метод відхилювачів оснований на принципах відхилення потоку пластів, що закачуються за рахунок створення фільтраційного опору просуванню кислотного складу у високопроникній частині колектора (технології КО з потоковідхиленням). За цим способом як реагенти-відхилячі можливо використовувати різні склади на основі полімерних, гелевих та емульсійних систем [99].

Їх переваги: висока ймовірність досягнення ефект відхилення, можливість регулювання реологічних характеристик для застосування в різних умовах. Недоліки: ризики не досягнення ефекту відхилення внаслідок

недостатньої вивченості властивостей реагентів відхилень у заданих термобаричних умовах та їх впливу на тріщинувато-пористе середовище.

Реакція кислоти з карбонатними колекторами визначається трьома механізмами: створення каналів, компактне розчинення та радіальний приплив [99]. Кожен режим виникає у певних умовах. Наприклад, при низьких витратах розчинення щільних порід відбувається при розчиненні та розширенні стовбура свердловини. При підвищенні витрати до такої величини, при якій значення числа Пекле (яке характеризує співвідношення витрати, концентрації кислоти та швидкості дифузії) близьке до одиниці, починається утворення каналів.

Правильне розміщення реактивної рідини та збільшення зони охоплення є суттєвим фактором, що впливає на ефективність обробки. Без ефективного відхилення рідини, що нагнітаються, будуть слідувати шляхом найменшого опору і впливати тільки на ділянки з найвищою проникністю. Методи відхилення можуть бути класифіковані як механічні та хімічні.

Механічний контроль розміщення рідини обробки може бути досягнутий за допомогою гнучких НКТ з пакером або кульковими відхилювачами. Механічні засоби відхиляють рідини обробки на вибої, але при застосуванні їх неможливо контролювати фільтрацію рідини в породі.

Хімічний відхилення може бути здійснено з використанням в'язких рідин, пін або гелів. Ці матеріали зменшують швидкість проникнення рідини у природних тріщинах і раніше створених червоточинах за рахунок збільшення ефективної в'язкості.

Основні вимоги до потоковідхиляючих систем:

1. Не повинні викликати довготривалого суттєвого забруднення породи.
2. Повинні бути сумісні з рідинами обробки (продавлювачі або заміщення) та продуктами реакції.
3. Повинні вимиватись швидко і повністю при освоєнні свердловини.
4. Хімічні та фізичні характеристики їх повинні витримувати температуру на вибої.

Хімічні відхилювачі можна розділити на 3 групи:

– системи, що тимчасово блокують інтервали підвищеної проникності, на час проведення робіт з ОПЗ (водонафтові емульсії, біорозкладні полімери, вуглеводневі гелі, піни тощо);

– системи, що блокують високопроникні обводнені інтервали на тривалий період (осадкоутворювальні системи в т.ч. селективної дії, полімери, суспензії твердих частинок тощо), сфера застосування цих систем – свердловини з обводненістю 60% і більше;

– самовідхиляючі кислотні системи (на основі катіонних ПАР, що містять полімер зі зшивачем та ін), які застосовуються при впливі на пласти, що характеризуються невисокою анізотропією.

3.2.1. Механічні методи відхилення КС в процесі кислотної обробки

Для досягнення максимального ефекту від проведення КЗ необхідно виконання наступних умов: реагент має бути повністю доставлений у забруднену зону пласта, а продукти реакції мають бути повністю вилучені після операції. Селективне закачування стає дійсно необхідним в пластах, що перешаровуються, з невитриманими фільтраційно-ємнісними властивостями, так як однорідна рідина надходитиме в пласти з більшою проникністю, а низькопроникні пропластки залишаться необробленими і, згодом, незадіяними. Один із найбільш значних факторів при ОПЗ це забезпечення надходження кислотного складу в закольматовані зони пласта. Це особливо важливо у свердловинах, що розкривають кілька продуктивних горизонтів із різною проникністю. Оскільки високопроникний пласт поглинає основну частину кислоти та низькопроникні пласти залишаються не залученими до процесу кислотної обробки [36].

Область проникнення кислотного складу пласт є важливою складовою успішності обробки. Кольматація, яка залежить від взаємодії флюїду і породи, може бути розподілена нерівномірно по всій товщині пласта. При цьому початкова проникність пласта може бути нерівномірна і з великим

розкидом розподілена по товщі пласта. У таких умовах, при матричній обробці пласта, характер поведінки реагенту, який полягає у виборі шляху з найменшим опором (в обхід найбільш закольматованих зон за найбільш проникним або менш забрудненим), здійснює згубний вплив. І кожен наступний закачаний обсяг кислоти продовжує йти вже обробленими зонами, потрапляючи в шари, які найменше потребують кислотному впливі.

Існують деякі фізичні способи відхилення закачуваного кислотного складу для селективної обробки, які включають: використання куль з гумовим покриттям, які додаються до складу рідини, що закачується, щоб закупорити приймаючі перфораційні отвори, використання пакерів, які ізолюють зону необхідну для обробки під час проведення операції від решти ділянок стовбура свердловини. Механічні методи селективної обробки відрізняються від інших тим, що повністю перекривають нецільові інтервали, спрямовуючи весь потік реагенту у відкритий ділянку.

Ще одним доступним механічним способом селективної обробки є колтюбінг (або закачування реагенту з використанням гнучких труб). Гнучкі труби дозволяють проводити спрямоване закачування кислоти у конкретно задані інтервали пласта.

3.2.2. Основні кислоти та реагенти, які використовуються для кислотних обробок. Хелатні агенти

Стимуляція свердловини за допомогою соляної кислоти (HCl) є звичайною практикою в карбонатних колекторах для подолання пошкоджень пласта в привибійній зоні. Використання HCl для кислотної матричної обробки має багато обмежень у високотемпературних умовах, таких як корозія трубок і розчинення торця через швидку швидкість реакції. Хелатні агенти, такі як L-глутамінова кислота-N,N-діоцтова кислота (GLDA), є альтернативою HCl для подолання цих проблем. Досліджено вплив розведення GLDA в морській воді на кінетику реакції з карбонатними породами в умовах високих тисків при низькому pH (3,8).

При проведенні солянокислотних обробок до основного реагента (розчину соляної кислоти) обов'язково додають допоміжні компоненти. По-перше, це інгібітори корозії, необхідні запобігання чи зменшення корозії металевих деталей. По-друге, рекомендується додавати оцтову кислоту, особливо нагнітальних свердловин. Оцтова кислота СН СООН 3 у кількості до 4-5% уповільнює темп нейтралізації кислотного розчину карбонатними породами чи включеннями. Це забезпечує глибше використання активного, тобто. не до кінця прореагував, розчину. Оцтова кислота також запобігає випаданню осаду гідратів окису заліза. Одночасно оцтова кислота діє як основний робочий агент, хоча розчиняє породу меншою мірою, ніж соляна кислота. Крім того, для запобігання утворенню стійких водонафтових емульсій можна вводити до складу кислотних композицій речовинидеемульгатори.

Найчастіше використовуються кислотні склади, що містять 10-20% соляної кислоти, 3-5% оцтової кислоти, 0,5-1,0% інгібітору корозії, 0,5-1,0% деемульгатора [41]. Норми витрати кислотних розчинів при проведенні обробок розраховуються з урахуванням проникності пластів, товщини шару, що обробляється, його природи. Питомий об'єм при обробці свердловини розчином соляної кислоти становить 1 м потужності пласта-колектора: 0,4-0,6 м3 – для малопористих порід, які, як правило, є малопроникними, 0,6-1,0 м3 – для високопористих, часто відносяться до високопроникних. При повторних обробках підтримки ефекту від впливу питому витрату рекомендується збільшити в 1,4-1,6 разу [17].

Особливості взаємодії розчинів ПАР з вуглеводнями. Додавання поверхнево-активних речовин (ПАВ) у технологічні рідини – один із способів уникнути ускладнень, що виникають при кислотних обробках. Адсорбуючись на будь-якій межі розділу фаз, ПАР знижують міжфазне натяг, в результаті сприяючи глибшому проникненню кислоти в пласт і рівномірного охоплення. Також кислотні склади з додаванням ПАР здатні руйнувати водні бар'єри та видаляти рихлозв'язану воду, інтенсифікуючи

приплив нафти. Крім цього, ПАР здатні змінювати змочуваність поверхні за рахунок адсорбції на породі та відмивати з поверхні порового простору плівку вуглеводнів. В результаті солюбілізації, при концентрації ПАР вище ККМ (критичної концентрації міцелоутворення), розчині можуть утримуватися нерозчинні продукти реакції. Всі ці фактори сприяють підвищенню ефективності методів інтенсифікації свердловин кислотними обробками. Таким чином, важливим параметром, за яким визначають ефективність технологічних рідин, до яких відносяться і ПАВкислотні склади, є міжфазний натяг

3.2.3. Кислотні системи для обробки карбонатних колекторів

Завдяки високій розчинній здатності, соляна кислота є найбільш поширеним реагентом при проведенні КО в карбонатних колекторах. Існує два фактори ризику, що виникають при застосуванні соляної кислоти: висока швидкість реакції та висока корозійна активність. Для зниження рівня корозійної активності в кислотний склад додають органічні кислоти. [31]

Низька розчинна здатність органічних кислот дозволяє знизити рівень нерівномірності фронту реакції кислотного складу в породі (утворення червоточин). Для органічних кислот існує практика створення кислотних складів на основі соляної кислоти з додаванням органічних кислот для досягнення помірного рівня утворення високопроникних каналів у ПЗ пласта, що у результаті позитивно впливає збільшення продуктивності свердловини [25,34,35]. Органічні кислоти використовуються для обробки привибійної зони в карбонатних колекторах багато років. Досвід показує, що використання висококонцентрованих органічних кислот не буде ефективним внаслідок можливого випадання нерозчинних опадів під час реакції реагенту та породи. Допустимими концентраціями для мурашиної та оцтових кислот є 13% та 9%, відповідно [28].

У ході аналізу літератури для підбору кислотних складів, застосовних щодо карбонатних типів породи, узагальнено та виявлено низку

рекомендацій по можливості використання соляної та оцтової кислот з урахуванням температури середовища [39,40]: для $T \leq 149^{\circ}C$ можуть застосовуватися 15 - 28% HCl; для $149^{\circ}C < T \leq 204^{\circ}C$ можуть застосовуватися 15% HCl, суміш HCl – оцтова кислота; для $T > 204^{\circ}C$ можуть застосовуватися 10% HCl, суміш HCl – оцтова кислота

Важливо враховувати той факт, що процес реакції соляної кислоти з породою та реакції органічних кислот із породою відбувається неодноразово. За наявності в КС сильної та слабкої кислот слабка вступає в реакцію тільки після відпрацювання сильної. Першою реакцію вступає соляна кислота, і тільки після досягнення соляної кислоти мінімальної концентрації, реакцію з породою вступає слабка кислота. Це своєрідна система відкладеної дії, що дозволяє збільшити глибину проникнення та обробки ПЗ пластів. Особливо цінною є така властивість при обробці карбонатних порід.

Іншим засобом для пролонгації реакції є збільшення в'язкості реагенту. Уповільнення реакції у разі забезпечується уповільненням дифузії іона водню в породу, що досягається шляхом збільшення в'язкості розчину кислоти [6,7,22,23]. Один із підходів щодо збільшення в'язкості кислоти – це полімеризація її розчину. Полімер повинен бути сумісний із кислотним розчином і не взаємодіяти з кислотою. Контроль в'язкості здійснюється шляхом регулювання концентрації полімеру кислотному складі. Додавання полімеру в кислотний склад скорочує його дифузність і, як наслідок, швидкість реакції (пролонгування дії кислоти на породу). Крім додавання полімерів для збільшення в'язкості КС також застосовуються в'язкопружні ПАР і гелі [27].

Другий метод збільшення в'язкості КС докорінно відрізняється від першого.Він заснований на здатності розчину соляної кислоти поєднуватися з нафтою з подальшим утворенням стійкої емульсії. Кислотно-нафтова емульсія має підвищену в'язкість і використовується для ПЗ в карбонатних колекторах. Така емульсія називається кислотною емульсією. Кислотна емульсія крім можливості використання в глибоко проникаючій обробці ПЗП має низькі корозійно-активні властивості. Кислотна емульсія знижує швидкість розчинення породи, має високу витіснюючу здатність і, як

результат, дозволяє створювати глибокопроникні канали, що зв'язують ПЗП та свердловину. Механізм реакції породи з кислотою під час використання кислотної емульсії дещо відрізняється від стандартного. Не відбувається рівномірної дифузії іонів водню, а кислота, як нерозчинна у нафті фаза, представлена дрібними бульбашками у складі емульсії [31].

Для підготовки кислотної емульсії існують деякі вимоги:

1. Кислотний розчин та нафта нерозчинні. Для утворення стійкої нафтокислотної емульсії необхідно використовувати емульгатор, дія якого спрямована на зниження міжфазного натягу між рідинами, що не змішуються.

2. Чим більше енергії буде передано рідинам у процесі змішування, тим стабільнішим буде емульсія. Найкращим емульгатором у разі є катіонне ПАР, внаслідок позитивного заряду карбонатної породи. Однойменно заряджені середовища відштовхуватимуться і емульгатор не зможе абсорбуватися на поверхні породи, що забезпечить тривалу в часі стабільність кислотної емульсії та забезпечить глибоке проникнення реагенту пласт.

3. Іншим важливим аспектом в механіці реакції кислотної емульсії і породи є той факт, що емульсія нерівномірно розподілена за обсягом агента, що закачується, відповідно сповільнюється швидкість реакції як з породою, так і з обладнанням свердловини, що збільшує глибину проникнення в пласт і низьку корозійну активність складу [30,31].

3.2.3.1. Застосування мікроемульсії в стимуляції карбонатних пластів

Процес кислотної обробки сприяє утворенню високопровідних каналів потоку, або червоточину, залежить від глибокого проникнення реакційних рідин у пласт для досягнення максимального результату. Однак велика швидкість реакції HCl з карбонатною породою часто обмежує проникнення живої кислоти в глибину породи. Реакція обмежена масопередачею в типових пластових умовах. Швидкість дифузії та конвекції кислоти значно впливають на ефективність кислотного впливу.

Мікроемульсії, приготовані з HCl як дисперсної фази, пропонують рішення для значного зниження ефективності дифузії а отже і збільшення глибини стимуляції. Існує дві характеристики, які обмежують застосування соляної кислоти: 1) швидкість реакції; 2) корозійна активність. Один із рекомендованих підходів – це використання емульгованих КС. У рамках проведеного літературного огляду знайдено роботи дослідників, які описують використання кислотних емульсій на основі розчину кислоти та нафти в карбонатних колекторах Технологія застосування емульсованого КС для ОПЗ не лише дозволяє розширити глибину проникнення кислотного фронту в пласт, а й знизити корозійну активність рідини, що закачується.

Завдяки високій в'язкості кислотні емульсії також мають високий коефіцієнт витіснення в порівнянні з чистими розчинами кислот, що знижує швидкість реакції КС з породою, збільшуючи довжину червоточин, що утворюються в ПЗП. Для підвищення ефективності КО та збільшення межі зміни продуктивності свердловини за результатами ОПЗ в КС додають ПАР та органічні кислоти, що перетворює КС на буферну систему відкладеної дії, пролонгуючи її ефект. Відомо, що в'язкість і стабільність НКЕ залежать від багатьох факторів, таких як спосіб приготування емульсії, характеристики нафти, відношення кількості кислоти до нафти, емульгатора та ін [50]. 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 % [123]. За кордоном переважно використовуються не НКЕ, а дизелькислотні емульсії [123].

3.2.3.2. Системи, що блокують високопроникні обводнені інтервали на тривалий період. Регулювання швидкості реакції, що застосовується в даний час, за рахунок збільшення в'язкості кислотного складу за рахунок використання полімерів недостатньо ефективно і має серйозні недоліки. Підвищення в'язкості вихідного кислотного складу, з одного боку, призводить до зменшення коефіцієнта масопередачі, що позитивно впливає на утворення високопровідного каналу, з іншого боку, знижується швидкість

закачування, внаслідок підвищення гідравлічного опору. [99] Ще одним недоліком є кольматація привибійної зони пласта, що залишається після кислотної обробки полімером. Таким чином, пошук нових способів регулювання швидкості реакції кислоти з карбонатним колектором має важливе значення підвищення ефективності кислотної обробки.

Останнім часом низка зарубіжних компаній пропонує реагенти на основі ПАР, що змінюють в'язкість кислотного складу в залежності від ступеня зниження концентрації кислоти під час її взаємодії з карбонатним колектором або збільшують в'язкість при контакті з пластовою водою водонасиченої частини колектора [99]. Зміна в'язкості кислоти або водно-мінерального розчину пов'язують з перетворенням сферичних міцел ПАР в паличкоподібні принаймні зниження концентрації кислоти та підвищення мінералізації розчину. Локальне підвищення в'язкості різко знижує швидкість реакції, що веде до перенаправлення наступних порції кислоти на необроблені ділянки колектора, таким чином стимулюючи утворення високопровідних каналів.

Безполімерні кислотні композиції з ПАР характеризується авторегульованою швидкістю реакції кислоти з карбонатною породою.

При її використанні мінімізується каверноутворення, забезпечується надходження свіжих порцій кислоти в ще не оброблені зони, що сприяє подовженню провідного каналу та утворення високопровідного каналу (червоточини) [99]. Останнім часом у зарубіжній літературі з'явилися повідомлення про нові технології КО продуктивних пластів. Найбільший інтерес з них представляють КО як з попереднім закачуванням вуглекислого газу, так і КО використанням в'язкоеластичних, СКС, зокрема технологія Компанії Schlumberger – VDA (viscoelastic diverting acids), що є сумішшю кислоти і міцелоутворюючого ПАР [127].

Принцип дії VDA ґрунтується на зміні її реологічних властивостей залежно від кислотності середовища. У той час як система VDA (суміш HCl, в'язкопружного ПАР та звичайних присадок, необхідних для КО)

прокачується вниз по стовбуру свердловини через НКТ або обсадні труби, вона зберігає низьку в'язкість, потім загущається, блокуючи канали, і, нарешті, при наближенні концентрації кислоти до виснаження, знову розріджується.

3.2.3.3 Самовідхиляючі кислотні системи (кислотний склад, що самовідхиляється) При розробці продуктивних карбонатних колекторів найбільш ефективним методом збільшення видобутку нафти є проведення різного виду соляно-кислотних обробок свердловин, сутність яких полягає у збільшенні проникності привибійної зони пласта. В силу вертикальної неоднорідності багатьох експлуатованих карбонатних колекторів традиційні соляно-кислотні обробки втрачають свою ефективність, і актуальність набувають дослідження механізму відхилення кислоти від тріщинуватих водонасичених інтервалів менш проникні нафтонасичені пропластки. Ефективність солянокислотних обробок (СКО) залежить в першу чергу від глибини проникнення кислоти в пласт та від повноти розчинення в кислотному розчині колектора. У процесі обробки привибійної зони пласта чистою соляною кислотою максимальний її вплив на породу відбувається в свердловинні зоні.

У віддаленій зоні пласта реакція кислоти з породою йде менш інтенсивно через втрати частини її активності. В результаті цього свердловина зона оброблятиметься більш інтенсивно з формуванням максимального числа каналів розчинення (червоточини») на шкоду інтенсивності формування останніх у віддаленій зоні пласта. Крім того, кислота проникає переважно у водонасичені зони та зони з більшою проникністю, тому ефективність СКО швидко знижується зі зростанням повторних обробок, проведених в одній свердловині. Звідси очевидна необхідність відхилення кислоти від більш проникних зон. Для цього на практиці широко використовуються так звані «хімічні відхилювачі» соляної кислоти [100].

Традиційно, основний принцип хімічного відхилення полягає в тому, що спеціальна в'язка рідина, що закачується, яка переважно надходить в найбільш проникні ділянки оброблюваної зони, тимчасово закупорює їх, і потоки кислоти для наступних стадій процесу обробки направляються в менш проникні ділянки. Ефективність цього методу значною мірою залежить від хімічного складу застосовуваних рідин. Більшість існуючих технологій засновано на використанні як відхильник полімерних рідин, головним недоліком яких є той факт, що після обробки полімерний осад не розкладається повністю і залишається в пласті, будучи причиною додаткового забруднення і істотно знижуючи ефективність кислотної обробки [24]. Основними речовинами для створення самовідхилювачів кислотного складу (СКС) є ПАР та різні органічні кислоти. При закачуванні в свердловину такі СКС мають в'язкість, що можна порівняти з в'язкістю води (1–3мПа·с). У пласті, у міру реагування породи з органічною кислотою, що входить до складу такого кислотного відхилювача, відбувається підвищення (зростання) в'язкості до 200-250 мПа с та тимчасова закупорка створених каналів. Таким чином, наступна порція кислоти направляється в інші ділянки, що раніше не піддавалися обробці.

Час повної нейтралізації БСКС при контакті з карбонатною породою зазвичай складає добу чи кілька. Ризики утворення емульсій та випадання органічних осадів такі СКС не мають. Приклад тестування сповільнюючих властивостей реагенту безполімерного самовідхилювача кислотного складу (БСКС) показано на рисунку 3.4.

В якості карбонату кальцію використані мармурові пластинки. Співвідношення об'єму кислотного складу до площі пластин 3мл: 1см. Результати експериментів представлені у вигляді кривих розчинності мармуру та зміни динамічної в'язкості. Для порівняння та підтвердження уповільнювальних властивостей БСКС за кривими розчинності взято 8%-го розчину інгібованої соляної кислоти без добавок. Як видно з графіка, БСКС має уповільнюючі властивості, час розчинення карбонату кальцію збільшується, причому розчинення мармуру відбувається лише на 40% за 8 год реакції.

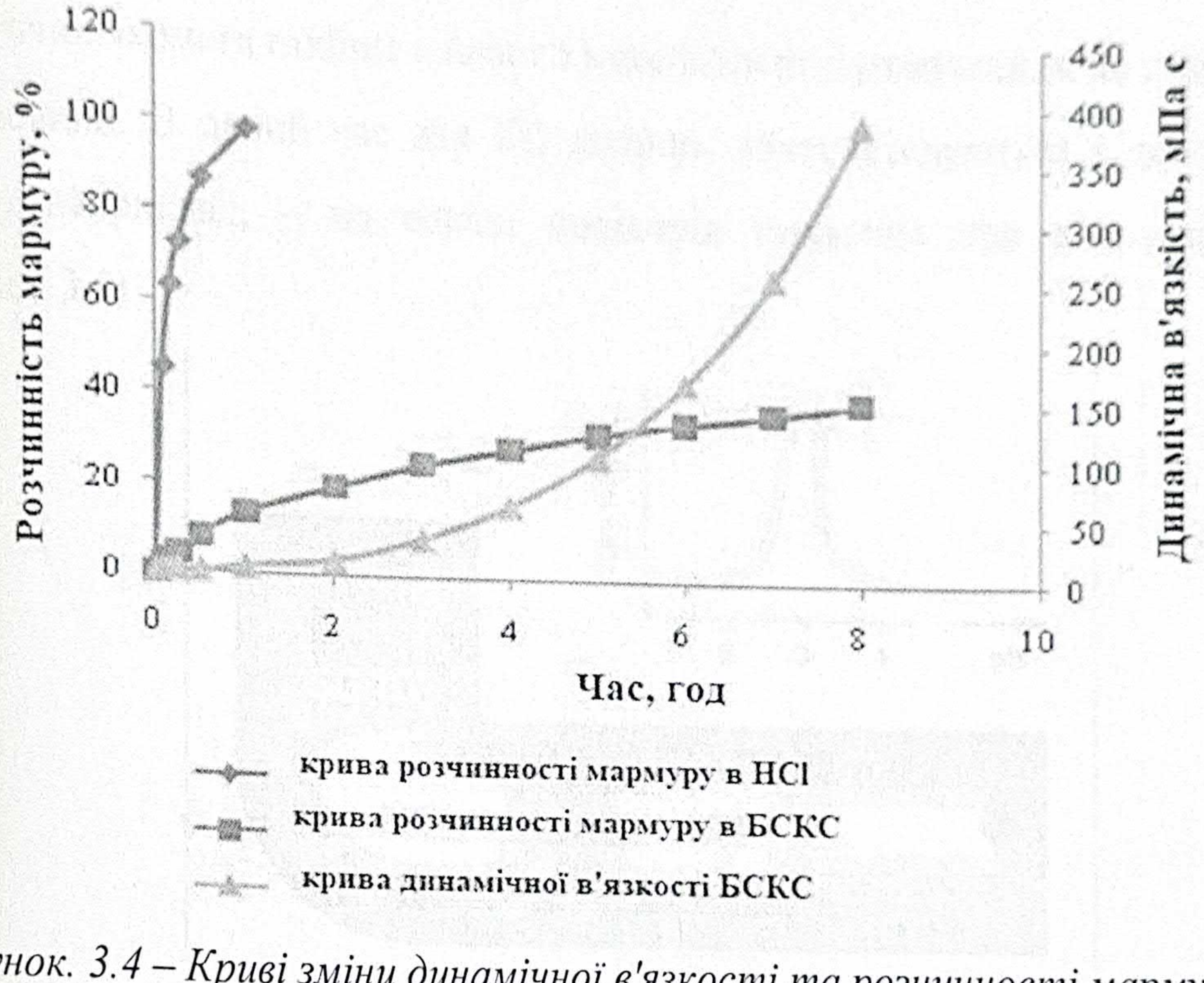


Рисунок. 3.4 – Криві зміни динамічної в'язкості та розчинності мармуру в БСКС [100]

Отже самовідхиляючі кислотні системи застосовуються в карбонатних колекторах. Спосіб включає в себе закачування високов'язкого кислотного складу (загеленого або СКС), в'язкість якого змінюється залежно від швидкості руху флюїду. Ефект в'язкості КС, що змінюється, залежно від його швидкості фільтрації дозволяє рівномірно обробити кислотою весь продуктивний інтервал незалежно від діапазону зміни ФЕС на всій його протяжності. Цей спосіб вибіркого (селективного) впливу на ПЗ пласта нещодавно впроваджено у виробництво і він показує високі результати.

3.2.3.4. Самовідхиляючі кислотні системи в горизонтальних свердловинах карбонатних порід. Закачування кислоти є рекомендованим способом стимуляції для підвищення продуктивності карбонатних пластів. Кислотна стимуляція є складною проблемою через нестабільність розчинення карбонатів та доломітів, і сильно залежить від природи карбонату (неоднорідність). При кислотній обробці матриці для горизонтальних свердловин важливе значення викликає поширення

червоточин якомога глибше в пласт з максимальним охопленням по стовбуру свердловини. В даний час для КО матриці використовуються відхилюючі агенти, наприклад, – на основі полімерів зшивання при високому pH (рисунок 3.5).

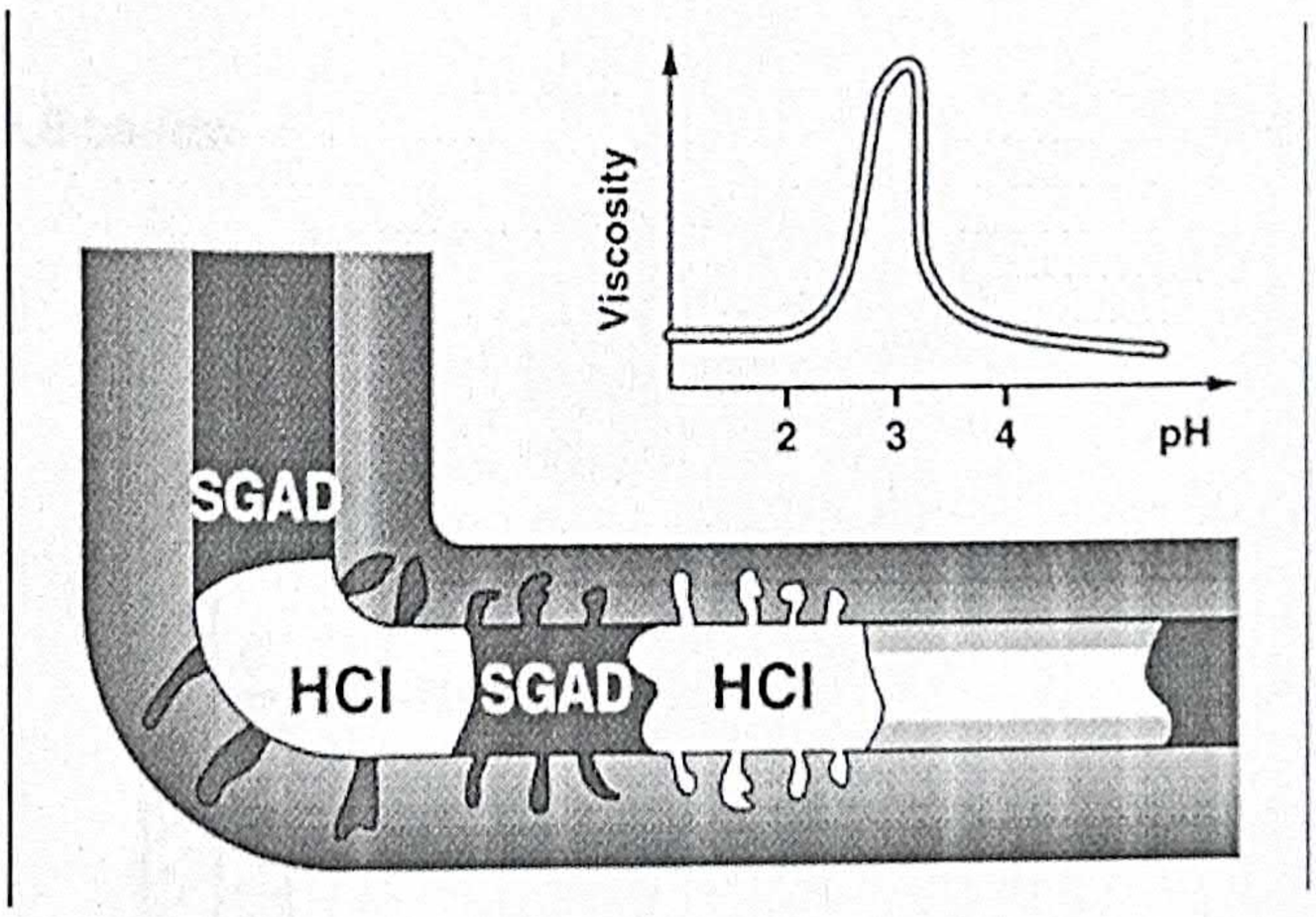


Рисунок 3.5 – Схематичне зображення відхилення за допомогою самогелюючої відхилюючої кислоти Self Gelling Acid Diverter (SGAD)

Зшивання відбувається в міру притоку та використання кислоти. Червоточини, що утворилися в зоні високої проникності, тимчасово герметизуються, і наступна кислотна пробка потрапляє в зону низької проникності. Така кислотна обробка є ефективною за умови, що процедура відхилення спланована і розрахована належним чином. Для обробки кислотного розриву пласта перевага продуктивності безпосередньо пов'язана з довжиною, радіусом та провідністю червоточин.

Максимізації довжини тріщини неможливо досягти без контролю швидкості фільтрації кислоти зі стінок тріщини (втрата рідини). Оскільки більша частина фільтрації відбувається через червоточини, а не рівномірно, важливо обмежити утворення червоточини. Останній критерій вибору рідини для гідророзриву пов'язаний з гравіруванням стінок тріщини: неправильний малюнок травлення сприяє хорошій провідності руйнування. Дослідження, виконані для різних типів кислот за температури 50°C, показали, що швидкість їх фільтрації для карбонатних порід лежить в наступному порядку: соляна кислота > кислота в емульсії > гелеподібна кислота. Гелеподібна

кислота має дуже низьку швидкість фільтрації і дуже потужно обмежує втрату рідини в процесі кислотної обробки. Кислоти змінюються в тому ж порядку для зміни швидкості поширення червоточини (рис.3.6).

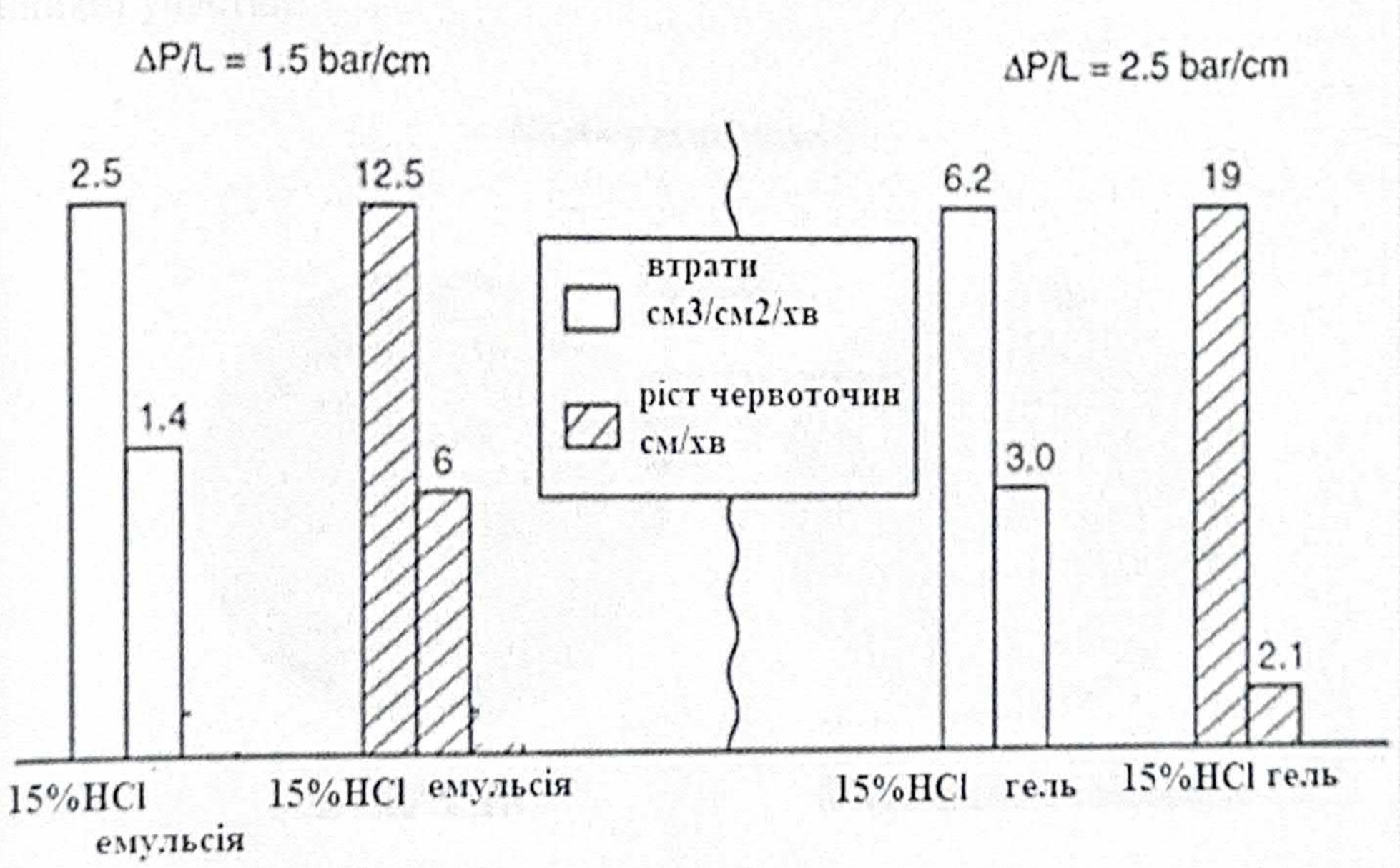


Рисунок3.6 – Властивості звичайних кислотних рідин для КГРП

Висока ефективність кислотних рідин визначається глибиною утворених каналів. Такі канали (червоточини) залишаються після закриття тріщин у процесі КГРП. На жаль, чисті в'язкі кислоти погано підходять для цього процесу (рисунок 3.7). Отже, для проведення повної оцінки необхідно використовувати матеріал керна пласта. В даний час досить часто в горизонтальних свердловинах для КО використовується SGAD. На рисунку 3.8 приведено результати експериментів, для різного складу відхилювача SGAD [97].

Найкращий реагент – це SGAD з 1% HCl. Наприклад, у випадку, коли коефіцієнт проникності дорівнює 11, коефіцієнт швидкості потоку під час нагнітання відхилювача значно зменшується до значення 2. Хоча коефіцієнт швидкості потоку збільшується під час стимуляції (кислота 15%), обробка є досить ефективною з однаковим проникненням кислоти в кожний зразок.

Якщо не вводити відхилювача, то довжина проникнення для стимуляції повинна бути щонайменше в 11 разів глибша для високопроникного зразка порівняно з низькопроникним. У такому випадку не відбудеться стимуляції для низькопроникних порід, а більша частина кислоти проникає через більш проникні участки.

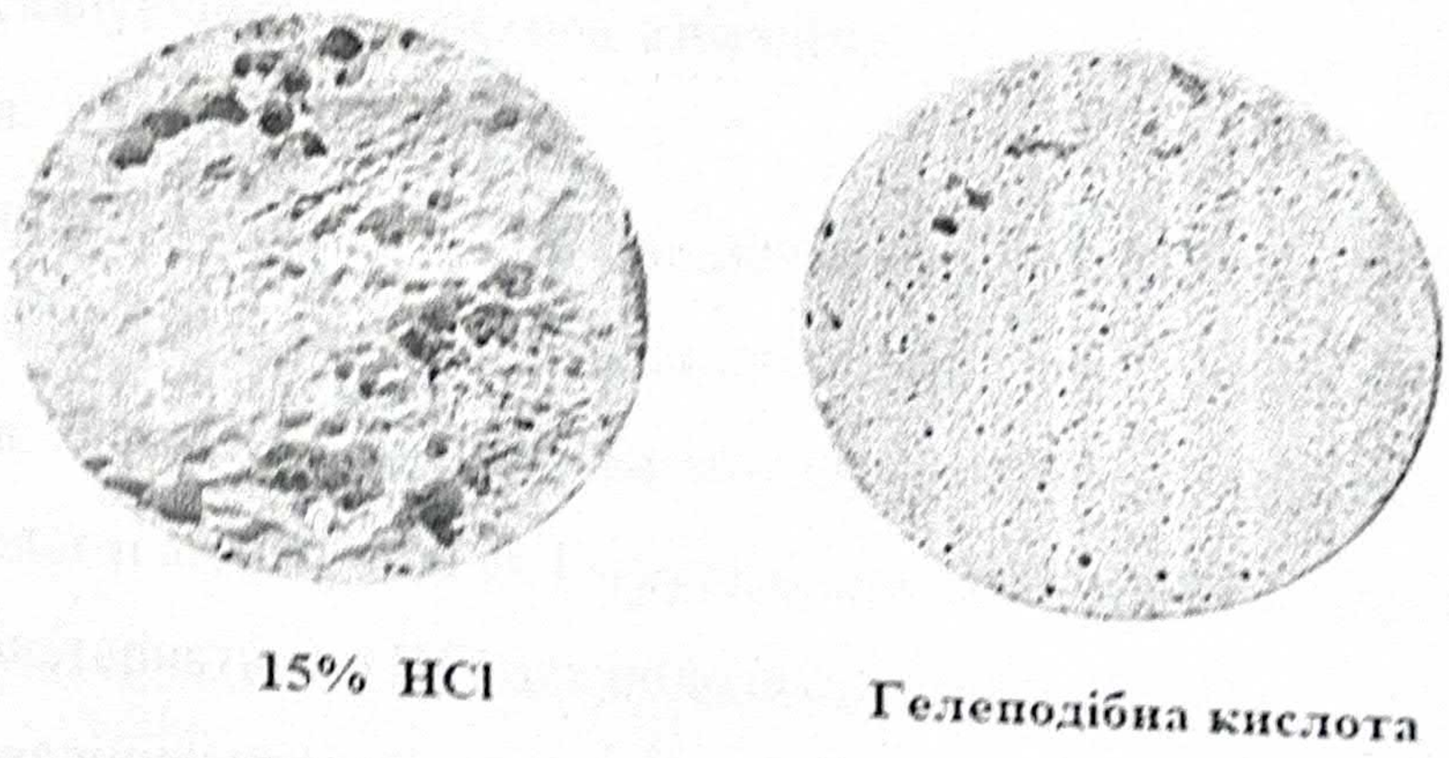


Рисунок 3.7 – Порівняння вигляду утворених каналів на поверхні карбонатної породи (гравірування) (50°С)

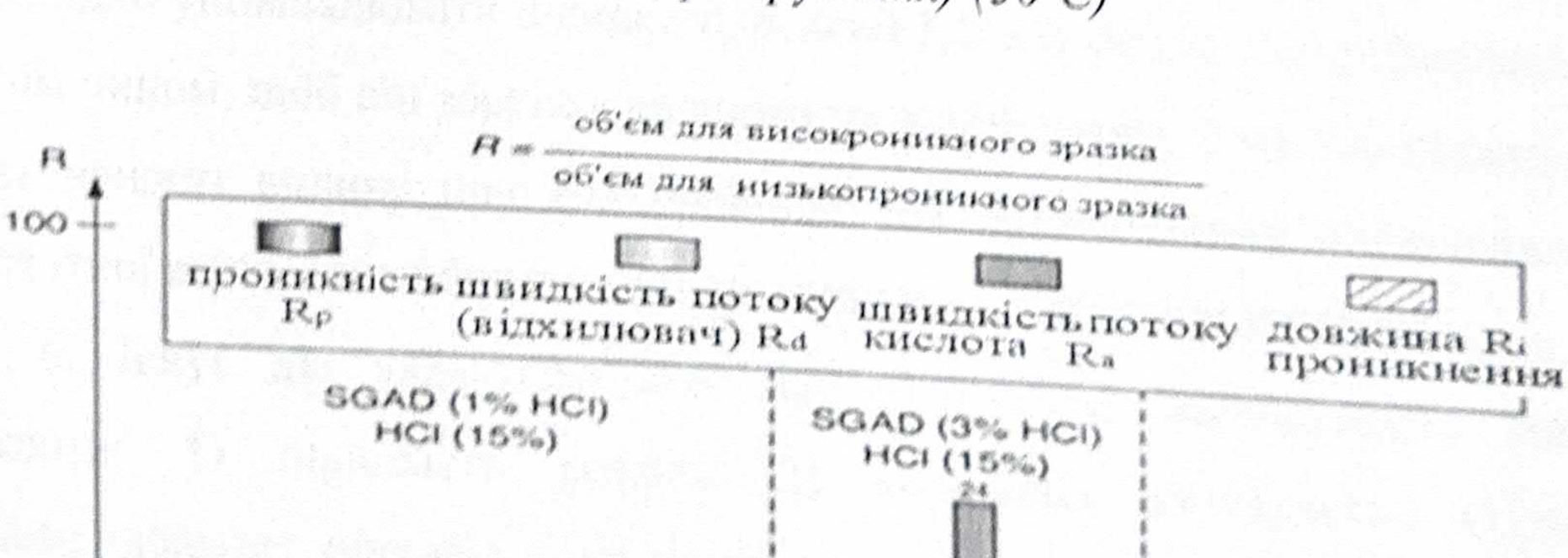


Рисунок 3.8 – Відхилююча (сповільнююча) ефективність SGAD для кислотної обробки у карбонатних породах

3.3. Висновки до розділу III

1. Математичні моделі для карбонатних пластів зі складною геологічною будовою, подібною до більшості дрібних родовищ із запасів в карбонатних колекторах, адекватні лише для ідеалізованих умов. Саме в них за різними оцінками зосереджено від 38 до 60% запасів вуглеводнів [2].

2. Визначальну роль у виборі КО насамперед відіграє склад відкладень та тип колектора. Тому лише використання рентгенівської томографії та оптичного скануючого мікроскопа забезпечує візуалізацію неоднорідностей зразка керна.

3. Соляна кислота є найбільш поширеним реагентом при проведенні КО в карбонатних колекторах. Використання HCl для кислотної матричної обробки має багато обмежень у високотемпературних умовах і спричиняє корозію. Хелатні агенти, такі як L-глутамінова кислота-N,N-діоцтова кислота (GLDA), є альтернативою HCl для подолання цих проблем.

5. Управління процесом впливу здійснюється швидкістю закачування, часом реакції. Для збільшення глибини каналів, що утворюються після КО необхідно уповільнювати швидкість реакції КС з породою, модифікувати КС таким чином, щоб він зберігав кислотність якнайдовше. З метою підвищення ефективності впливу при КО пропонується використання сповільнювачів кислотної реакції з карбонатною породою та реагентів відхилювачів.

6. Існує дві характеристики, які обмежують застосування соляної кислоти: 1) швидкість реакції; 2) корозійна активність. Один із рекомендованих підходів – це використання емульгованих КС. Технологія застосування емульгованого КС для ПЗ не лише дозволяє розширити глибину проникнення кислотного фронту в пласт, а й знизити корозійну активність рідини, що закачується.

Завдяки високій в'язкості кислотні емульсії знижують швидкість реакції КС з породою, збільшуючи довжину червоточин, що утворюються в ПЗ пласта. Для підвищення ефективності КО в КС додають ПАР та органічні кислоти, що перетворює КС на буферну систему відкладеної дії, пролонгуючи її ефект.

Розділ IV. ДОСЛІДЖЕННЯ ВИБОРУ МОЖЛИВОГО СПОСОБУ РОЗРОБКИ УЩІЛЬНЕНИХ КАРБОНАТНИХ ПОРІД ДДЗ

4.1. Вплив літологічного, компонентного складу та геологічної неоднорідності карбонатних порід на вибір способу розробки

З кожним роком у світі все більше уваги приділяють карбонатним породам. У багатьох нафтогазоносних провінціях світу з карбонатними товщами пов'язанують значні скупчення вуглеводнів [8]. У межах ДДЗ карбонатні породи зустрічаються у розрізі осадового чохла від девонських до крейдових відкладів. Найбільші карбонатні утворення приурочені до верхнього відділу крейдової системи та представлені крейдою, товщина якої досягає 600 м. Карбонати нижньовізейського ярусу нижнього карбону та нижньобашкирського ярусу середнього карбону на ряді родовищ є нафтогазонасиченими. Дослідженням карбонатних колекторів на ДДЗ, як нетрадиційних джерел вуглеводнів, займалися: С.Г. Вакарчук, О.Ш. Кнішман, С.А. Вижва, В.М. Курганський, О.Ю. Лукін та інші дослідники.

Незважаючи на складність будови та літології карбонатних відкладів ДДЗ, за результатами інтерпретації даних та інших досліджень, їх визнають перспективними для пошуку газу та нафти. Перспективні запаси таких відкладів за попередніми оцінками є досить значними. Загальні геологічні ресурси неконвенційного газу в ущільнених породах башкирського карбонатного комплексу в межах двох виділених ділянок оцінюються у 1,25 трлн $м^3$, а видобувні становлять близько 440 млрд $м^3$. Загальні геологічні ресурси неконвенційної нафти в карбонатних породах башкиру в межах усіх п'яти ділянок (зон) оцінюються у 6,3 млрд т, а видобувні сягають близько 470 млн т. Велика геологічна неоднорідність цих перспектиних площ указувалась усіма дослідниками [1-2].

За результатами опису керну у шліфах породи представлені доломітом дрібно-тонкозернистим з тонкошаруватою текстурою. Візуально порода з HCl не реагує або реагує слабко, що властиво доломітам. Карбонатність

порід складає від 73,9% до 95,4%. З вторинних процесів спостерігаються перекристалізація, сульфатизація, пелітизація, кальцитизація. Їхня пористість змінюється в широких межах, від часток процента до 22 %. На кривих ГДС за комплексом методів виділено пласти потужністю від 6 до 13 м. Високий потенціал ресурсів вуглеводнів в ущільнених низькопористих карбонатних породах Дніпровсько-Донецької западини, підтверджує перспективність подальших розробок методів інтенсифікації карбонатних гірських порід. Для можливості розробки та видобутку вуглеводнів з ущільнених карбонатних покладів слід виконувати подальші деталізовані дослідження, аналізувати відомі результати для поглибленого вивчення цієї теми.

Найефективнішими для первинного розкриття карбонатної породи та відновлення привибійної зони свердловини на таких пластах є кислотна обробка. Це пояснюється високою розчинністю карбонатних порід у кислотах. Збільшення радіусів існуючих пор, розкриття існуючих та поява нових тріщин буде результатом КО, а саме кислотного гідророзриву карбонатного пласта. До позитивного слід віднести простоту таких технологій КО та невисоку собівартість робіт для карбонатних порід. У літературі приділено велику увагу КГРП, висвітлено її сильні та слабкі сторони, запропоновано новітні технології для ефективності процесу, які було проаналізовано і використано в роботі. Основним завданням КГРП є розчинення карбонатної породи, утворення провідних каналів та тріщин, що сприяють підвищенню фільтраційно-ємнісної здатності колекторів, під дією спеціально підібраних кислотних складів.

Успіх таких КО безпосередньо залежить від якості отриманих в карбонатному пласті протяжних розгалужених каналів, їх радіусів. Саме такі канали (червоточини) сприяють підвищенню проникності ущільнених порід та дозволять отримати вуглеводні. На сьогодні більшість досліджень у цій галузі стосуються визначень залежності розмірів червоточин від швидкості, часу та об'ємів КС. Основним завданням є дослідження впливу різних кислотних систем на якість КО [101]. Побудовано цілу низку математичних

моделей, що описують процес утворення червоточин на мікрорівнях. Та всі моделі лише частково за певних жорстких умов та спрощень описують такі процеси. Моделі адекватні лише ідеалізованих умов й у реальному пласті можуть не спрацювати. Особливо якщо оброблена зона має складну геологічну будову, подібну до більшості дрібних родовищ з складами запасів в ущільнених низькопроникних карбонатних колекторах.

Необхідно простежити відмінності у новостворених структурах (червоточинах) залежно від структурно-генетичного типу вапняку шляхом проведення експериментальних досліджень безпосередньо на початку КО. Обов'язкове проведення попередніх фільтраційних випробувань на природних кернах родовищ. Саме такі дослідження кернів вапняків різних структурно-генетичних типів із використанням сучасних технічних засобів – рентгенівського томографа та електронного мікроскопа – дозволять виявити можливості утворення червоточин та тріщин у досліджуваних породах, встановити їх характер, знайти шляхи до кращих результатів КО.

Застосування рентгенівського томографа, електронного мікроскопа та інших технічних засобів сприятиме візуальній оцінці впливу різних кислотних складів на структуру порового простору карбонатних колекторів різних типів, виявленню відмінностей у зміні порового простору різних структурно-генетичних типів вапняків при впливі на них спеціально підібраними кислотними композиціями. Розкриття механізму виникнення і поширення червоточин з урахуванням конкретного мінералогічного складу, типів вапняків допоможе науково-обгрунтовано підійти до вирішення поставленої задачі – здійснити процес первинного розкриття ущільнених карбонатних порід із виконанням кислотного гідророзриву.

Аналіз дозволить встановити різні співвідношення пор, каверн і тріщин у різних літологічних типах вапняків та визначити здатність породи пропускати чи не пропускати через себе флюїди, по-різному змінювати ємнісні властивості під дією різних кислотних композицій. Критерієм оцінки

успішності буде реально отриманий результат значень проникності керна до та після обробки кислотними складами експериментально і реально.

Під час планування експерименту слід враховувати, що щільні, практично непроникні, літокластові, строматолітові та пелітоморфні вапняки реагують мало чи й зовсім не вступають у реакцію з кислотою. Проте біокластово-зоогенні є найбільш проникними і добре реагують на кислотні системи. У разі практично непроникних карбонатів кислотні композиції можуть утворювати різні структури розчинення. Наприклад, взаємодія із простою соляною кислотою є дуже незначною, ледве помітні області розчинення і не проникає вглиб керна. Кислотні системи HCl з відхилювачами чи оцтовою кислотою матимуть невисоку реакційну здатності. Це дозволить досягти деякого просування кислотної суміші по керну в радіальному напрямку, сформувати канали. За рахунок розчиняючої дії кислотних складів формується мережа з обмеженого числа каналів розчинення, з багаторазовим збільшенням їх перерізу, що проникають на деяку відстань у глиб керна.

Червоточини, утворені кислотою в карбонаті, зазвичай приблизно від 2 до 5 мм в діаметрі. При радіальному потоці червоточини утворюють дендритний малюнок, як коріння дерева. Практична модель Гданського [67] для червоточини в карбонатах, показує, що практичні межі для ефективного проникнення кислотної суміщі варіюють приблизно від 30 до 150 см. Проникнення обмежене швидкістю введення та об'ємом. Максимальна дозволена швидкість залежить від проникності карбонатів. Радіальне проникнення настільки обмежене в низькопроникних карбонатах, що він є найкращим кандидатом з порід для проведення кислотного ГРП.

Правильно підібрана щвидкість закачування кислотної суміщі дозволить сформувати найбільш якісні домінантні червоточини у зразку, а потім і у породу. Чим глибше поширюватимуться канали розчинення, тим значніше збільшиться область дренування пласта, зросте дебіт свердловини в результаті обробки.

Отже, на успішність процесу КГРП мають вплив фільтраційні параметри пласта. Ведучу роль у виборі методу розкриття ущільненого карбонатного колектору відіграє геологічний склад відкладень та тип колектора. Тому початок планування КО повинен починатися не з підбору кислотних реагентів, а із досконалого вивчення, із використанням рентгенівського томографа та електронного мікроскопа, структурно-геологічних особливостей карбонатних пластів.

4.2. Вибір способу кислотної обробки в залежності від геологічних властивостей порід

Серед різних технологій заслуговує на увагу спосіб розробки покладів газу і нафти ущільнених карбонатних порід шляхом буріння горизонтальних свердловин з проведенням багатостадійного кислотного гідророзриву пласта за прикладом освоєння запасів сланцевої нафти США. Оскільки ущільнені карбонатні пласти ДДЗ мають відносно невеликі товщини 6-30 м та складну геологічну будову [2], застосування горизонтальних свердловин буде доцільним. Такі свердловини мають велику область дренування проти вертикальних свердловин. Це збільшить питомий видобуток вуглеводнів однією свердловиною, отже зменшить загальну кількість свердловин, із збереженням проектних показників.

Ще однією перевагою горизонтальних свердловин у порівнянні з вертикальними є можливість пов'язати кілька зон із підвищеними фільтраційно-ємнісними властивостями. Відомо, що пласти ДДЗ відрізняються різкою неоднорідністю цього показника [1-2]. Буріння таких свердловин може значно збільшити проектний коефіцієнт вилучення вуглеводнів. Зазвичай, проведення кислотної обробки таких пластів є більш ніж утричі ефективнішим за гідророзрив пласта. [102].

Враховуючи даний факт, а також технологічну простоту та високу ефективність від проведення правильно підібраної технології кислотної обробки продуктивних інтервалів [102], пропонується використовувати спрямовану кислотну обробку в горизонтальному стовбурі як основний метод впливу на продуктивні пласти ущільнених карбонатних порід. Високі результати можна досягти під час проведення КГРП, тобто. при спільному процесі, що передбачає гідророзрив пласта та безпосередньо кислотний вплив на карбонатну породу (рис.4.1)

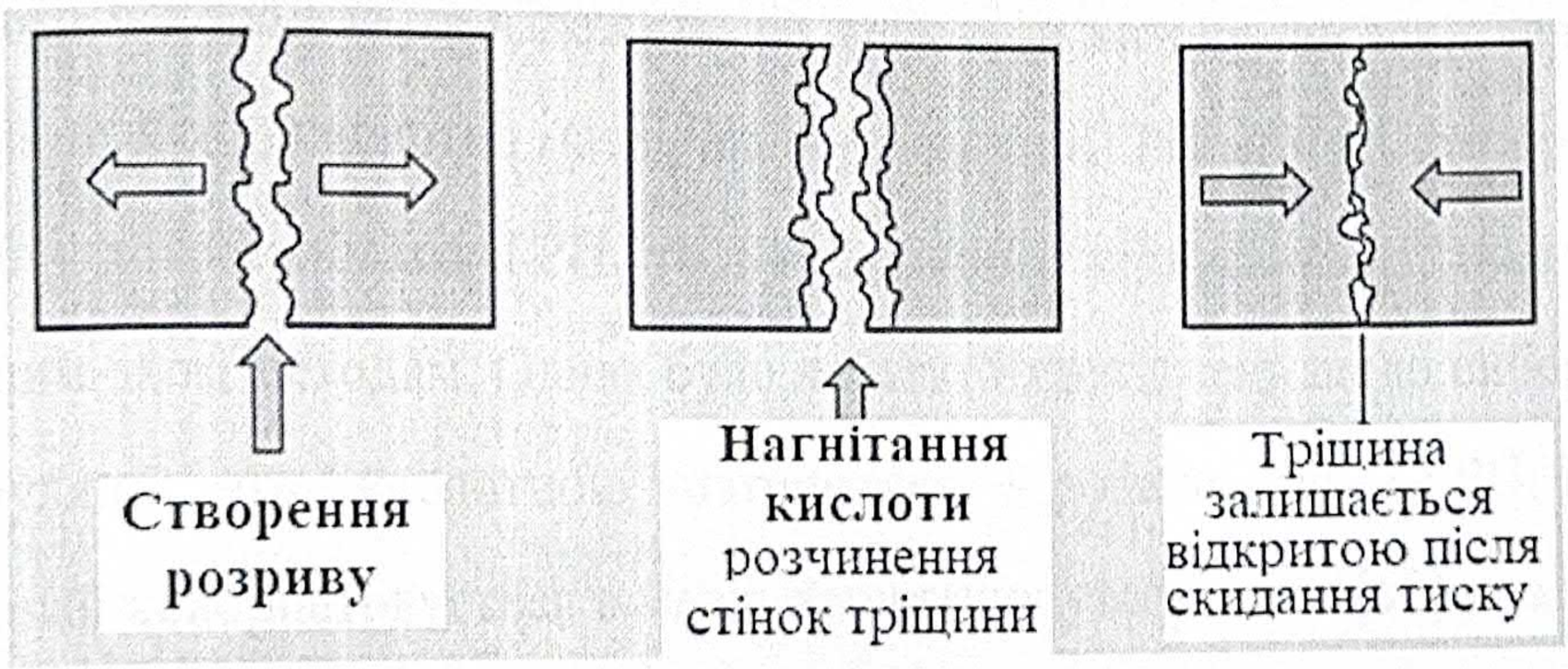


Рисунок 4.1 – Ілюстрація операції кислотного розриву пласта

КГРП виконується в карбонатних колекторах з *низькою проникністю* з метою збільшення їх провідності за рахунок утворення тріщин і збільшення глибини обробки простягання продуктивного пласта. КГРП, що відбувається при нагнітанні 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, щоб канали після дії кислоти залишалися відкритими. Після впливу кислоти тріщина розчинення карбонатної породи відбувається швидше в порівнянні з іншими мінералами, при змиканні тріщини нерозчинені карбонати створюють перешкоду до їх змикання. Порожнинний простір, що утворився, створює так звані «канали провідності тріщини», тим самим забезпечуючи приплив флюїдів до свердловини, у тому числі і високодебітної.

У м'яких карбонатах підтримання провідності тріщини, за рахунок новостворених каналів, може бути не досягнуто, так як при подальшій розробці може здійснюватися процес «схлопування» тріщини. Для таких колекторів, зазвичай, використовують КГРП з закріпленням тріщини пропантом [56]. Важливу роль у КС відіграють інгібітори корозії та добавки, функціонально спрямовані на зниження втрати кислоти через стінки тріщини, обґрунтування яких враховують мінімізацію вторинної кольматації у ПЗП. Безпосередній розмір тріщини визначається швидкістю реакції кислоти з породою та залежить від величини витоку кислоти через стінки тріщини. Якщо кислотна матрична обробка чи КГРП можуть дати результати подібні до результатів ГРП, то з практичних міркувань віддають перевагу першим двом методам. Однак було небагато досліджень щодо вибору методу стимуляції між кислотною матричною обробкою чи КГРП. Останній зазвичай використовується в менш проникних утвореннях [57] , коли пласт в карбонатних колекторах має проникність менше 20 мД.

Оптимальні експлуатаційні параметри кислотного розриву пласта залежать від властивостей колектора і потребують дослідження як експериментального , так і математичного. Для випадків, коли необхідні тривалі кислотні руйнування (низька проникність), потрібно обрати кислотні системи зі сповільненням. У випадку високої проникності використовувати прості кислоти. Експериментально доведено, що для проникності 0,01 мД емульгована кислота є хорошим варіантом, тоді як для проникності 0,1 мД рекомендується гелеві кислоти, а вище за 1 мД слід використовувати просту кислоту. Через меншу реакційну здатність оптимальна швидкість закачування для доломітів, загалом, набагато менша, ніж для вапняків і крейди.

М. Економідес у роботі [23] виділяє чотири принципово різні підходи до проектування кислотних обробок: проект «під копірку»; проект, складений за допомогою експертної системи; проект, складений за емпіричними правилами та кінетичними даними та розрахунками; та проекти, складені з

урахуванням механічних властивостей гірських порід. За проектами перших двох типів проводиться 98% всіх кислотних обробок. Проект «під копірку» повністю повторює раніше виконаний проект, запозичений із конкретної свердловини чи сусідньої із нею. В даний час розроблено ряд програмних продуктів, що дозволяють моделювати в основному гідравлічний розрив, у тому числі кислотний гідророзрив. Але не кожен продукт дозволяє змінювати коефіцієнти, отримані експериментальним шляхом, що негативно впливає на якість дизайну КО. Крім того, програмні продукти не враховують ризики первинної і вторинної кольматації, що виникають внаслідок несумісності закачаних реагентів. Як наслідок, зростає важливість математичних моделей, адаптованих до розрахунку оптимальних дизайнів КО свердловин.

Для аналізу і оптимізації розробки операцій кислотного розриву пласта, доцільно використати модель кислотного розриву представлену Al Jawad et al. (2018). Дана модель враховує тип кислотної системи, швидкість закачування та кількість першої КС-уповільнювача, яку слід використовувати для отримання максимально можливої продуктивності свердловини кислотного розриву. За допомогою моделі Murtada Al Jawad (2018) можна розраховувати індекс продуктивності, отриманий в результаті роботи кислотного розриву пласта. Модель простим способом моделює область дренування даної свердловини і є моделлю однієї свердловини. Блок-схема, що ілюструє запропонований метод розрахунку продуктивності кислотного розриву рисунок 4.2.

Аналітичне рівняння для оцінки теоретичного максимального безрозмірного індексу продуктивності, якого можна досягти при кислотному розриві пласта, використовуючи заданий об'єм кислоти для горизонтальних свердловин має вигляд [102]:

$$J_{DH,af} = \frac{2N_f}{\ln\left\{\dfrac{4aL\left[\dfrac{\pi}{C_{fD,opt}g(\lambda)} + \zeta_\infty(\lambda, I_x)\right]^2 e^{2s_c}}{N_f e^{\gamma} C_A(\lambda)\left[\dfrac{A}{C_{fD,opt}k_H}\left(\dfrac{\chi f_{Ae} V_A}{2(1-\phi)hN_f}\right)^B\right]^{\frac{2}{B+1}}}\right\}} \quad (4.1)$$

де $J_{D,H,af}$ – індекс продуктивності горизонтальної свердловини з кислотним розривом

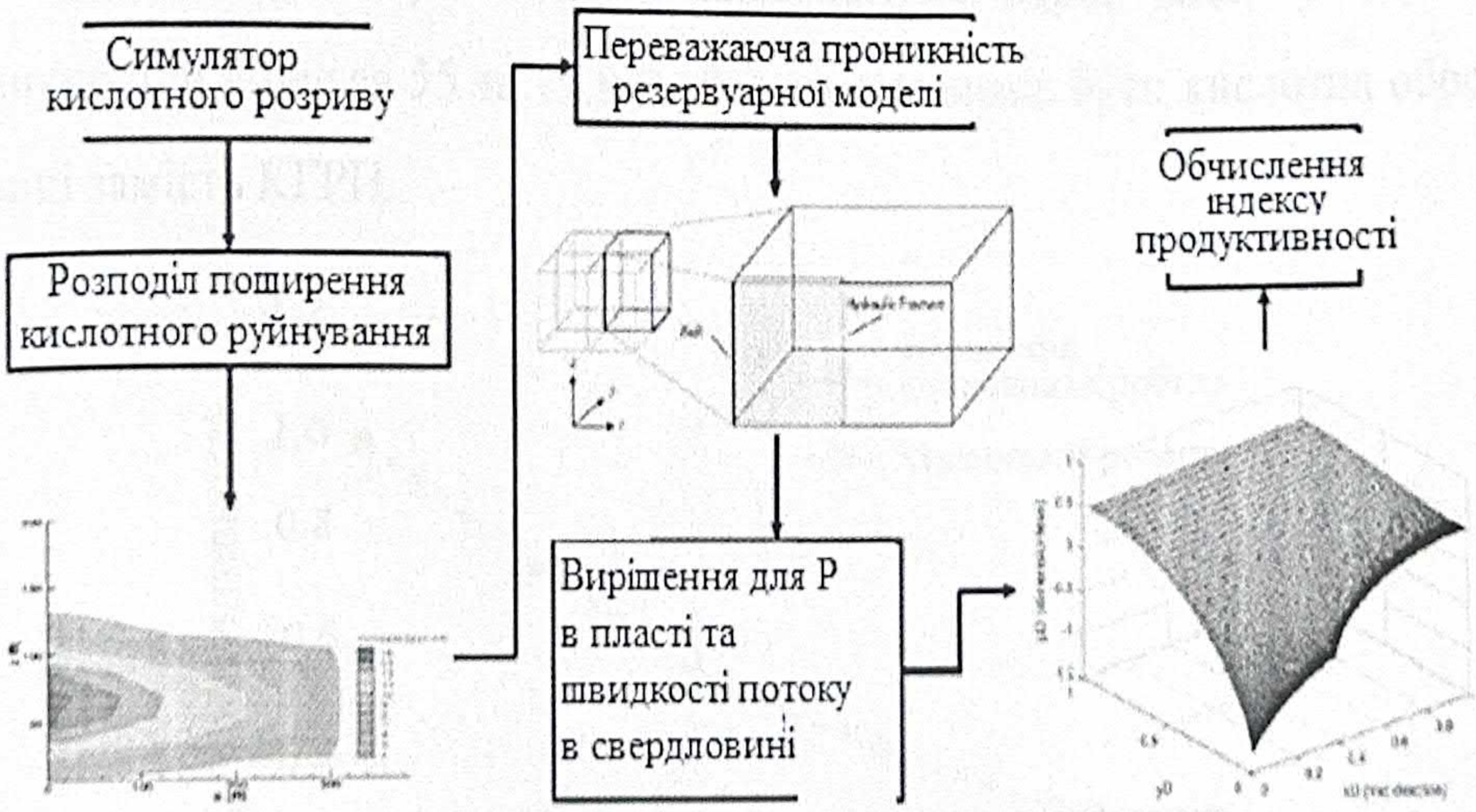
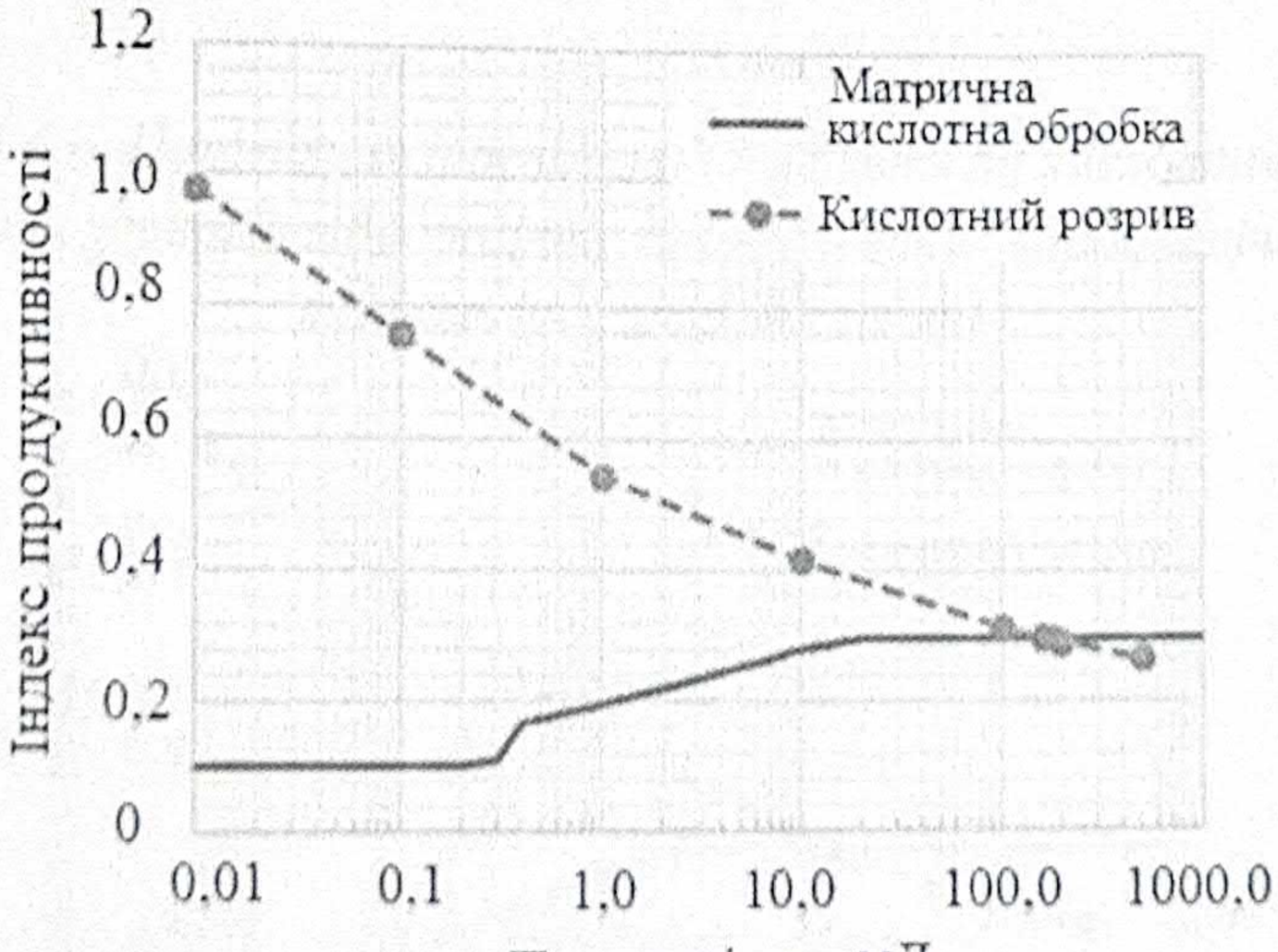


Рисунок 4.2 – Блок-схема моделі Murtada Al Jawad (2018), що ілюструє метод розрахунку продуктивності кислотного розриву

Звичайною промисловою практикою є використання кислотної обробки матриці, коли проникність пласта висока, і кислотного розриву пласта, коли проникність пласта низька. Завжди існує гранична проникність, вище якої індекс продуктивності, досягнутий за допомогою кислотної обробки матриці, є більшим за індекс продуктивності свердловини з кислотним гідророзривом.

Аналіз літератури показав, що не існує опублікованого наукового критерію, який би визначав величину граничної проникністї, що визначаї застосування кожної методики. Проаналізувавши індекси продуктивності кислотної обробки матриці та КГРП для ущільнених карбонатних порід побудовано графічні залежності індексів продуктивності кислотної обробки від початкової проникності порід та глибини їх залягання (рис.4.3 – 4.5).

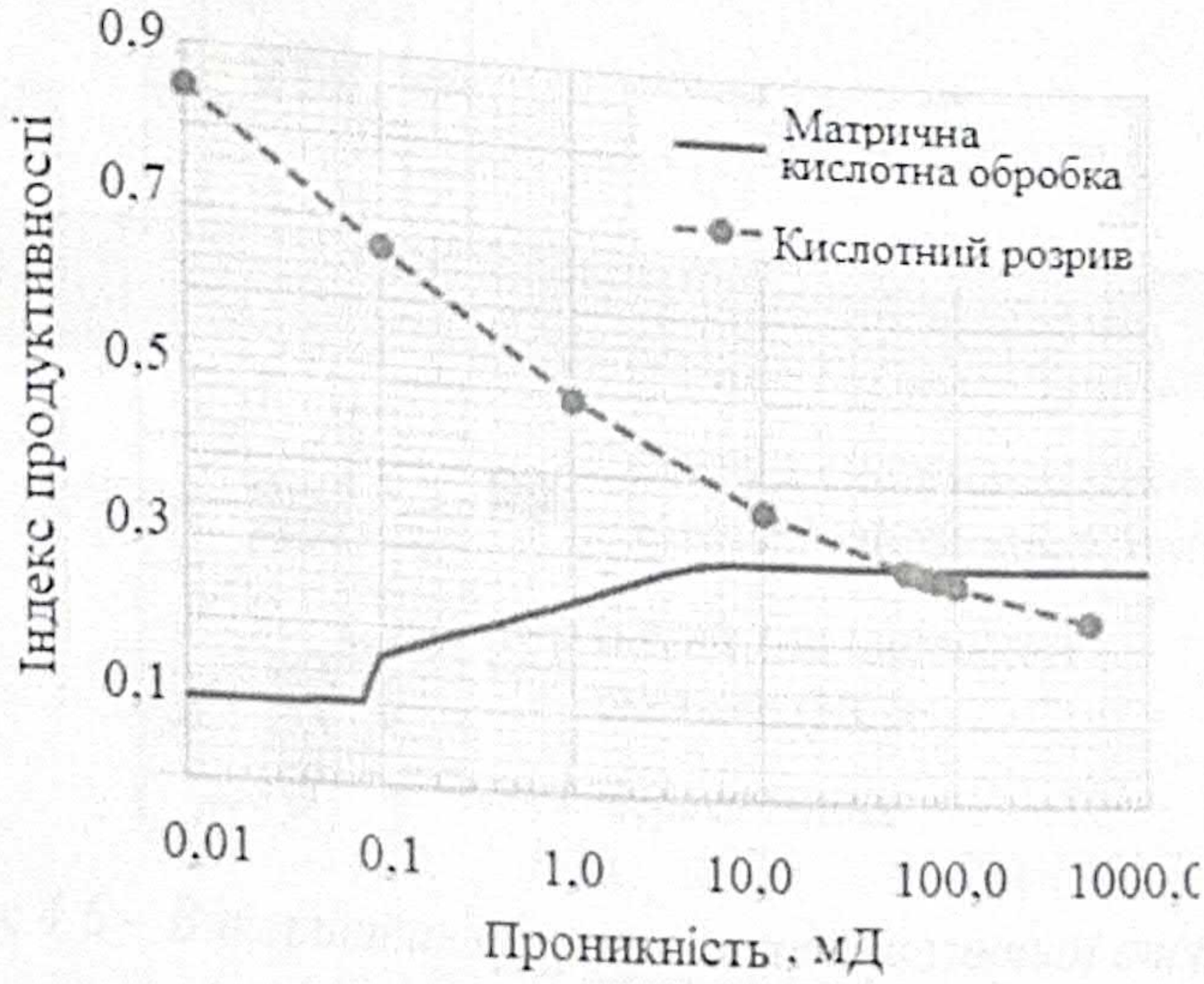
Як і очікувалося, безрозмірний індекс продуктивності КГРП зменшується зі збільшенням проникності. Якщо проникність занадто мала, кислотна обробка матриці неефективна. Максимальний безрозмірний індекс продуктивності для кислотної обробки матриці становить близько 0,3 і відповідає проникності 6 мД і вище. Для малої глибини (від 2 км) гранична проникність складе160 мД, для середньої становить 55 мД, для великих глибин (6-7 км) – 15 мД. Для середньої та великої глибин, що відповідає глибинам залягання ущільнених карбонатних порід ДДЗ, у випадках проникностей вище за 55 та 15 мД ефективною може бути кислотна обробка матриці замість КГРП.



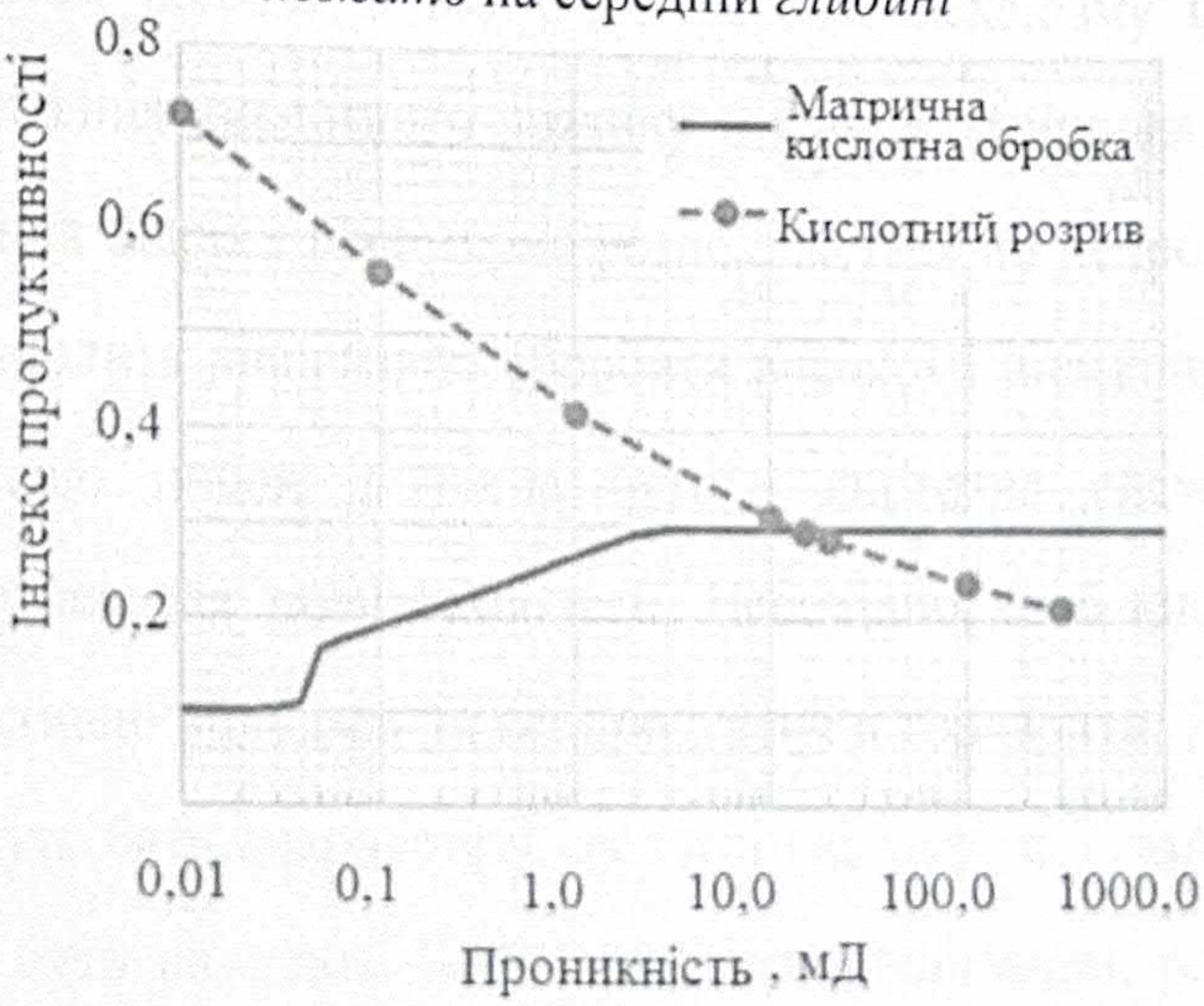
Рисунки 4.3 – Порівняння індексів продуктивності кислотної обробки матриці та кислотного гідророзриву для ущільнених карбонатних порід, що лежать на малій глибині

Суть багатостадійної технології із застосуванням уповільнюючих кислотних систем полягає в тому, що КС, завдяки механізму уповільнення та високих температур і тисків, блокує швидку хімічну реакцію кислоти з породою і дозволяє дифундувати їй углиб породи, не реагуючи лише на поверхні. Наступна частина кислотної системи буде іншою, наприклад, складатиметься лище з чистої соляної кислоти. Кислота легше буде проникати у вже створені першою КС неглибокі канали на поверхні зразка

породи і рівномірно розподіляється по непроникних раніше зонах. Це дозволить рівномірно обробити низькопроникні зразки (рис.4.6).



Рисунки 4.4 – Порівняння індексів продуктивності кислотної обробки матриці та кислотного гідророзриву для ущільнених карбонатних порід, що лежать на середній *глибині*



Рисунки 4.5 – Порівняння індексів продуктивності кислотної обробки матриці та кислотного гідророзриву для ущільнених карбонатних порід, що лежать на великій глибині

Для продуктивних горизонтів, що значно відрізняються за проникністю, стандартний метод КО не впливає на низькопроникні пропластки. Тому для таких варіантів слід застосовувати багатостадійну технологію КО. Така технологія дозволить рівномірно обробити високо- і низькопроникні ділянки пласта.

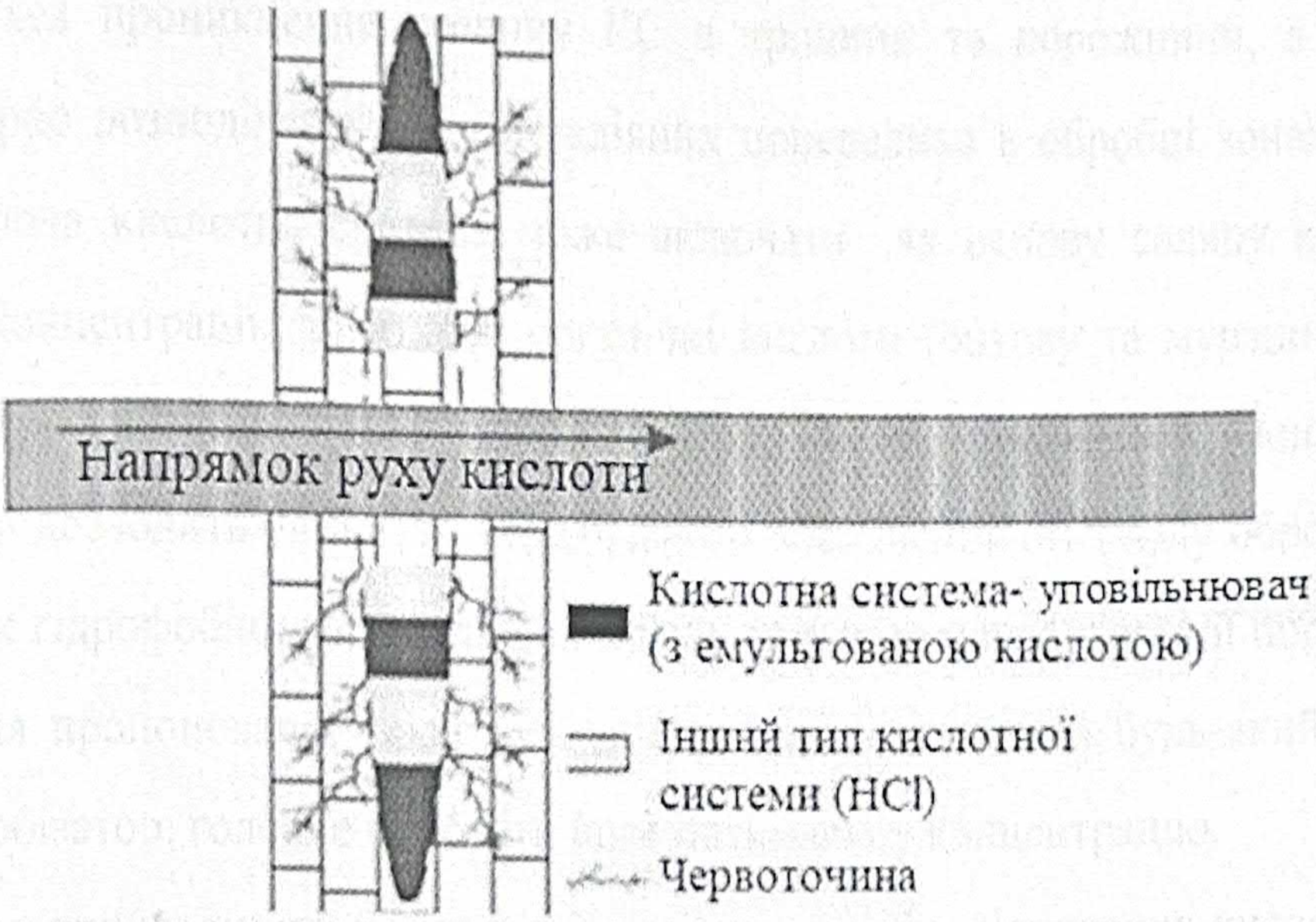


Рисунок 4.6 – Використання пропонованої кислотної системи з емульгованою кислотою

Суть багатостадійної технології із застосуванням самовідхилюючих кислотних систем полягає в тому, що завдяки механізму відхилення КС блокує проникнення кислотного розчину в існуючі тріщини та порожнини високопроникних шарів і рівномірно розподіляється по непроникних раніше зонах. Це дозволить рівномірно обробити високо- і низькопроникні зразки одночасно. Дещо іншою повинна бути і кислотна система, що буде використовуватися для такої технології. Необхідно, щоб кислотна система однаково ефективно впливала на всі продуктивні горизонти. Для досягнення цієї мети можуть бути використані кислотні системи, що самовідхиляються. Вони можуть бути на основі ПАР з полімером-зшивачем, різних полімерів або гелів, але не погіршувати колекторських властивостей пласта після проведеної багатостадійної КО.

В якості компонента КС може бути використана емульгована кислота, яка за допомогою високої в'язкості підвищує охоплення оброблюваних зон і збільшує досяжну глибину червоточин, що утворюються, через знижену швидкість реакції з породою. Емульгована кислота завдяки своїй високій в'язкості блокує порожнини, тріщини та червоточини та виконуватиме функцію хімічного пакера. Завдяки такому механізму самовідхилення

блокується проникнення розчину КС в тріщини та порожнини, а також рівномірно розподіляється по незадіяних попередньо в обробці зонах. Така відхиляюча кислотна система може включати як основу соляну кислоту різної концентрації, додатково органічні кислоти (оцтову та мурашину) та ПАР-гідрофобізатор. ПАР-гідрофобізатор після проведення кислотної обробки дозволить уникнути передчасного обводнення інтервалу обробки за рахунок гідрофобної молекулярної плівки між поверхнею гірської породи та КС. Для пропонованої технології можна використовувати будь-який ПАР-гідрофобізатор, головне підібрати його оптимальну концентрацію.

Для прикладу, на рисунку 4.7 показано процес відхилення кислоти від пропластка з високою проникністю до горизонту з нижчою проникністю. Багатостадійна КО виглядає наступним чином: введення КС як першої частини - блокування порожнин, тріщин, а друга частина може бути HCl чи HCl + сповільнювач (для карбонатних колекторів) як активної частини. Це дозволяє кислотному складу розподілятися по необроблених зонах і створювати нові червоточини.

Така багатостадійна технологія дозволить відхилення основної реагуючої частини, що дозволить рівномірно обробити високо- і низькопроникні пропластки.

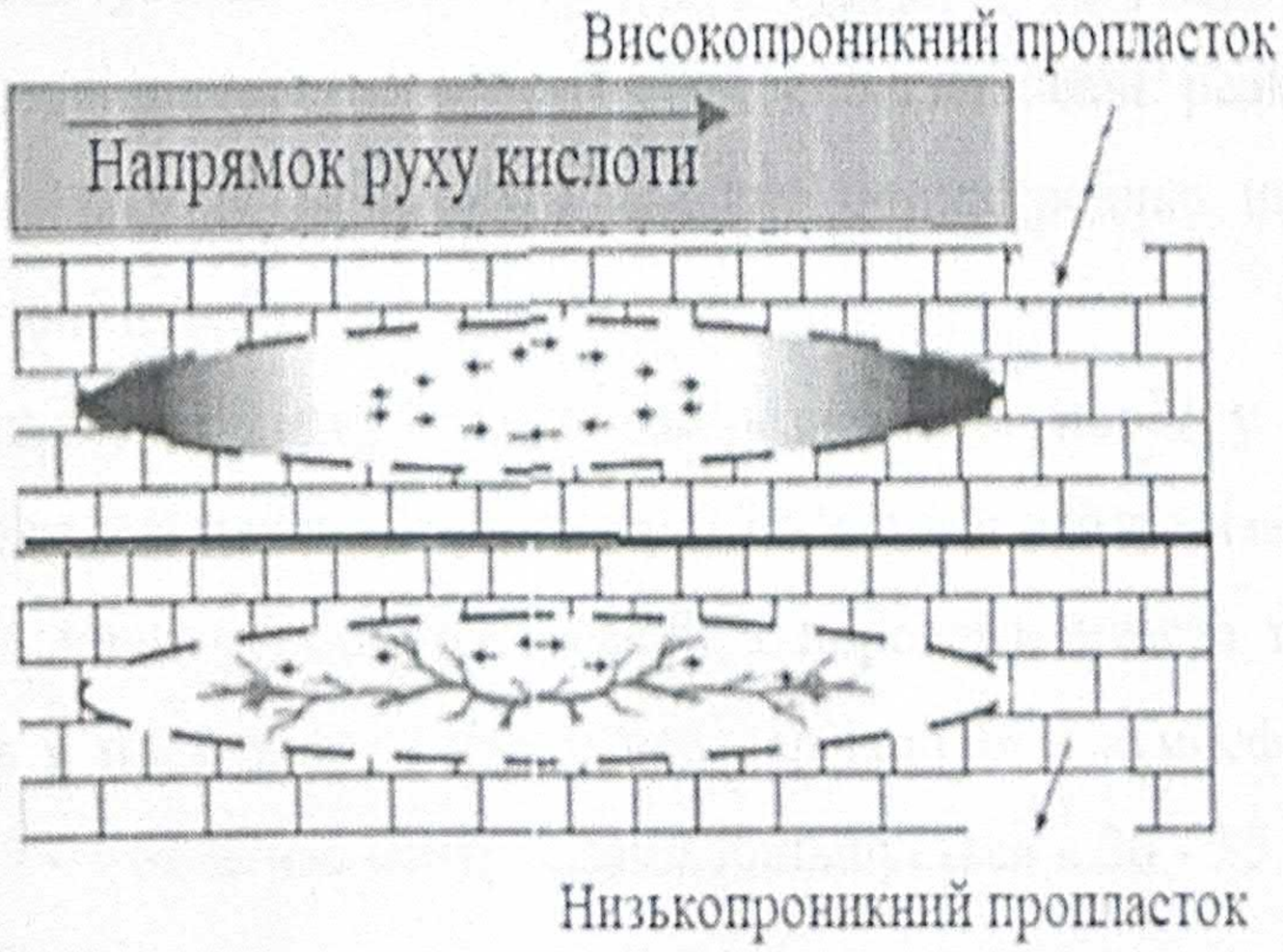


Рисунок 4.7 – Процесс відхилення другої частини КС

4.3. Вибір складу кислотної системи для кислотної обробки

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 у пласті виділяє кислоту, що реагує з кольматантом або породою пласта колектора.

Оскільки карбонатні колектори за хімічною природою є солями вугільної кислоти, які добре розчиняються в кислотах, то основним методом стимуляції свердловин у карбонатних колекторах є кислотний вплив. Базовим реагентом, який використовується для відновлення або підвищення проникності привибійної зони свердловин у карбонатних колекторах, є соляна кислота (HCl), також використовуються оцтова кислота (CH_3COOH), аміносульфонова кислота (NH_2SO_3H).

Глибина проникнення кислотного розчину у пласт і ефективність КРП загалом, залежить від пластових температури і тиску, концентрації кислотного розчину і хімічного складу порід, і навіть від обсягу кислотного розчину і швидкості закачування їх у пласт. При збільшенні температури вище 20 ° С основна маса вапняку розчиняється відразу протягом 5 - 20 хв. Отже, при обробці високотемпературних свердловин з метою забезпечення введення кислотного розчину глибоко в пласт необхідно підвищувати швидкість закачування кислоти або проводити попереднє охолодження вибою свердловини, застосовувати різні сповільнювачі реакції кислоти з породами пласта або отримувати кислоту безпосередньо на вибої або в привибійної зоні пласта.

З підвищенням тиску швидкість розчинення порід у кислоті дуже сповільнюється. Наприклад, при тиску 0,7 МПа час нейтралізації кислотного розчину 15% концентрації при реакції з породами пласта в 6 - 10 разів збільшується в порівнянні з часом нейтралізації їх у атмосферних умовах; при тиску 0,7 - 1 МПа час нейтралізації збільшується в 30 - 35 разів, а при 2 - 6 МПа – у 70 разів.

На основі лабораторних дослідів та практики встановлено, що для обробки свердловин необхідно застосовувати 10-15% розчини соляної

кислоти. Застосування кислотного розчину більшої концентрації викликає інтенсивну корозію труб та обладнання і може призвести до часткового розчинення гіпсу, що випадає в осад. Однак з появою ефективних інгібіторів корозії, спеціального високопродуктивного обладнання з гарним протикислотним захистом, а також можливості швидкого видалення продуктів реакції з привибійних зон пластів можна використовувати кислотні розчини вищої концентрації (25 - 28%).

Залежно від карбонатності порід, їхньої проникності та температури на 1 м товщини пласта беруть наближено 0,4 - 1,6 м3 кислотного розчину. Метою подальших досліджень став підбір основи кислотного складу за умов глибокого залягання ущільнених карбонатних пластів. Базові складові робочого агента вибираються виходячи з мінерального складу інтервалу, на який планується впливати з метою відновлення та покращення фільтраційно-ємнісних властивостей. Для полегшення даного процесу, у таблиці 1 розглянуто часто застосовувані кислоти та їх можливі реакції з мінералами, що містяться у складі карбонатних порід. Як видно з табл. 4.1, як основу кислотного складу можна використовувати соляну, азотну та оцтову кислоти.

Таблиця 4.1 – Реакції поширених кислот з мінералами, що містяться у складі карбонатних порід

Мінерал --- Кислота	Пірит FeS_2	Кальцит $CaCO_3$	Доломіт $CaMg(CO_3)_2$	Каолініт $Al_2Si_2O_5(OH)_4$	Кварц SiO_2
Реакція з HCl	+	+	+	+-	–
Реакція з HF	+	+-	+	+	+
Примітка		$\downarrow CaF_2$			
Реакція з HNO_3	+	+	+	–	–
Реакція з H_3PO_4	+-	+-	+-	–	–
Примітка	$\downarrow FeHPO_4$	$\downarrow CaHPO_4$	$\downarrow CaHPO_4$ $\downarrow MgHPO_4$		
Реакція з NH_2HSO_3	–	+	+	–	–
Реакція з CH_3COOH	+	+	+	–	–
Реакція з$C_6H_8O_7$	+	+	+	–	–

Ці кислоти при реакції з мінералами не викликають утворення осадів, які можуть повністю закольматувати фільтраційні низькопроникні канали. Хлористий кальцій і хлористий магній, що утворюються в результаті реакції, добре розчиняються у воді. Вуглекислий газ також легко видаляється зі свердловини, або при відповідному тиску (понад 7,6 МПа) розчиняється в тій самій воді. Використання сульфамінової кислоти NH_2HSO_3 не бажано, тому що при підвищених температурах протікає інтенсивний гідроліз, в результаті якого відбувається накопичення іонів у кислотному складі.

Розгляд та аналіз розчинних властивостей азотної та соляної кислот показав, що вони значно перевищують даний показник у оцтової та лимонної у всіх аналізованих концентраціях [102]. Оптимальна концентрація HCl та HNO3 дорівнює 8%. Використання більш високих концентрацій не призводить до значного підвищення здатності розчиняючої кислоти і збільшує корозійну активність (рис. 4.8.).

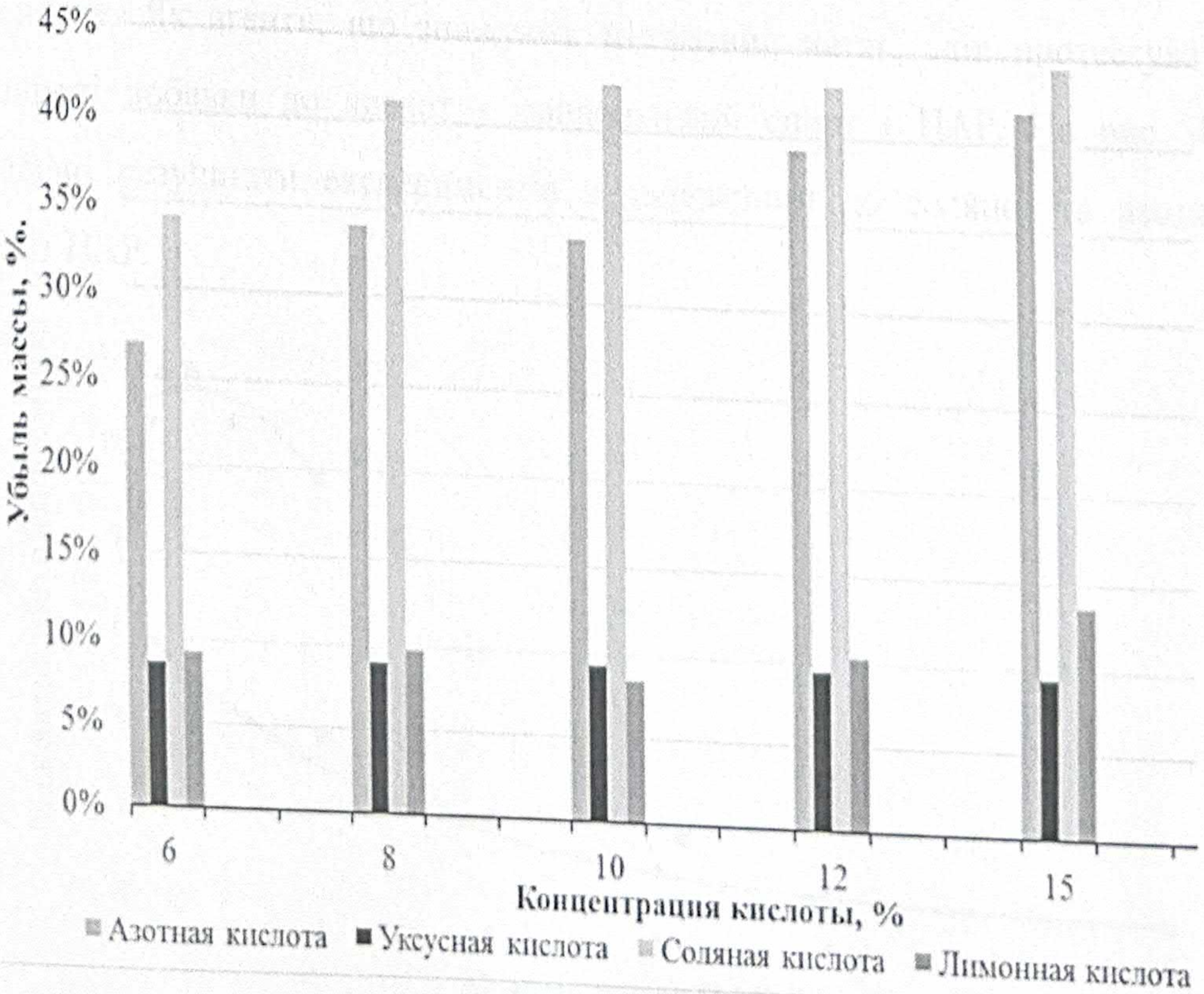


Рисунок 4.8 – Результати розчинення різних порід ущільненої карбонатної породи кислотами різних концентрацій

Однією зі значних великих переваг азотної кислоти є відсутність вторинних осадів, проте вона має нижчу реакційну здатність з карбонатами [5], а також більшу корозійну активність порівняно з HCl. Ще одним недоліком азотної кислоти є окиснення нафти, аж до коксування.

Для обробки свердловин зазвичай готується 10-15% розчин соляної кислоти, так як при більшому її вмісті нейтралізований розчин виходить дуже в'язким, що ускладнює його вихід з пор пласта. Однак, для низькотемпературних доломітових відкладень концентрація соляної кислоти може бути збільшена до 20-24%. Доломіти вимагають більшої питомої витрати кислоти, і швидкість розчинення їх істотно нижче, ніж у вапняків.

Кислотний склад повинен мати хорошу проникаючу здатність, а також знижену реакційну здатність для полегшення процесу закачування кислоти і проникнення вглиб пласта. Тому, наступним кроком досліджень необхідно вивчити міжфазний натяг на межі кислота-флюїд з добавкою до кислоти ПАР та спирту. Як агенти, що знижують міжфазний натяг, слід протестувати поширені добавки до кислот - ізопропіловий спирт і ПАР. На рис. 4.9 наведено результати експериментів з додаванням до соляної та азотної кислот ПАР.

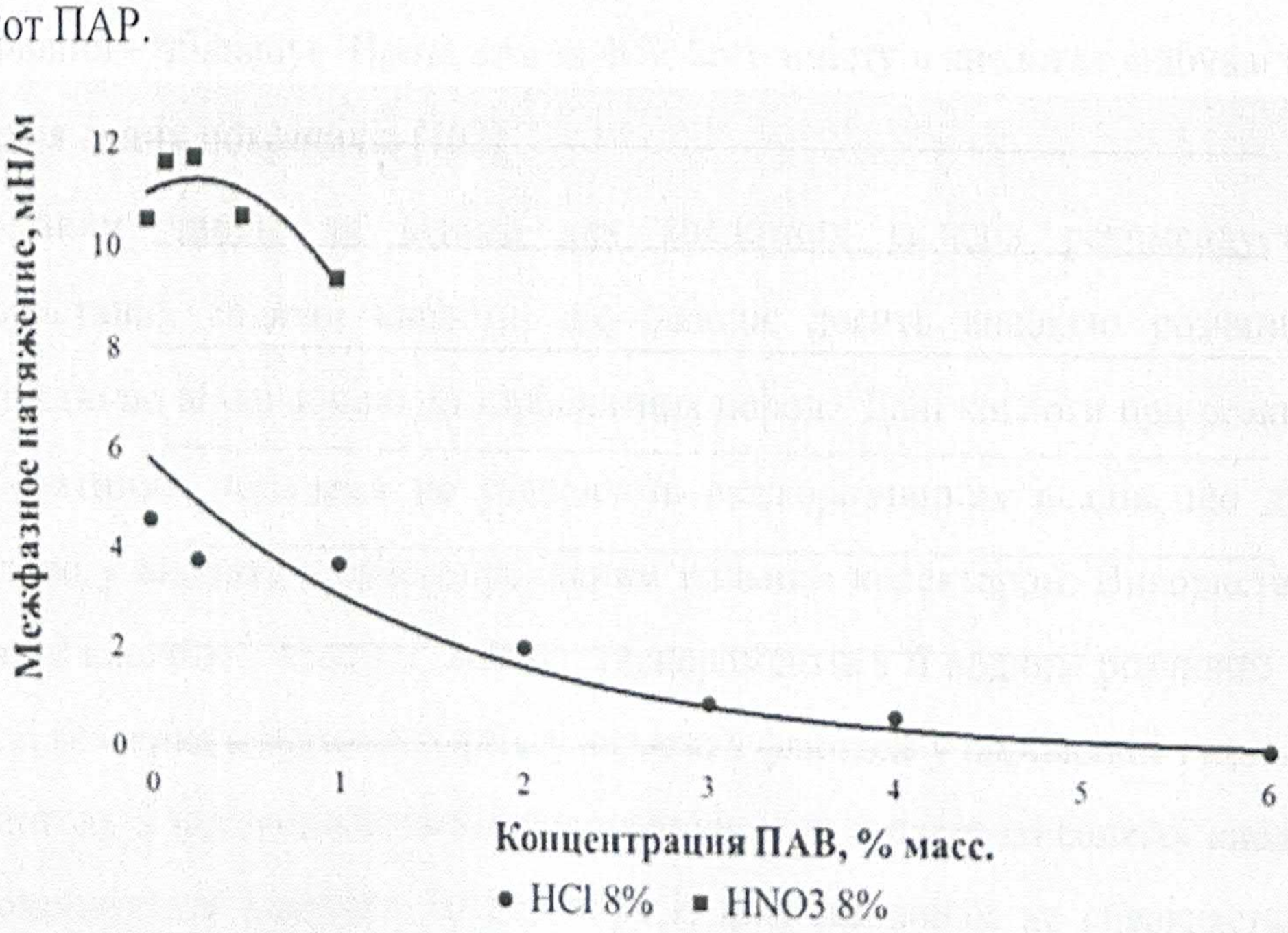


Рисунок 4.9 – Результати вимірювання міжфазного натягу на межі кислота-флюїд з добавкою ПАР [102]

Як видно з графіка, додавання ПАР до соляної кислоти значно зменшує міжфазний натяг на межі кислота – флюїд. Щодо азотної кислоти даний ПАР у досліджуваних концентраціях помітного результату не дав. При додаванні ізопропілового спирту результат виявляється зовсім іншим (рис. 4.10).

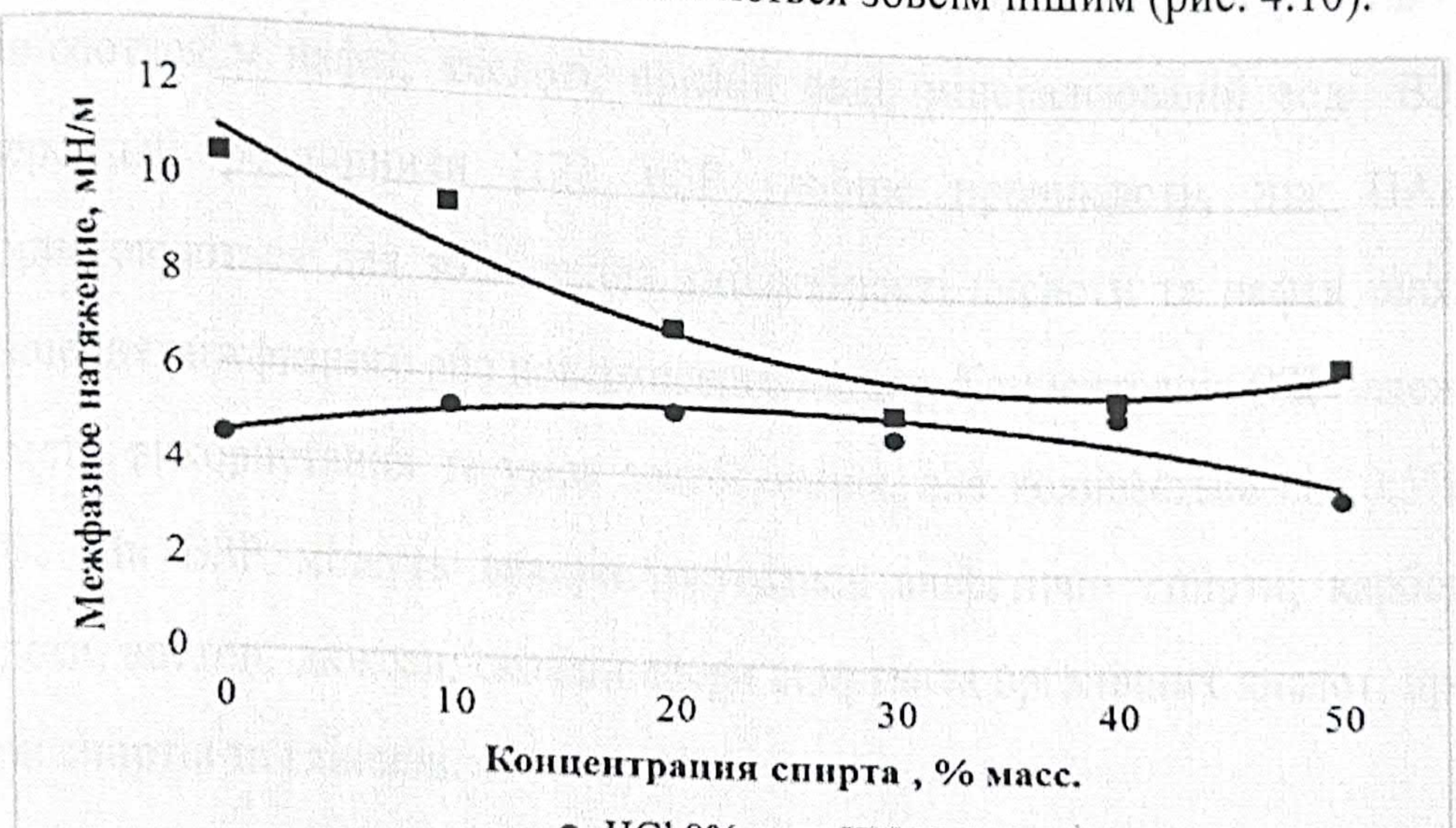


Рисунок 4.10 – Результати вимірювання міжфазного натягу на межі кислота-флюїд з додаванням ізопропілового спирту[102]

Ізопропіловий спирт у концентраціях до 30 мас.% при додаванні до азотної кислоти знижує міжфазний натяг на межі з фдюїдом, а при додаванні до соляної – збільшує. Проте вже за 40% його вмісту в кислотах відбувається інверсія даних показників [102].

Таким чином як основа для кислотних складів рекомендується використання соляної кислоти, що володіє досить високою розчинною здатністю по відношенню до карбонатних пород. Дані кислоти при реакції з карбонатними породами не утворюють важкорозчинних осадів, що дуже важливо у випадку з низькопроникним щільним колектором. Використання соляної кислоти є кращим. Аналіз експериментів з її водним розчином має нижчі значення міжфазного натягу на межі з флюїдом у порівнянні з азотною кислотою. З метою полегшеної доставки кислоти в пласт до соляної кислоти рекомендується додавати ПАР. Спирт із цим завданням не справляється і навіть навпаки збільшуватиме опір при закачуванні кислотного складу. Кількість ПАР залежить від мети їх застосування. ПАР, що

використовуються для зниження фазового натягу чи гідрофілізації зазвичай застосовують у кількості від 0,2% до 0,5%. Інші цілі застосування вимагають великих концентрацій.

Взаємні розчинники (ВЗР) – група полярних неелектролітів, які розчиняються у нафті, кислоті, прісній воді, мінералізованій воді. ВЗР – універсальні розчинники [12]. ВЗР глибше проникають, ніж ПАР, і використовуються для збільшення змішуваності кислоти та нафти шляхом зменшення міжфазного або поверхневого натягу. Концентрація ВЗР залежить від мети використання та умов застосування, але коливається від 0,5% до 35,0%. Як ВЗР можуть використовуватися аліфатичні спирти, карбонові кислоти, ацетон, діоксан, складні ефіри спиртів та органічних кислот, прості ефіри спиртів та гліколів.

У зарубіжній практиці нафтогазовидобутку перевагу віддають розчинникам саме класу ВЗР, при цьому переслідують їх диференційовану дію в ПЗ пласта. Зокрема, з метою зниження капілярних ефектів переважно поєднання ВЗР з ПАР [102]. Переважна більшість методів стимуляції карбонатних колекторів заснована на створенні високопровідних каналів [12, 20, 23, 57, 65-69]. Залежно від типу обробки та структури порового простору це можуть бути як тріщини, так і червоточини.

Для умов утворення довгої тріщини при закачуванні КС може мати значні витоки через стінки тріщини, внаслідок чого глибина проникнення КС в тріщину знижується. Відмічено, що довжина тріщини залежить від температури пласта. Причому зниження температури низькопроникного пласта призводить до збільшення її довжини. Саме для цілей використовують добавки при проведенні КГРП, що знижують витоки рідини через «стінки тріщини». Для вирішення проблем, пов'язаних із занадто швидкою витратою активної частини кислотних композицій, пропонується використання так званих сповільнювачів. Фізико-хімічний склад уповільнювачів визначає принцип їх впливу на процес реакції кислоти з породою, який пов'язаний зі зміною в'язкості гідравлічної системи, що утворюється, або зі скороченням

доступності поверхні мінерального скелета колектора для активної кислоти. Додавання в робочий розчин кислоти ПАР та емульгаторів істотно підвищує ефективність його впливу.

Оцтова кислота CH_3COOH у кількості до 4-5% уповільнює темп нейтралізації кислотного розчину карбонатними породами чи включеннями.

Це забезпечує глибше використання активного, тобто. не до кінця прореагував, розчину. Оцтова кислота також запобігає випаданню осаду гідратів окису заліза. Одночасно оцтова кислота діє як основний робочий агент, хоча розчиняє породу меншою мірою, ніж соляна кислота.

Крім того, для уповільнення реакції породи з кислотою використовують замість чистої HCl реагенти, що генерують кислоти в пласті (солі азотної та фосфорної кислот, складні ефіри органічних кислот), а також реагенти некислотного типу (хелати) – N,N-біс-(карбоксиметил)- L-глутамінова кислота та її солі, етилендіамінтетраоцтова кислота (ЕДТА), оксиетілідендифосфонова кислота (ОЕДФ), нітрилотриметилфосфонова кислота (НТФ), розчиняючі карбонатну породу за високих температур [63, 64]. Використання реагентів-відхилень вирівнює прийомність окремих інтервалів шарувато-неоднорідного пласта.

Розглянемо найвідоміші модифікатори, що застосовуються в кислотних складах для різних цілей. Так, інгібітори кислотної корозії (ІКК) використовуються зниження корозії свердловинного обладнання кислотою. Вони адсорбуються на поверхні труб, утворюючи захисну плівку, що зменшує швидкість дії кислоти на сталь. Кислотна корозія посилюється зі збільшенням температури, при цьому зменшується здатність інгібіторів адсорбуватися на сталі. Використання спільно двох інгібіторів має синергетичний ефект на зменшення корозії. Головні фактори, що впливають на корозію, – це природа самої сталі, тип кислоти, її концентрація, перемішування, температура, тиск, розчинність ІКК та його концентрація, відношення площі металу до обсягу кислоти, час контакту, наявність синергетичного ефекту при інгібуванні, вплив інших добавок.

До ІКК пред'являються такі вимоги [97]: високі захисні властивості при підвищених швидкостях руху кислоти, температурах у присутності іонів деполяризаторів Fe3+; стійкість до коагуляції, осадження за наявності іонів заліза; здатність не випадати в осад після нейтралізації кислоти; технологічність; здатність запобігати корозійно-механічному руйнуванню; екологічна чистота (інгібітор не повинен забруднювати довкілля).

В даний час більшість інгібіторів корозії, що використовуються при КО свердловин, є сумішшю четвертинних амонійних сполук і ацетиленових спиртів [98]. Наступні модифікатори є стабілізаторами заліза, тобто. це речовини, необхідні для утримання в розчиненому стані деяких продуктів реакції та сполук заліза, що утворюються в ході розчинення як що містяться у породі сполук, і привнесених ззовні. Як стабілізатори заліза можуть бути використаними оцтова, лимонна кислоти (1,0–3,0 % мас. від вмісту основної речовини), що підтримують залишкову кислотність у розчині, або хелатуючі агенти [99]: нітрилтріоцтова кислота (НТУ, комплексон I, Трилон А, H3NTA), ОЕДФ, етилендіамінтетраоцтова кислота (ЕДТА, комплексон II, H4EDTA) або її натрієві солі, наприклад динатрієва сіль ЕДТА (Трилон Б, комплексон III, Na2H2EDTA), нітрилотриметилфосфонова кислота (НТФ, H6NTPH), N,N-біс-(карбоксиметил)-L-глутамінова кислота (H4GLDA).

Подальші дослідження повинні бути спрямовані на вибір та уточнення складових кислотного складу для непростих умов залягання ущільнених низькопроникних карбонатних порід. Добавки повинні забезпечити: гарний контакт кислоти з породою за рахунок часткового очищення породи від важких фракцій вуглеводнів; допустимий рівень корозії по відношенню до підземного обладнання свердловини; відносно низьку швидкість розчинення порід за високих пластових температур, характерних ущільненим низькопроникним карбонатним породам ДДЗ. Надання вищеописаних властивостей кислотного складу, адаптованого до конкретних умов, дозволить проводити обробки привибійної зони пласта з невисокими економічними ризиками, на відміну від дорогої технології ГРП.

Отже, для підбору ефективних кислотних систем для проведення КО ущільнених високотемпературних карбонатних колекторів слід дотримуватися наступного алгоритму (рис. 4.11).

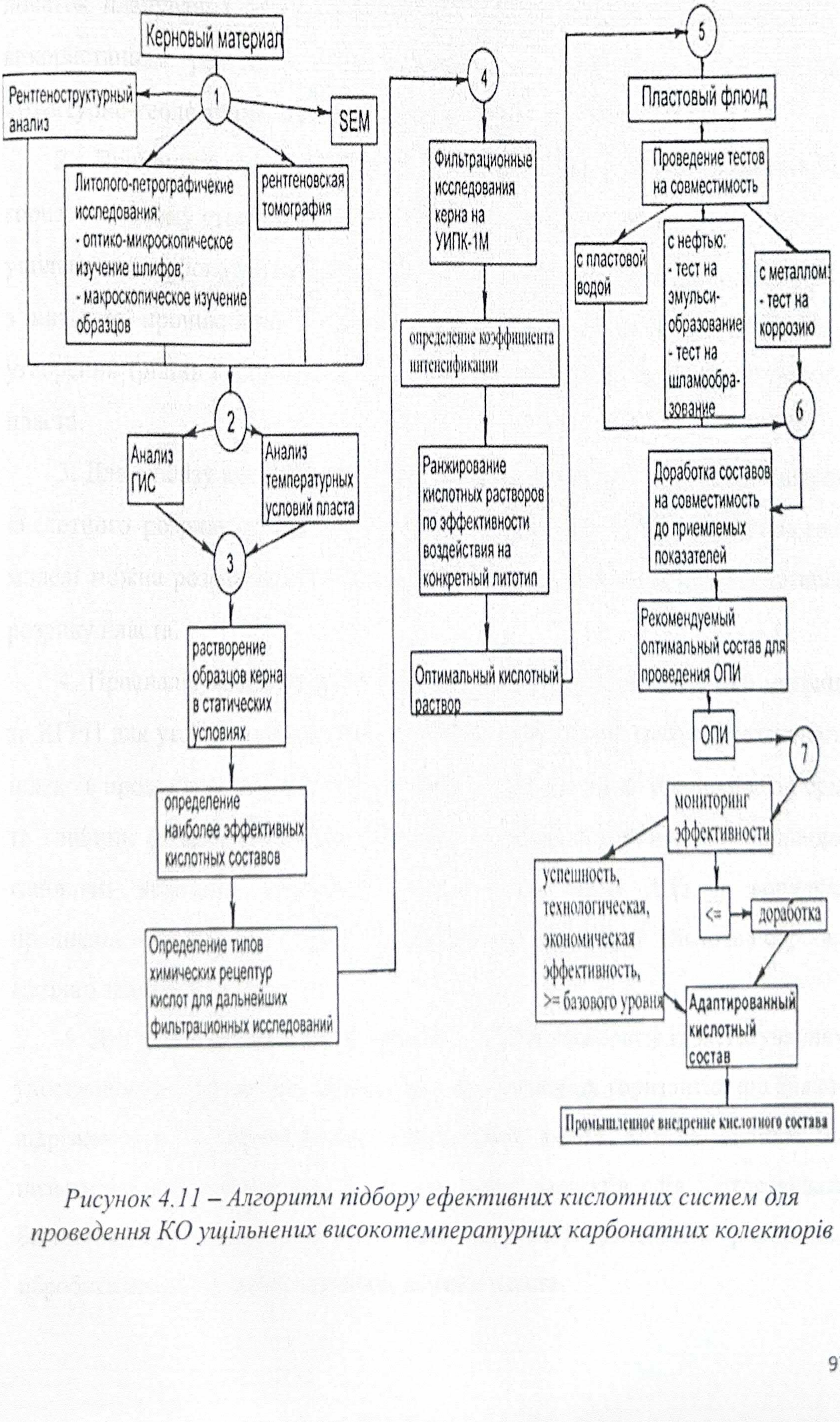


Рисунок 4.11 – Алгоритм підбору ефективних кислотних систем для проведення КО ущільнених високотемпературних карбонатних колекторів

4.4. Висновки за розділом IV

1. Ведучу роль у виборі методу розкриття ущільненого карбонатного колектору відіграє геологічний склад відкладень та тип колектора. Тому початок планування КО повинен починатися із досконалого вивчення, із використанням рентгенівського томографа та електронного мікроскопа, структурно-геологічних особливостей карбонатних пластів.

2. Пропонується використовувати спрямовану кислотну обробку в горизонтальному стовбурі як основний метод впливу на продуктивні пласти ущільнених карбонатних порід. КГРП виконується в карбонатних колекторах з низькою проникністю з метою збільшення їх провідності за рахунок утворення тріщин і збільшення глибини обробки простягання продуктивного пласта.

3. Для аналізу кислотного розриву пласта, доцільно використати модель кислотного розриву представлену Murtada Al Jawad (2018). За допомогою моделі можна розраховувати індекс продуктивності виконаного кислотного розриву пласта.

4. Проаналізувавши індекси продуктивності кислотної обробки матриці та КГРП для ущільнених карбонатних порід побудовано графічні залежності індексів продуктивності кислотної обробки від початкової проникності порід та глибини їх залягання. Для середньої та великої глибин, що відповідає глибинам залягання ущільнених карбонатних порід ДДЗ, у випадках проникностей вище за 55 та 15 мД ефективною може бути кислотна обробка матриці замість КГРП.

5. Для КГРП рекомендується багатостадійна технологія із застосуванням уповільнюючих кислотних систем. Для продуктивних горизонтів, що значно відрізняються за проникністю, стандартний метод КО не впливає на низькопроникні пропластки. Тому для таких варіантів слід застосовувати багатостадійну технологію КО. Така технологія дозволить рівномірно обробити високо- і низькопроникні ділянки пласта.

6. Соляна кислота має високу швидкість реакції з карбонатною породою особливо у разі високої пластової температури. Для підвищення ефективності КО високотемпературних колекторів, необхідно застосувати реагенти уповільненої дії, які забезпечують необхідну глибину впливу. Ефективність КО визначається формуванням домінантних червоточин у процесі обробки. Червоточини формуються лише в умовах деякої рівноваги між швидкістю хімічної реакції та швидкістю перебігу (Da ≈ 0,29) [81, 82, 150–152, 198, 199]. На ущільнених карбонатних порід ДДЗ рівновага зміщена у бік швидкості реакції через високу пластову температуру

7. Запропоновано кілька КС. Швидкість взаємодії КС з породою сповільнюється: КС1 – соляна кислота уповільнюється ПАР; КС2 – сповільнення взаємодії досягається добавкою оцтової кислоти та ПАР; КС3 – використанням оцтової кислоти з добавкою ПАР та сополімерів оксидів етилену та пропілену в органічному розчиннику; КС4 – застосуванням хелатної сполуки - глутамінової, N, N-діоцтової кислоти. Для проникності 0,01 мД потрібно використати емульговану кислоту, для проникності 0,1 мД рекомендуються желеподібні кислоти, а вище за 1 мД слід використовувати чисту кислоту.

8. Існує близько 200 хімічних речовин, що використовуються для КО пласта. На відміну від гідророзриву, концентрації хімічних речовин у рідинах для КО високі, коливаючись від 6% до 18% хімічних речовин, а відходи, які повертаються, також можуть бути висококислими. Деякі з них часто використовуються в діапазоні від 100 -1000 кг на обробку, наприклад, плавикова кислота, соляна, ксилол, діетиленгліколь і етилбензол. Відомо, що деякі хімічні речовини становлять значну небезпеку як для здоров'я людей, так і для навколишнього середовища.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ

1. Ущільнені карбонатні колектори України мають перспективні запаси газу та нафти. Але фільтраційні властивості башкирських карбонатних порід ДДЗ змінюються у достатньо широких межах: пористість від 3 до 22% та проникність – до 0,1 мД. Характерною рисою продуктивних пластів є висока анізотропія їх фільтраційних і ємнісних властивостей. Тому важливим завданням є удосконалення технологій розробки ущільнених карбонатних покладів.

2. Найбільш перспективними способами розробки ущільнених карбонатних порід може стати кислотний розрив пласта. Успіх кислотної обробки карбонатних порід залежить від пропускної здатності створених кислоторозчинних червоточин і глибини, на яку вони проникають у пласт.

3. У механізмі утворення червоточин при КО сприяють виникненню та їх росту масоперенос (дифузійний потік) та швидкість поверхневої реакції (реактивна течія). Число Дамкелера фіксує баланс між дифузією та хімічною реакцією, що відбуваються під час руху потоку кислоти та реакції в пористих середовищах, і керує структурою каналів червоточини.

4. В процесі КО виділяють п'ять основних типів структур розчинення (червоточин): поверхневе рівномірне розчинення, конічні червоточини, домінуючі, розгалужені та рівномірне розчинення по глибині пласта. Число Дамкелера дозволяє визначати тип структури червоточин для певного темпу закачування кислоти і в конкретних умовах (при заданій породі та агенті закачування). Оптимальне значення числа Дамкелера для мінералів і реагентів дорівнює 0,29. Воно відповідає домінантному типу утворених червоточин.

5. Визначальну роль у виборі КО насамперед відіграє склад відкладень та тип колектора. Тому лише використання рентгенівської томографії та оптичного скануючого мікроскопа забезпечує візуалізацію неоднорідностей зразка керна.

6. Для аналізу ефективності кислотного розриву пласта, доцільно використати модель кислотного розриву представлену Murtada Al Jawad (2018), за допомогою якої розраховано індекс продуктивності процесу.

7. Проаналізувавши індекси продуктивності кислотної обробки матриці та КГРП для ущільнених карбонатних порід побудовано графічні залежності індексів продуктивності кислотної обробки від початкової проникності порід та глибини їх залягання. Для середньої та великої глибин, що відповідає глибинам залягання ущільнених карбонатних порід ДДЗ, у випадках проникностей вище за 55 та 15 мД ефективною може бути кислотна обробка матриці замість КГРП.

8. Для КГРП рекомендується багатостадійна технологія із застосуванням уповільнюючих кислотних систем. Для продуктивних горизонтів, що значно відрізняються за проникністю, стандартний метод КО не впливає на низькопроникні пропластки. Тому для таких варіантів слід застосовувати багатостадійну технологію КО з відчилювачами.

9. Запропоновано кілька КС. Швидкість взаємодії КС з породою сповільнюється: КС1 – соляна кислота уповільнюється ПАР; КС2 – сповільнення взаємодії досягається добавкою оцтової кислоти та ПАР; КС3 – використанням оцтової кислоти з добавкою ПАР та сополімерів оксидів етилену та пропілену в органічному розчиннику; КС4 – застосуванням хелатної сполуки - глутамінової, N, N-діоцтової кислоти. Для проникності 0,01 мД потрібно використати емульговану кислоту, для проникності 0,1 мД рекомендуються желеподібні кислоти, а вище за 1 мД слід використовувати чисту кислоту.

16. Sayed, M. A. Reaction Rate of Emulsified Acids and Dolomite [Электронный ресурс]/ M. A. Sayed and H. A. Nasr-El-Din //SPE 151815, international symposium and exhibition on formation damage control. – 2012.– Режим доступа: https://doi.org/10.2118/151815-MS

21.Fredd, C.N. Validation of Carbonate Matrix Stimulation Models[Электронный ресурс] / C.N. Fredd and M.J. Miller //SPE 58713.–2000.– Режим доступа: https://doi.org/10.2118/58713-MS

23. Assem, A.I. Formation Damage Due To Iron Precipitation In Carbonate Rocks [Электронный ресурс] / A.I. Assem, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf // SPE European Formation Damage Conference& Exhibition. – 2013.– Режим доступа: https://doi.org/10.2118/165203-MS

24. Bartko, k.M. A Field Validated Matrix Acidizing Simulator for Production Enhancement in Sandstone and Carbonates [Электронный ресурс] /k.M.Bartko, A.M.Acock, J.A. Robert and R.L.Thomas//SPE 38170. – 1997.– Режим доступа: https://doi.org/10.2118/38170-MS

25. H, Jafarpour. Investigating the Necessity of Developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) System for Stimulation of a Middle-Eastern Carbonate Reservoir [Электронный ресурс] / H. Jafarpour, J.Moghadasi, D.G.Petrakov and Khormali. A // Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition, Saint Petersburg 2018. p.1-5.– Режим доступа:

http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=9154

26. Nasr-El-Din, H. A. Propagation of Cross-Linkers Used in In-Situ Gelled Acids in Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / H. A.Nasr-El-Din, K. C Taylor and H.H. Al-Hajji//SPE 75257-MS. –2002.– Режим доступа: https://doi.org/10.2118/75257-MS

28. Adenuga, O.O. Reactions of Simple Organic Acids and Chelating Agents With Dolomits [Электронный ресурс] / O.O. Adenuga, M.A.Sayed and H.A. Nasr-El-Din//SPE 164480. – 2013. – Режим доступа:

https://doi.org/10.2118/164480-MS

29. Zolotukhin A.B., Jan-Rune Ursin Introduction to petroleum reservoir engineering. – Kristiansand, Norway: Høyskoleforlaget, Norwegian Academic Press, 2000. – 407 p.

30. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. – New York: JohnWilley& Sons, LTD, 2000. – 815 p.

34. Williams B.B., Gidley J.L, Schechter, R.S Acidizing fundamentals. – N.Y.: SPE, 1979. – 114 p.

35. Schechter R.S. Oil Well Stimulation. – New Jersey: Print-Hall, 1992. – 602

36. Al-Douri, A.F. A New Organic Acid To Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / Ahmad F. Al-Douri, M.A.Sayed, H.A. Nasr-El-Din // SPE 164110. –2013. https://doi.org/10.2118/164110-MS

41. Nishikata E., Ishii T., Ohta T. Viscosities of aqueous hydrochloric acid solutions, and densities and viscosities of aqueous hydrochloric acid solutions // J. Chem. Eng. Data. – 1981. – 26. – P. 254-256.

42. The Effect of Evolved CO2 on Wormhole Propagation in Carbonate Acidizing H.. Cheng; D.. Zhu; A. D. Hill

44. Buijse, M. A., & Glasbergen, G. (2005, January 1). A Semi-Empirical Model To Calculate Wormhole Growth in Carbonate Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/96892-MS

45. Schechter R.S. Oil Well Stimulation. – New Jersey: Print-Hall, 1992. – 602 p.

46. Schechter R.S., Gidley J.L. The change in pore size distribution from surface reactions in porous media // AIChE J. – 1969. –Vol. 15. – № 3. – P. 339-350.

47. Wang, Y., Hill, A. D., & Schechter, R. S. (1993, January 1). The Optimum Injection Rate for Matrix Acidizing of Carbonate Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26578-MS

48. Huang, T., Zhu, D., & Hill, A. D. (1999, January 1). Prediction of Wormhole Population Density in Carbonate Matrix Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/54723-MS

49. Hung, K. M., Hill, A. D., & Sepehrnoori, K. (1989, January 1). A Mechanistic Model of Wormhole Growth in Carbonate Matrix Acidizing and Acid Fracturing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16886-PA

50. Daccord G. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid // Phys. Rev. Lett. – 1987. – Vol. 58. – P. 479-482.

51. Daccord G., Lenormand R. Fractal Patterns from Chemical Dissolution // Nature. – 1987. – Vol. 325. – P. 41–43.

52. Daccord G., Lenormand R., Liétard O. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. Part I. Model for the "wormholing" phenomenon // Chem. Eng. Sci. – 1993. – Vol. 48. – № 1. – P. 169-178.

53. Daccord G., Liétard O., Lenormand R. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. Part II. Convection vs Reaction, behavior diagram // Chem. Eng. Sci. – 1993. – Vol. 48. – № 1. – P. 179-186.

54. Daccord, G., Touboul, E., & Lenormand, R. (1989, February 1). Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16887-PA

55. Fredd, C. N. (2000, January 1). Dynamic Model of Wormhole Formation Demonstrates Conditions for Effective Skin Reduction During Carbonate Matrix Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/59537-MS 136

56. Fredd, C. N., & Fogler, H. S. (1999, September 1). Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media: Influence of Transport and Reaction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/56995-PA

57. Furui, K., Burton, R. C., Burkhead, D. W., Abdelmalek, N. A., Hill, A. D., Zhu, D., & Nozaki, M. (2012, March 1). A Comprehensive Model of High-Rate MatrixAcid Stimulation for Long Horizontal Wells in Carbonate Reservoirs: Part I--Scaling Up Core-Level Acid Wormholing to Field Treatments. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/134265-PA

58. Hoefner ML, Fogler HS. Role of Acid Diffusion in Matrix Acidizing of Carbonates. Mint: Journal of Petroleum Technology. Feb 1987; 203–208.

59. Daccord, G., Touboul, E., & Lenormand, R. (1989, February 1). Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16887-PA

60. Daeffler, C. S., del Valle, J. F., Kariampally, J., Elkhoury, J. E., Max, N., & Panga, M. (2018, February 7). Improving Wormholing Efficiency in Carbonates with a Novel System Based on Hydrochloric Acid. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189540-MS

66. Golfier F., Bazin B., Lenormand R., Quintard M. Core-scale description of porous media dissolution during acid injection. Part I. Theoretical development // Comput. Appl. Math. – 2004. – Vol. 23. – № 2–3.

67. Golfier F., Quintard M., Bazin B., Lenormand R. Core-scale description of porous media dissolution during acid injection. Part II. Calculation of the effective properties // Comput. Appl. Math. – 2006. – Vol. 25. – № 1. – P. 55-78.

68. Golfier F., Zarcone C., Bazin B., Lenormand R., Lasseux D., Quintard M. On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium // J. of Fluid Mechanics. – 2002. – Vol. 457. – P. 213-254. DOI: 10.1017/S0022112002007735

69. Buijse, M. A., & Glasbergen, G. (2005, January 1). A Semi-Empirical Model To Calculate Wormhole Growth in Carbonate Acidizing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/96892-MS

73. Hoefner ML, Fogler HS. Pore Evolution and Channel Formation During Flow and Reaction in Porous Media. Mint: AIChE Journal. 1988; 34(1): 45–54.

74. Fredd CN, Fogler HS. Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media:Influence of Transport and Reaction. Mint: SPE Journal. 1999; 4(3): 196–205.

75. Daccord G, Touboul E, Lenormand R. Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomena. Mint: SPE Production Engineering. Feb 1989; 63–68.

76. Mostofizadeh B, Economides MJ. Optimum Injection Rate From Radial Acidizing Experiments. In: paper SPE 28547 presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition; 25–28 September 1994; New Orleans, LA.

77. Buijse MA. Understanding Wormholing Mechanisms Can Improve Acid Treatments in Carbonate Formations. In: paper SPE 38166 presented at the European Formation Damage Conference; 2–3 June 1997; The Hague, The Netherlands.

78. Wang Y, Hill AD, Schechter RS. The Optimum Injection Rate for Matrix Acidizing of Carbonate Formations. In: paper SPE 26578 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition; 3–6 October 1993; Houston, TX

79. Fredd CN, Fogler HS. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media. Mint: AIChE Journal. 1998; 44(9): 1933–1949.

80. McCload HO. Matrix Acidizing. Mint: Journal of Petroleum Technology. Dec 1984; 2055–2069.

81. Nierode DE, Williams BB. Characteristics of Acid Reaction in Limestone Formations. Mint: SPE Journal. Dec 1971; 406–418

82. Fredd CN. Fracture Stimulation Process for Carbonate Reservoirs. Patent US 6749022 B1. June 2004.

83. Navarrete RC, Holms BA, McConnell SB, Linton DE. Emulsified Acid Enhances Well Production in High Temperature Carbonate Formations. In: paper SPE 50612 presented the 1998 SPE European Petroleum Conference; 20–22 October 1998; The Hague, The Netherlands. DOI: 10.2118/50612-MS

84. Melendez MG, Pournik M, Zhu D, Hill AD. The Effects of Acid Contact Time and the Resulting Weakening of the Rock Surfaces on Acid Fracture Conductivity. In: paper

SPE 107772 presented at the 2007 SPE European Formation Damage Meeting; 30–1 May–June 2007; Scheveningen, The Netherlands. DOI: 10.2118/107772-MS

85. Hartley R, Bosma MGR. Fracturing in Chalk Completions. Mint: Journal of Petroleum Technology. Jan 1985; 73–79.

86. Hoefner ML, Fogler HS. Effective Matrix Acidizing in Carbonates Using Microemulsions. Mint: Chemical Engineering Progress. May 1985; 40–44.

87. de Rozieres J, Chang FF, Sullivan RB. Measuring Diffusion Coefficients in Acid Fracturing Fluids and Their Application to Gelled and Emulsified Acids. In: paper SPE 28552 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 25–28 September 1994; New Orleans, LA.

88. de Rozieres J, Chang FF, Sullivan RB. Measuring Diffusion Coefficients in Acid Fracturing Fluids and Their Application to Gelled and Emulsified Acids. In: paper SPE 28552 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 25–28 September 1994; New Orleans, LA.

89. Nasr-El-Din HA, Solares JR, Al-Mutairi SH, Mahoney MD. Field Application of Emulsified Acid-Based System to Stimulate Deep, Sour Gas Reservoirs in Saudi Arabia. In: paper SPE71693 presented at the 2001 SPE Annual

Conference and Exhibition; 30–03 September–October 2001. DOI: 10.2118/71693-MS

90. Rotondi M, Pace H, Sobernheim DW, Malonga H, Batmaz T, Pounga F, Obondoko G, mare P. Application of Different Stimulation Techniques, Multistage Proppant and Acid Fracturing Operations Offshore Congo. In: paper SPE 134905 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 19–22 September 2010; Florence, Italy. DOI: 10.2118/134905-MS

91. Chang, F. A Novel Self-Diverting-Acid Developed for Matrix Stimulation of Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / F.Chang, Q.Qu, W.Frenier//SPE 65033. –2001.– Режим доступа:

https://doi.org/10.2118/65033-MS

92. Fredd, C.N. Validation of Carbonate Matrix Stimulation Models[Электронный ресурс] / C.N. Fredd and M.J. Miller //SPE 58713.– 2000.– Режим доступа: https://doi.org/10.2118/58713-MS

93. Daccord, G. Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon / G.Daccord., E.Toubouli and R.Lenormand //SPE production engineering. –1989.- p.63-68.

94. Fredd, C.N. The Existence of an optimum Damkohler number for matrix stimulation of carbonate formations [Электронный ресурс] / C.N.Fredd, R.Tjia and H.S.Fogler//SPE 38167. – 1997.– Режим доступа:

https://doi.org/10.2118/38167-MS

95. Fredd, C.N. Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media:Influence of Transport and Reaction [Электронный ресурс] C.N. Fredd and H.S. Fogler //SPE Journal.Vol. 4, № 3. – 1999.– Режим доступа: https://doi.org/10.2118/56995-PA

96. Glasbergen.G.The optimum injection rate for wormhole propagation: myth or reality [Электронный ресурс] / G .Glasbergen, N .Kalia, M .Talbot//SPE 121464. – 2009.– Режим доступа:

https://doi.org/10.2118/121464-MS

97. Economides, M.J. Petroleum Production Systems/ M.J. Economides and D.A Hill//Prentice Hall. – 1994. - p. 599