

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

В.О. Зібринська
С. Голубчик

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Підвищення коефіцієнту видобутку вуглеводнів з
використанням удосконалених полімерних систем при розробці
нафтогазоконденсатних родовищ

Пояснювальна записка

Керівник

д.т.н., професор Зезекало І.Г.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Александров Юрій Миколайович
студент, ПІБ

група 603МВ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

д.т.н., професор Зезекало І.Г.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

доц. к.т.н. Рубель В.П.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доц. к.т.н. Михайлишинська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

доц. к.т.н. Перемко М.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 24.01

Полтава, 2025

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми

«__» _____ 20__ року

Завідувач кафедри НГТТ

В.О. Дубелюк с. Габрик
«__» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Александров Юрій Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення коефіцієнту видобутку вуглеводнів з використанням удосконалених полімерних систем при розробці нафтогазоконденсатних родовищ

Керівник проекту (роботи) д.т.н., професор Зезекало І.Г.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від «09» 08 2025 року № 8089/я

2. Строк подання студентом проекту (роботи) _____

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 Інформаційно-оглядова частина.

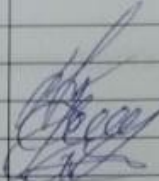
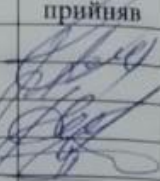
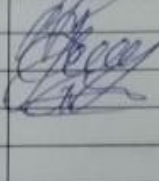
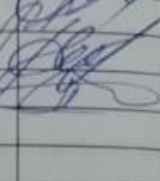
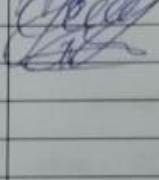
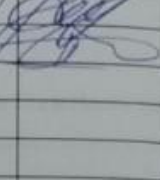
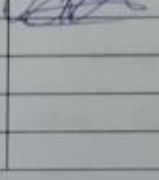
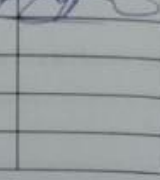
2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

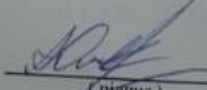
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1.	д.т.н. професор. Зеджечко І.Г.		
2.	доцент. Рубель В.П.		
3.	доц. к.т.н. Михейлова О.В.		
4.	доц. к.т.н. Подгалео М.М.		

7. Дата видачі завдання _____

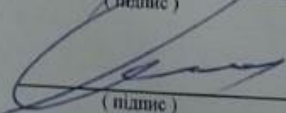
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10 - 20.10
2	Експериментальна частина	21.10 - 03.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11 - 17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11 - 01.12
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12 - 15.12
6	Попередні захисти робіт	16.12 - 28.12
7	Захист магістерської роботи	

Студент


(підпис) Александров Ю.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис) _____
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ПОЛІМЕРНИХ КИСЛОТНИХ СИСТЕМ

- 1.1 Основні цілі проведення обробки привибійної зони пласта
- 1.2 Опис процесу кислотної обробки
- 1.3 Високопроникні канали (червоточини)
- 1.4 Полімерні склади для обробки привибійної зони в карбонатних колекторах
- 1.5 Селективне закачування полімер-кислотних розчинів у пласт

Висновки

РОЗДІЛ 2. ОБГРУНТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ ПОЛІМЕР-КИСЛОТНОГО СКЛАДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

- 2.1 План досліджень полімер-кислотних систем
- 2.2 Розробка моделі розкритої зони колектора
- 2.3 Технологія інтенсифікації припливу нафти з тріщинуватих карбонатних колекторів з різною проникністю
- 2.4 Методологія лабораторних і експериментальних досліджень

Висновки

РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ БІЛЬСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ДЛЯ УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

- 3.1 Геолого-промислова характеристика родовища
- 3.2 Нафтогазоводонасність
- 3.3 Аналіз розробки покладу
- 3.4 Уточнення початкових і залишкових запасів газу
- 3.5 Прийняті заходи і результати контролю і регулювання розробки покладу

Висновки

РОЗДІЛ 4 ДИЗАЙН ПОЛІМЕР-КИСЛОТНИХ ОБРОБОК СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ РОЗРОБЛЕНИХ СКЛАДІВ

- 4.1. Фактори, що впливають на ефективність проведення заходу
- 4.2. Критерії щодо підбору свердловин - кандидатів
- 4.3. Моделювання технології інтенсифікації припливу на основі розробленого полімер-кислотного складу
- 4.4. Оцінка ефекту від запропонованого комплексу заходів
- 4.5. Технологічні і технічні розрахунки параметрів запроектованих робіт для покладу В-14-15б свердловини №65.

Висновки

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

ВСТУП

Актуальність дослідження. В останні роки значно зросла частка важковидобувних нафтових запасів у загальному ресурсному балансі України. Значні обсяги таких запасів зосереджені у низькопроникних колекторах, що мають складну геологічну будову.

Протягом останнього століття було досягнуто значного прогресу в розвитку технологій полімерного кислотного впливу. Водночас у цій сфері є і негативний досвід, який не можна ігнорувати. Кислотна обробка залишається процесом, який не можна однозначно вивчити та повністю описати з наукової точки зору. Незважаючи на очевидні переваги цієї технології, її ефективність досі залишається на низькому рівні. Накопичений досвід проведення загущувачів для кислотних обробок свідчить, що в окремих випадках поведінка систем виявляється непередбачуваною та виходить за межі усталених уявлень про фізичну суть процесу. Дослідження кислотної обробки привибійної зони пласта постійно супроводжується відкриттям нових закономірностей, що вимагає уточнення, доповнення та створення нових моделей для опису цього процесу.

Мета і завдання дослідження. Підвищення ефективності видобутку вуглеводнів за допомогою удосконалених полімерних кислотних систем для родовищ із колекторами складної будови.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Провести аналіз існуючих технологій кислотної обробки в карбонатних колекторах з використанням полімерних загущувачів.
2. Удосконалити полімерний гідрофобізований емульсійний кислотний склад (ГЕКС), який може виконувати функцію відхилювача, та розробити активну основу кислотного складу для обробки низькопроникних пластів.
3. Упровадити технологію підвищення коефіцієнту видобування вуглеводнів для складнопобудованих колекторів із використанням ГЕКС на покладах Більського НГКР.

Об'єкт дослідження: процес фільтрації флюїдів у колекторах та інтенсифікація видобутку вуглеводнів.

Предмет дослідження: технології збільшення видобутку вуглеводнів полімерно-кислотою обробкою продуктивних пластів.

Методи дослідження. Аналіз фізичних властивостей зразків керну в лабораторних умовах, статистичні та аналітичні методи.

Наукова новизна та практичне значення отриманих результатів. Розроблено та впроваджено комплексну технологію підвищення коефіцієнту видобутку вуглеводнів для складнобудованих колекторів Більського родовища. Технологія ґрунтується на послідовному закачуванні в привибійну зону пласта полімерного гідрофобізуючого емульсійного кислотного складу (що виконує роль відхилювача) та активного кислотного складу. Це дозволяє підвищити продуктивність свердловин завдяки вирівнюванню фронту обробки та збільшенню глибини проникнення кислотного впливу.

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення магістерської роботи доповідались на 76 науково-практичній конференції викладачів, аспірантів та студентів НУПП імені Юрія Кондратюка

Структура та обсяг магістерської роботи. Магістерська робота складається із вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел і додатків.

РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ПОЛІМЕРНИХ КИСЛОТНИХ СИСТЕМ

1.1 Основні цілі проведення обробки привибійної зони пласта

Для забезпечення ефективної розробки родовищ важливим аспектом є підтримка стабільної продуктивності свердловин на протязі всього часу видобутку, що можна досягти через підвищення їх продуктивності та зниження скін-ефекту. Одним із основних методів для цього є кислотна обробка пласта (ОПЗ), яка дозволяє розчиняти породи в привибійній зоні для утворення техногенної мережі мікроканалів. Це, в свою чергу, покращує прийомистість пласта та підтримує необхідний рівень відбору.

Основні етапи планування ОПЗ включають:

1. Діагностика причин погіршення ФЕС ПЗП: Визначення факторів, що спричинили зниження ефективності свердловини.
2. Підбір реагентів: Вибір відповідних кислот для проведення обробки залежно від типу забруднення та складу порід.
3. Вибір режиму закачування: Це включає складання дизайну операції, де враховується величина тиску, швидкість закачування та об'єм реагентів.
4. Моделювання ОПЗ: Виконання розрахунків для прогнозування ефективності обробки та очікуваного результату.
5. Прогнозування підсумкової продуктивності: Оцінка результату операції на основі аналізу та розрахунків.

Кислотна обробка може бути ефективною в умовах, коли наявні неорганічні осади, такі як карбонат кальцію, карбонат заліза, солі сульфатів, оксиди заліза. В таких випадках кислоти застосовуються для видалення цих осадів, що покращує проникність пласта. Операція з кислотною обробкою також ефективна в низькопроникних колекторах, де розчинення порід створює червоточину, що значно підвищує продуктивність або прийомистість свердловини.

Завдяки кислотній обробці можна усунути глинисті кірки, які утворюються під час буріння, а також забезпечити відновлення природної прохідності продуктивних зон. Підвищення продуктивності та зниження скін-фактора сприяє покращенню ефективності видобутку газу чи нафти на всіх етапах експлуатації свердловини.

1.2 Опис процесу кислотної обробки

Кислотна обробка (КО) є процесом, який відбувається в нестационарних, неізотермічних умовах і включає закачування кислотного агента в порову середу. Цей процес супроводжується хімічними реакціями, що призводять до розчинення породи в кислоті, що в свою чергу спричиняє незворотні зміни фільтраційно-ємнісних властивостей породи, таких як пористість і проникність. Витрата кислоти пов'язана з процесами масообміну та змінами концентрацій, а також зміною температури системи, що відповідає законам екзотермічної реакції між кислотою і породою.

Процес кислотної обробки передбачає розуміння типів і кінетики хімічних реакцій, що відбуваються між кислотою та породою. Під час кислотної обробки концентрація кислоти змінюється безперервно. Швидкість виснаження кислоти визначається постійною зміною концентрації кислоти в поверхневих умовах, яка в залежності від термобаричних умов зводиться до коефіцієнта, що враховує ці зміни. Функція концентрації кислоти залежить від двох основних змінних: часу реакції та відстані від вибою свердловини.

У процесі кислотної обробки можуть відбуватися два типи хімічних реакцій: однорідні та гетерогенні. Коли кислота реагує з породою, це є гетерогенною реакцією, де кислота є рідкою фазою, а порода — твердою фазою. Іон водню спочатку повинен проникнути в породу, взаємодіяти з нею, а потім продукт реакції дифундує назад у розчин. Цей процес включає дві стадії дифузії та одну стадію хімічної реакції, що відрізняє його від гомогенної реакції, де обидві фази є рідкими.

Технології кислотної обробки карбонатних та теригенних колекторів суттєво різняться. Карбонатні породи, такі як вапняк та доломіт, активно реагують з соляною кислотою, при цьому продукти реакції добре розчиняються у воді.

Далі наведені основні хімічні реакції, що супроводжують КО карбонатних колекторів [26]:

- для вапняків $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$;
- для доломіту $\text{MgCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{MgCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$;
- для сидерита $\text{FeCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{FeCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$

В цілому, існує два режими КО для нафтових і газових колекторів:

- 1 - Вплив на порове середовище (матрицю);
- 2 - Кислотний гідравлічний розрив пласта (ГРП).

При впливі на порове середовище важливо, щоб тиск закачування не перевищував тиск гідророзриву. Операції кислотної обробки (ОПЗ), що використовують кислотні склади, здебільшого спрямовані на підвищення продуктивності свердловин. Це досягається шляхом зменшення скін-фактора через видалення кольматанта та створення каналів підвищеної провідності, відомих як червоточини, в привибійній зоні пласта (ПЗП).

Порівнюючи підходи до кислотної обробки карбонатних і теригенних колекторів, слід зазначити, що хімія процесу для глинистих колекторів є значно складнішою. Однак, попри простоту опису хімічних реакцій в карбонатних колекторах, фізична модель процесу розчинення карбонатної породи набагато складніша, ніж для глинистих порід. У пісковнику процес розчинення проходить повільно, що передбачає рівномірне просування фронту кислоти. В карбонатах же кінетика реакції кислоти з породою характеризується високою швидкістю, що може призвести до нерівномірного розчинення породи.

Для кислотної обробки карбонатних колекторів найбільш часто використовуються слабкі кислоти для обробки забою свердловини та прочищення перфораційних каналів, а для основної обробки колектора застосовують соляну кислоту. Важливо зазначити, що з глибшою зоною

кольматації необхідно використовувати кислоту більшої концентрації. Тому висококонцентрована соляна кислота є найбільш ефективною для обробки ПЗП в карбонатних колекторах.

Таблиця 1.1 - Рекомендовані типи кислотних складів для обробки карбонатних колекторів

Ціль обробки	Рекомендована кислота і концентрація
Обробка забою свердловини	5% оцтова кислота
Обробка перфораційних каналів	9% мурашина кислота 10% оцтова кислота 15% соляна кислота
Глибокопроникна обробка ПЗП	15% соляна кислота 28% соляна кислота Кислотна емульсія

Соляна кислота, завдяки своїй високій розчинювальній здатності, є найбільш поширеним реагентом для кислотної обробки (ОПЗ) карбонатних колекторів. Однак її застосування пов'язане з двома основними факторами ризику: високою швидкістю реакції та високою корозійною активністю. Для зниження корозійної активності в склад кислоти додають органічні кислоти. Крім того, органічні кислоти мають меншу розчинювальну здатність, що допомагає зменшити нерівномірність фронту реакції кислоти з породою, тобто зменшити утворення червоточин.

З огляду на ці властивості органічних кислот, існує практика створення кислотних складів на основі соляної кислоти з додаванням органічних кислот. Це дозволяє досягти помірного рівня утворення високопроникних каналів в привибійній зоні пласта (ПЗП), що в кінцевому підсумку позитивно впливає на підвищення продуктивності свердловини. Однак, незважаючи на це, досвід показує, що використання висококонцентрованих органічних кислот може бути неефективним через можливе утворення нерозчинних осадів під час реакції кислотного складу з породою.

Для органічних кислот, таких як мурашина та оцтова, оптимальні концентрації складають 13% і 9% відповідно, що дозволяє досягти бажаного ефекту без значних втрат в ефективності процесу [15,34,35].

1.3 Високопроникні канали (червоточини)

Як було представлено вище по тексту, основною метою кислотної обробки є підвищення продуктивності (зниження скін-фактора) свердловини шляхом розчинення породи колектора і утворення нових високопроникних каналів в ПЗП. Унаслідок нерівномірного просування фронту розчинення у вапняку можуть утворюватися великі канали (червоточини). На рис. 1.1 показана форма високопроникного каналу, утвореного в ході фільтраційного дослідження кислотного складу на керна [45,46].

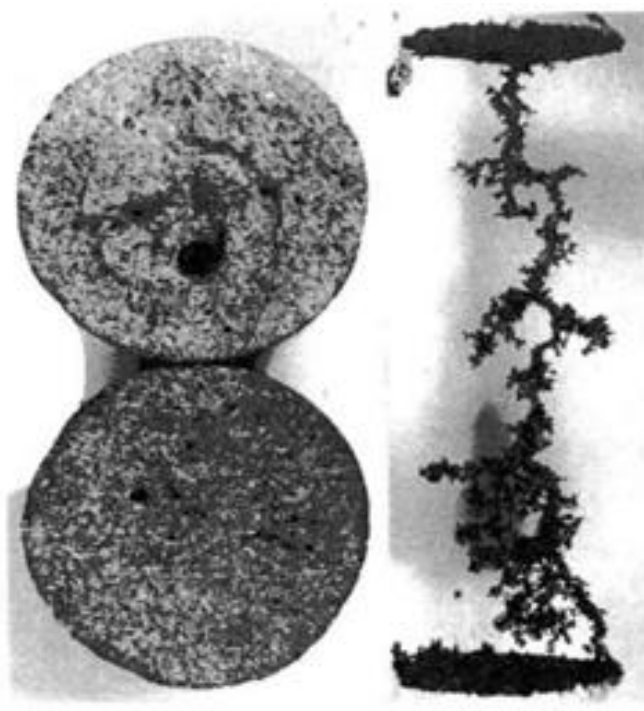


Рис. 1.1 - Мережа червоточини, утворена в ході нерівномірно розчинення вапняку соляною кислотою при ламінарному режимі її закачування в зразок

Необхідно враховувати, що червоточини в породі значно більші за обсягом, ніж пори в карбонатних матеріалах. Це означає, що втрати тиску в

області, де утворені канали, будуть мінімальними. Процес утворення червоточин має велике значення, оскільки він підвищує рівень поглинання кислоти породою і обмежує подальше просування кислоти по тріщинах. Це відбувається через те, що процес розчинення породи протікає значно швидше в більших порах і каналах, що створюють велику порожнину. Чим більший порожнистий простір, тим більша поверхня для реакції, що сприяє більш швидкому розчиненню породи і утворенню нового порожнього простору. Таким чином, процес розчинення рухається по шляху найменшого опору: чим більше порожнеч, тим швидше вони збільшуються, і це пояснює утворення червоточин під час кислотної обробки [38].

У механізмі утворення каналів можна виділити два основні процеси:

1. Масообмін (дифузійний потік) — це перенесення речовин через пори, що сприяє розчиненню породи.
2. Швидкість поверхневої реакції (реактивний потік) — це швидкість, з якою реагує поверхня породи з кислотою.

Процес каналоутворення можна описати рівнянням:

$$A = \Psi(t) \cdot nA = \Psi(t) \cdot n$$

де:

- A — площа поперечного перерізу пір;
- Ψ — функція збільшення пористості від часу;
- n — коефіцієнт для одиничної пори (від 0,5 для поверхневої реакції до 1 для масообмінних процесів).

Фронт реакції кислоти і породи рухається нерівномірно. У моделях просування цього фронту враховуються темпи закачування кислоти та її взаємодія з породою. При закачуванні соляної кислоти в вапняк, швидкість розчинення породи дуже висока, що проявляється в таких режимах [40]:

- Ініціювання розчинення — початковий етап, коли кислота починає взаємодіяти з породою.
- Дифузійно обмежене каналоутворення — канал утворюється, але його формування обмежене швидкістю дифузії кислоти.

- Каналоутворення, обмежене рівнем поглинання — утворення каналів уповільнюється, коли рівень поглинання кислоти досягає максимального значення.
- Рівномірне розчинення — процес, коли розчинення відбувається рівномірно по всій зоні впливу кислоти.

Форми утворених каналів в залежності від темпу закачування кислоти в породу представлені на малюнку 1.2.

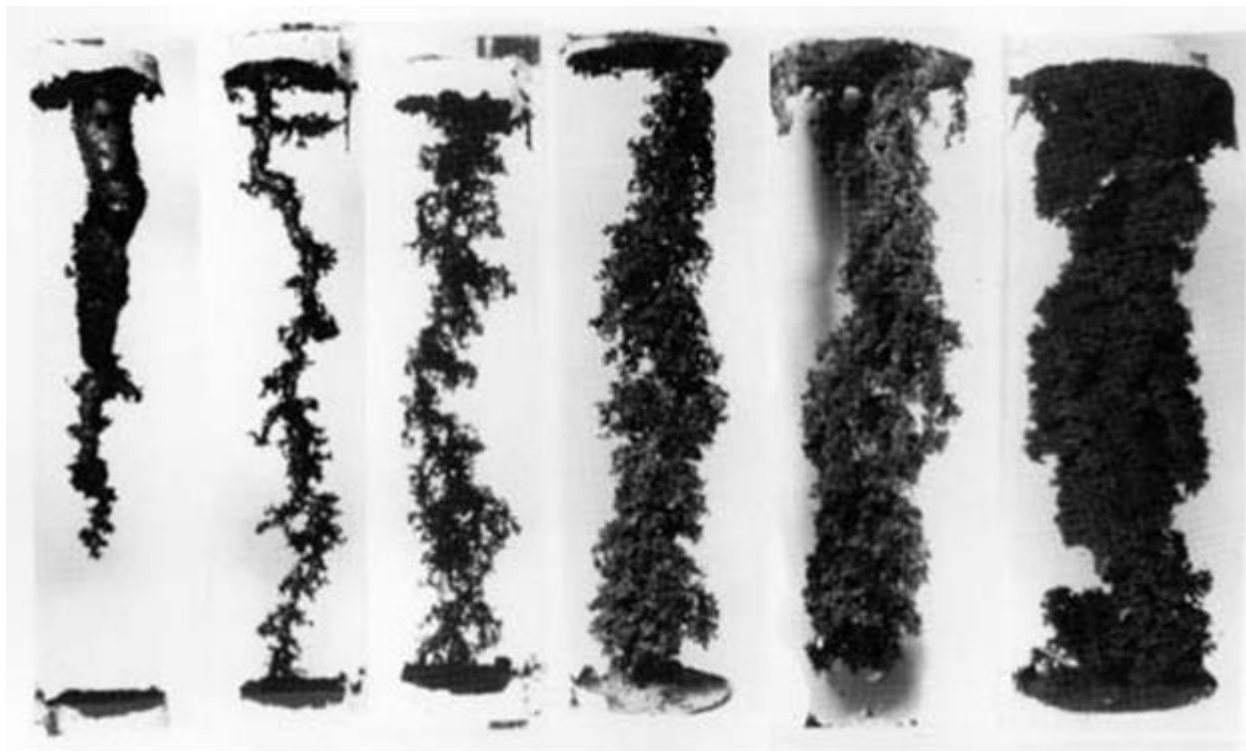


Рис. 1.2 Темп закачування



Для наочного відображення залежності форми розчинення карбонатної породи в процесі кислотної обробки (КО) була розроблена сіткова модель. При надзвичайно високих темпах закачування кислоти, швидкість масообмінних реакцій настільки висока, що процес розчинення породи обмежений лише швидкістю поверхневого розчинення. Це свідчить про те, що в таких умовах спостерігається режим рівномірного розчинення породи.

Результати моделювання різних режимів розчинення за допомогою сіткової моделі показують, що існує оптимальний рівень закачування кислоти для досягнення максимального ефекту від КО. Відповідно до моделі,

оптимальний темп закачування кислоти в пласт знаходиться на проміжку між початковим ростом інтенсивності каналотворення і його подальшим зниженням через обмеження рівня поглинання кислоти породою.

Для точного розрахунку та прогнозування структури каналів, які утворюються під час КО при різних темпах закачування, використовується число Дамкелера. Це число дозволяє врахувати залежність різних форм каналів від темпу закачування і властивостей рідин та порід. Залежність структури каналів від числа Дамкелера була розрахована для широкого діапазону різних рідин і порід.

На малюнку 1.8 показано основні типи структури каналів, що утворюються в породі під час кислотної обробки. Очевидно, що тільки один тип структури каналів забезпечує найбільш ефективний зв'язок між забоєм свердловини і пластом, оминаючи забруднені зони. Число Дамкелера (N_{Da}) визначається за формулою:

$$N_{Da} = \frac{\pi d L k}{q},$$

де q - витрата рідини за часом усередині каверни;

d - діаметр каверни;

L - довжина каверни;

k - константа швидкості реакції.

Число Дамкелера є важливим параметром, що дозволяє заздалегідь розрахувати структуру каналів, які утворюються в процесі кислотної обробки породи при конкретному темпі закачування кислоти та за заданих умовах (в залежності від типу породи і реагенту). Оптимальне значення числа Дамкелера для мінералів і використовуваних реагентів у цьому дослідженні складає 0,29. На малюнку 1.3 зображено рентгенограми червоточин, що утворюються в результаті впливу кислоти на породу, які співвідносяться з розрахунковими значеннями чисел Дамкелера, темпів закачування реагенту та швидкостей реакцій [41,42,43].

Окрім гратчастої моделі каналотворення, існують ще три інші моделі, що описують цей процес:

1. Механохімічна модель мережі розгалужених каналів — ця модель враховує механічні та хімічні фактори, що взаємодіють для створення більш складних каналів в породі.
2. Стохастична модель — базується на випадкових процесах і варіаціях, які можуть впливати на структуру каналів.
3. Об'ємна модель (емпірична) — моделює об'ємне розширення каналів, враховуючи статистичні дані та емпіричні закономірності.

Ці моделі використовуються для більш точного передбачення результатів КО залежно від конкретних умов експлуатації свердловини.

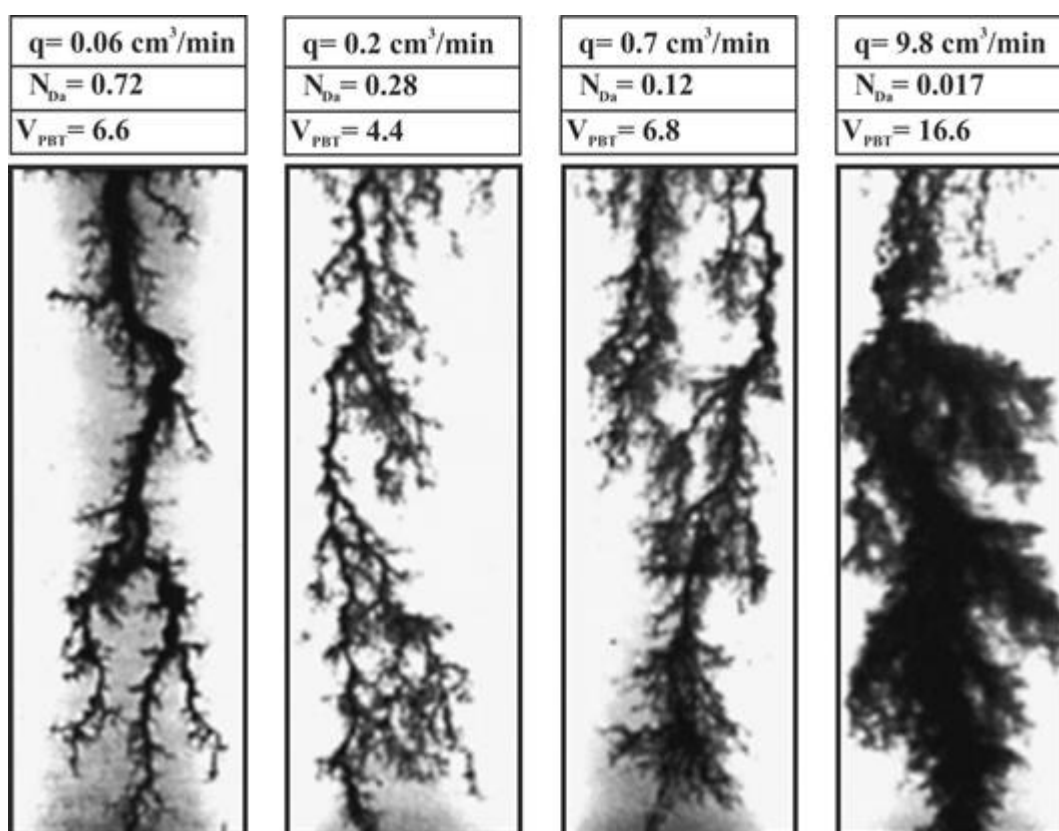


Рис. 1.3 - Діапазон зміни форм "червоточини" при різних швидкостях закачування розчину в карбонатний колектор [46]

1.4 Полімерні склади для обробки привибійної зони в карбонатних колекторах

Завдяки високій здатності розчиняти карбонатні породи, соляна кислота є найбільш широко використовуваним реагентом при проведенні кислотної

обробки (КО) в карбонатних колекторах. Однак її використання супроводжується двома основними факторами ризику: високою швидкістю реакції та сильною корозійною активністю. Для зменшення корозійної активності до кислотного складу часто додають органічні кислоти. Це, зокрема, дозволяє знизити нерівномірність розчинення породи, зменшуючи утворення червоточин, оскільки органічні кислоти мають нижчу здатність до розчинення породи, ніж соляна кислота. У результаті утворення кислотних складів на основі соляної кислоти з органічними кислотами забезпечує помірне утворення високопроникних каналів у привибійній зоні пласта (ПЗП), що позитивно впливає на збільшення продуктивності свердловини [25,34,35].

Органічні кислоти використовуються для проведення обробки привибійної зони в карбонатних колекторах вже багато років. Практика показує, що використання висококонцентрованих органічних кислот не дає бажаного ефекту через можливе утворення нерозчинних осадів під час реакції кислоти з породою. Допустимими концентраціями органічних кислот, таких як мурашина і оцтова, є 13% і 9% відповідно [28].

Також важливо враховувати, що реакція соляної кислоти з породою та реакція органічних кислот з породою не відбуваються одночасно. Кислоти різної сили вступають в реакцію по черзі, при цьому сильна кислота (соляна) реагує першою, а слабка кислота вступає в реакцію тільки після того, як концентрація соляної кислоти знизиться до мінімуму. Це принцип "відкладеної дії", який сприяє більш глибокому проникненню та обробці привибійної зони.

Ще одним способом пролонгації реакції є збільшення в'язкості реагенту. Це уповільнює реакцію, оскільки знижує швидкість дифузії іона водню в породу. В'язкість кислоти можна збільшити за допомогою полімеризації її розчину. Полімери, що додаються в кислотний склад, повинні бути сумісні з кислотою і не реагувати з нею. Контроль в'язкості досягається регулюванням концентрації полімеру в складі. Внаслідок зменшення дифузії полімери знижують швидкість реакції, що дозволяє продовжити дію кислоти на породу.

Крім полімерів, для збільшення в'язкості використовуються також в'язкопружні поверхнево-активні речовини (ПАР) і гелі [6,7,22,23].

Другий метод збільшення в'язкості кислотного складу (КС) суттєво відрізняється від першого і базується на здатності розчину соляної кислоти змішуватися з нафтою для утворення стійкої емульсії. Кисотно-нафтова емульсія, що утворюється при цьому, має підвищену в'язкість і використовується для обробки привибійної зони (ОПЗ) в карбонатних колекторах. Така емульсія називається кислотною емульсією.

Кислотна емульсія не тільки підвищує в'язкість, але й має додаткові переваги при глибокому проникненні в ПЗП, знижуючи швидкість розчинення породи. Вона також володіє високими витісняльними властивостями, що дозволяє створювати глибокопроникні канали, що зв'язують ПЗП і свердловину. Механізм реакції між породою та кислотою при використанні кислотної емульсії відрізняється від стандартного. У цьому випадку не відбувається рівномірної дифузії іонів водню. Кислота, як нерозчинна в нафті фаза, представлена дрібними бульбашками в складі емульсії, що забезпечує більш уповільнений процес взаємодії з породою [31].

Для підготовки кислотної емульсії існують кілька важливих вимог:

1. Кислотний розчин і нафта є нерозчинними, тому для утворення стійкої емульсії необхідно використовувати емульгатор. Він знижує міжфазний натяг між незмішуваними рідинами, дозволяючи утворити стабільну емульсію.
2. Чим більше енергії передається рідинам під час змішування, тим стабільнішою буде емульсія. Кращими емульгаторами в цьому випадку є катіонні ПАР, оскільки карбонатна порода має позитивний заряд. Однак однотипно заряджені середовища відштовхуються, що ускладнює абсорбцію емульгатора на поверхні породи, забезпечуючи стабільність кислотної емульсії та її здатність до глибокого проникнення в пласт.
3. І важливим аспектом є те, що емульсія розподілена нерівномірно в обсязі закачуваного реагенту, що сповільнює швидкість реакції як з породою, так і з обладнанням свердловини. Це дозволяє збільшити глибину

проникнення в пласт і знизити корозійну активність кислотного складу, роблячи його менш агресивним для обладнання [30,31].

1.5 Селективне закачування полімер-кислотних розчинів у пласт

Для досягнення максимального ефекту від проведення кислотної обробки (КО) необхідно виконати кілька важливих умов. Однією з головних є забезпечення повного доставки реагенту до забрудненої зони пласта та повного вилучення продуктів реакції після операції. Селективне закачування особливо необхідне в пластах, які перешаровуються і мають різні фільтраційно-ємнісні властивості, оскільки однорідна рідина буде надходити в пласти з більшою проникністю, залишаючи низькопроникні пропластки необробленими.

Важливим фактором при обробці є забезпечення надходження кислотного складу в закольматовані зони пласта, що особливо актуально для свердловин, які розкривають кілька продуктивних горизонтів з різною проникністю. Високопроникний пласт може поглинати основну частину кислоти, залишаючи низькопроникні пласти незалученими в процес кислотної обробки.

Область проникнення кислотного складу в пласт має велике значення для успішності обробки. Кольматація, яка залежить від взаємодії флюїду і породи, може бути нерівномірною по всій товщині пласта. Якщо при матричній обробці реагент вибирає шлях з найменшим опором, це може призвести до того, що кислота буде продовжувати проходити через вже оброблені зони, потрапляючи в шари, які потребують кислотного впливу найменше.

Існують кілька фізичних методів для селективної обробки, серед яких:

1. Кулі з гумовим покриттям, які додаються до складу закачуваної рідини і закупорюють перфорацію.
2. Пакери, що ізолюють певну зону під час проведення операції і захищають інші ділянки стовбура свердловини.

3. Колтбінг, що дозволяє спрямовано закачувати кислоту в конкретно визначений інтервал пласта.

Окрім цих механічних методів, існує ще один специфічний спосіб, який застосовують в карбонатних колекторах: закачування високов'язкого кислотного складу, в'язкість якого змінюється залежно від швидкості руху флюїду. Це дозволяє рівномірно обробити кислотою весь продуктивний інтервал, незалежно від зміни фільтраційно-ємнісних властивостей по всій його довжині. Цей метод нещодавно був впроваджений у виробництво і вже показує високі результати [36].

Висновки

За результатами проведеного аналізу літератури можна зробити наступні висновки:

1. Протягом останніх ста років у галузі дослідження та розробки технологій кислотної обробки колекторів нафти й газу було зроблено чимало відкриттів, супроводжуваних як успішними, так і невдалими результатами. Кислотна обробка є технологією з двоїстою природою, адже її результати можуть бути як позитивними, так і неефективними.

2. Головною метою кислотної обробки є створення в привибійній зоні пласта мережі високопроникних каналів шляхом розчинення породи. Для досягнення максимальної ефективності та оптимальних параметрів форми й розміру червоточин необхідно враховувати численні фактори. Одним із ключових аспектів є напрямок потоку кислотного складу в привибійну зону.

3. Щоб збільшити глибину формування каналів після кислотної обробки, слід уповільнювати швидкість реакції кислотного складу з породою. Це досягається полімерною модифікацією складу, яка забезпечує триваліше збереження кислотності. Соляна кислота, завдяки своїй високій здатності розчиняти карбонатні породи, є найпоширенішим реагентом для обробки привибійної зони в карбонатних колекторах.

4. Однак існують два обмежувальні фактори для використання соляної кислоти: висока швидкість реакції та її корозійна активність. Одним із рекомендованих підходів для подолання цих проблем є застосування емульгованих кислотних складів.

5. Завдяки своїй високій в'язкості кислотні емульсії мають більший коефіцієнт витіснення порівняно з чистими кислотними розчинами. Це дозволяє зменшити швидкість реакції складу з породою, збільшуючи довжину утворених червоточин у привибійній зоні.

РОЗДІЛ 2. ОБГРУНТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ ПОЛІМЕР-КИСЛОТНОГО СКЛАДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

2.1 План досліджень полімер-кислотних систем

Кислотна обробка привибійної зони пласта є одним з традиційних і загальноприйнятих способів відновлення ФЕС ПЗП шляхом розчинення породи і подальшого утворення високопроникних каналів (червоточини). З метою максимізації ефекту від обробки активна частина складу (кислота) повинна бути перерозподілена для рівномірної обробки всіх закольматованих зон, а весь склад після відпрацювання повинен бути легко витягуємо на етапі промивання і освоєння після операції. Відхилення складу особливо необхідно в пластах, складених різними по проникності продуктивними горизонтами, де стандартні методи КО не впливають на низькопроникні пропластки.

Мета даної роботи - оптимізувати, експериментальним шляхом, процес відхилення кислоти полімерними композиціями в цільовій інтервал свердловини, що розкриває кілька пропластків зі значним відмінністю ФЕС, таким чином, щоб КО однаково ефективно впливала на всі розкриті продуктивні горизонти. Для досягнення цієї мети в роботі була виконана задача по розробці гідрофобізованого емульсійного кислотного складу (ГЕКС). Існує кілька робіт, в яких самовідхиляючі кислотні суміші були розроблені на основі ПАР, полімерів або гелів, однак основна їхня проблема полягала в після операційному (залишковому) погіршенні колекторських властивостей [30]. Проте в представлений роботі при розробці ГЕКС мінімізовані залишкові післяопераційні ефекти. Раніше в роботі [37,38] було показано, що емульгована кислота з підвищеною в'язкістю підвищує охоплення оброблюваних зон і збільшує досяжну глибину утворюються червоточини через зниженій швидкості реакції з породою. Розроблений ГЕКС завдяки механізму самовідхилення блокує проникнення розчину в тріщини і

порожнечі, а також рівномірно розподіляється по незадіяним раніше в обробку зонам.

Для моделювання кислотної обробки в неоднорідних розчленованих колекторах були детально вивчені результати вже проведеної КО (з двома близько залягаючими продуктивними горизонтами з різними ФЕХ). Для повноцінного розуміння механізму розподілу кислоти по продуктивним обриві були проаналізовані характеристики свердловини, її історія і результати КО. Чисельне моделювання підтвердило необхідність розробки і використання ГЕКС на розглянутому родовищі в якості основної технології ОПЗ. Для верифікації результатів чисельного моделювання було проведено наближене фізичне моделювання процесу обробки розглянутої свердловини з використанням ГЕКС. Після результати проведених експериментів були зіставлені з результатами, отриманими при чисельному моделюванні.

Оптимальний ГЕКС був розроблений і перевірений в два етапи:

- а) розробка компонентного і хімічного складу ГЕКС;
- б) проведення фільтраційних досліджень на керна для перевірки реальних властивостей розробленого КС.

Розробка компонентного і хімічного складу ГЕКС включала в себе:

- а) знаходження оптимальної концентрації емульгатора з використанням методу визначення міжфазного натягу;
- б) проведення реологічних досліджень емульсії при 4 різних умовах середовища для імітації потоку від гирла до вибою свердловини.

Для підбору ефективної основний пачки КС проведені випробування (швидкість реакції і ступінь розчинення) кислотних складів на основі соляної кислоти з різною концентрацією і додаванням органічних кислот (оцтової і мурашиної) і ПАР-гідрофобізатор.

Як гідрофобного ПАР обраний «GF-15 MPS» оскільки є досить доступним гідрофобізатором в Україні. ПАР після проведення кислотної

обробки дозволить уникнути передчасного обводнення інтервалу обробки за рахунок гідрофобної молекулярної плівки між поверхнею гірської породи і КС. Для пропонованої технології можливо використовувати будь-який ПАВ-гідрофобізатор, головне підібрати його оптимальну концентрацію.

У другій фазі експериментальних досліджень після отримання зразків породи з верхнього і нижнього прошарків був проведений фільтраційний експеримент з використанням двох паралельних кернотримачів, що моделюють свердловину, викриває верхній і нижній продуктивні горизонти. Експеримент мав довести, що відхиляє здатність КС. В результаті фільтраційного дослідження ГЕКС, як багатостадійна технологія, довела свою здатність відхилення основної реагує партії, що дозволило рівномірно обробити високо- і низькопроникні зразки, які були приєднані паралельно.

На малюнках 2.1 і 2.2 схематично показані вищезгадані аспекти технології із застосуванням ГЕКС. На малюнку 2.1 показаний процес відхилення кислоти від пласта з високою проникністю до горизонту з більш низькою проникністю. На малюнку 2.2 показано використання розробленої емульгованої кислоти в якості хімічного пакера. Дизайн багатостадійної КО виглядає наступним чином: введення ГЕКС в якості першої партії, а друга партія може бути HCl, HCl + органічні кислоти або HCl + пролонгатор (для карбонатних колекторів). Як показано на малюнку 2.2, завдяки своїй високій в'язкості ГЕКС блокує порожнечі, тріщини і червоточини і виконує роль хімічного пакера для закачування другої партії (активної частини). Це дозволяє кислотному складу розподілятися по необробленим зонам і створювати нові червоточини.

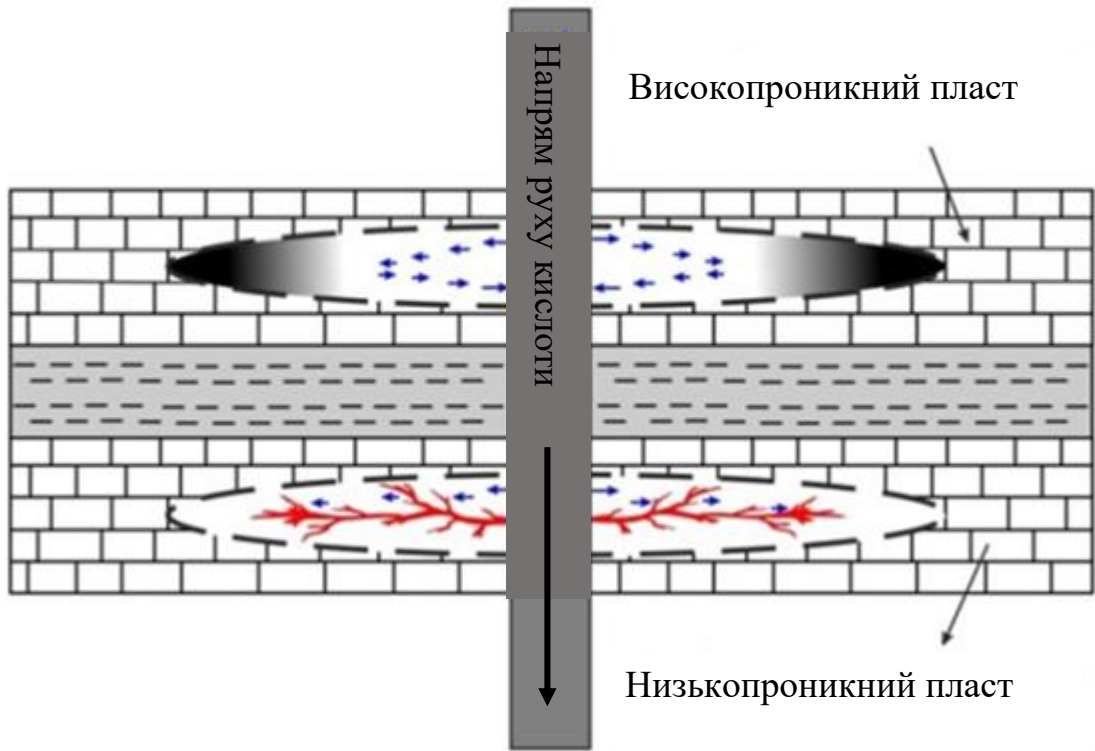


Рис.2.1 - Процес відхилення другої партії КС

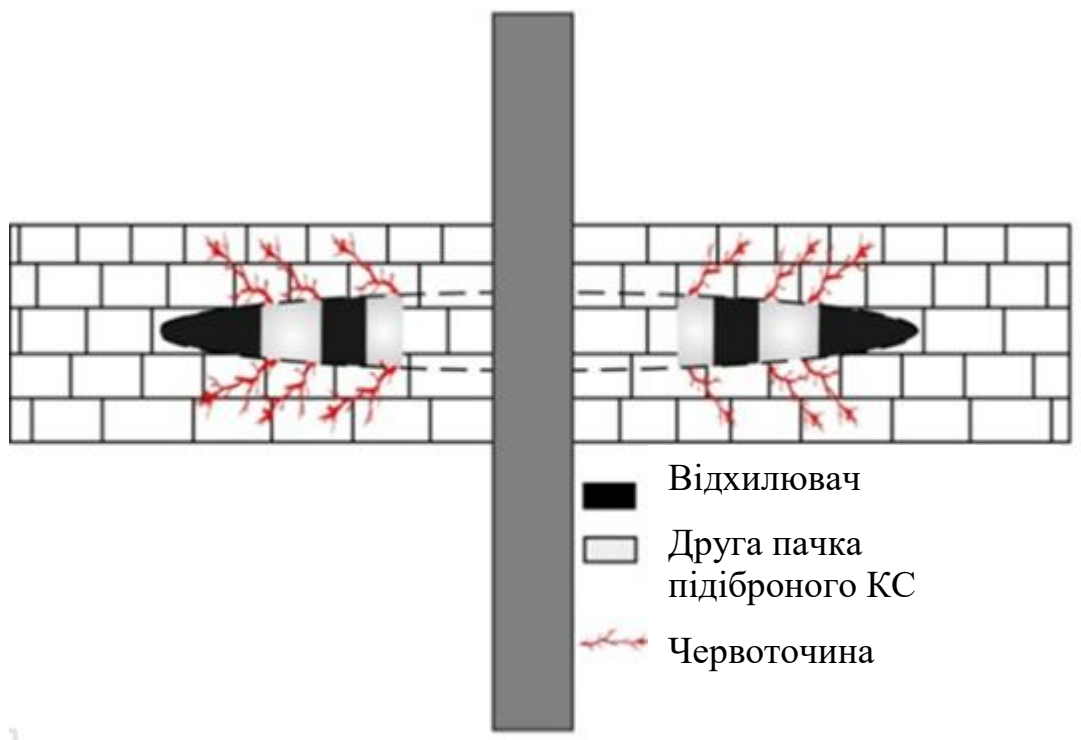


Рис.2.2 - Використання ГЕКС, як хімічного пакера-відхилювача

2.2 Розробка моделі розкритої зони колектора

Для проведення досліджень, які лягли в основу презентованої праці, була створена модель, яка ґрунтується на Більському родовищі. На цьому родовищі більшість свердловин розкривають два продуктивних горизонти В-14 і В-156, які сильно відрізняються по ФЕС. Вищерозміщений пропласток має кратно більшу проникність, ніж нижній. Всього на родовищі 7 свердловин.

Необхідно відзначити, що в даній роботі розглянутий складно-побудований карбонатний колектор складається з двох прошарків, що володіють різними колекторськими властивостями. Колектор є неоднорідним.

Коротка схема дослідної частини роботи складається з 3 пунктів:

- уявлення чисельної моделі вже проведеної кислотної обробки в розглянутій свердловині для розуміння механізму розподілу кислоти між пропластками;
- розробка ГЕКС (який може використовуватися в якості відхилювача і хімічного пакера) і активної частини КС (основний партії);
- вивчення ефективності розробленого ГЕКС за допомогою експерименту з одночасною фільтрацією двох паралельно закріплених кернів.

2.3 Технологія інтенсифікації припливу нафти з тріщинуватих карбонатних колекторів з різною проникністю

У цьому розділі будуть розглянуті дві технології, які дозволять підвищити ефективність кислотної обробки карбонатних пластів зі значно розрізняється проникністю. За відсутності пакерного обладнання його можна легко замінити шляхом правильного підбору технологічних рідин та визначення послідовності обробки колекторів при їх одночасній експлуатації.

Для успішного виконання обробки продуктивних покладів кислотними розчинами пропонується застосувати дві технології, які обираються з урахуванням розташування карбонатних колекторів із різною проникністю.

Високопроникний пласт розташований вище низькопроникного. Верхній високопроникний поклад виступає зоною поглинання закачуваного флюїду, що перешкоджає проникненню реагенту до нижнього покладу з набагато меншою проникністю (рис.2.3).

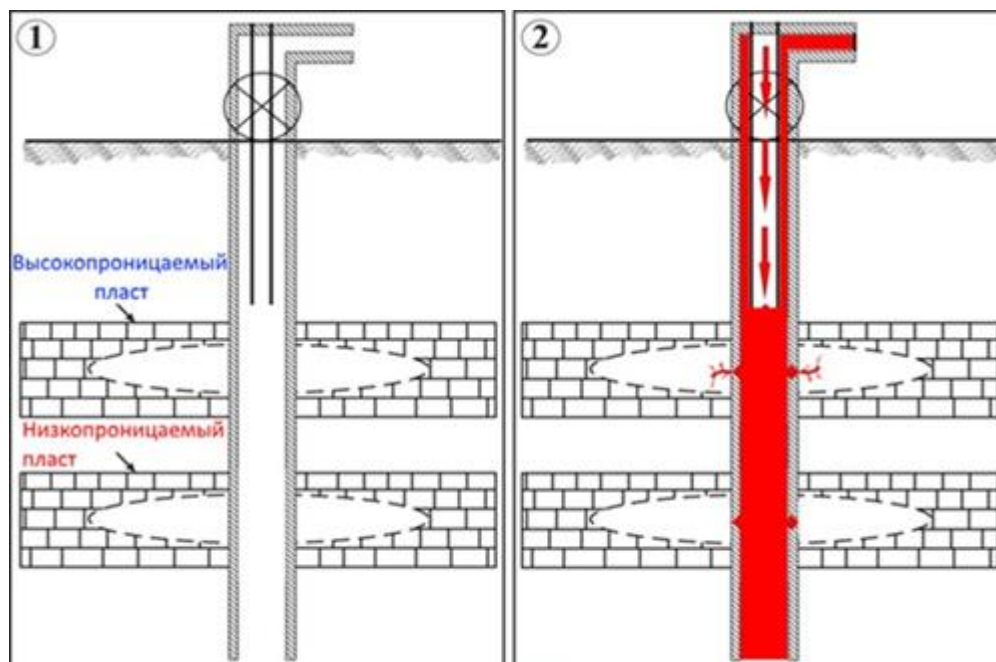


Рис.2.3 - Схематичне зображення залягання продуктивних пластів (1) і перший етап технології, закачування основний пачки підбраного кислотного складу через насосно-компресорні труби (2)

У цьому випадку послідовність етапів технологічного процесу та використані робочі рідини будуть такими:

1. Закачування через НКТ розрахункового об'єму підбраного кислотного складу в свердловину (рис. 2.3).
2. Введення та продавлювання розрахункового об'єму емульсії типу «нафта в кислоті» у високопроникний пласт (рис. 2.4).
3. Промивання з підтриманням циркуляції підбраного кислотного складу (рис. 2.4).

4. Закачування та продавлювання розрахункового об'єму підібраного кислотного складу в низькопроникний пласт (рис. 2.5).
5. Виклик припливу продукції (рис. 2.5).

Ця послідовність дозволяє спочатку спрямувати кислотний склад переважно в віддалені зони високопроникного пласта, залишаючи нижній інтервал залученим до процесу кислотної обробки. Подальше закачування спеціально розробленої емульсії ГЕКС закупорює тріщини, порожнини та червоточини завдяки своїй високій в'язкості. Це сприяє перенаправленню кислотного складу в обхід зони поглинання.

Прокачування підібраного кислотного складу забезпечує видалення емульсії зі стовбура свердловини шляхом циркуляції рідини на вибій. Під тиском склад продавлюється в низькопроникний пласт, який раніше не був охоплений впливом, забезпечуючи рівномірну обробку.

Останній етап являє собою промивання свердловини і виклик припливу з витяганням блокує емульсії і прореагувавшої кислоти з продуктами реакції з ПЗП.

В результаті можливо обробити два розкритих продуктивних пласта значно різної проникності без використання додаткового обладнання.

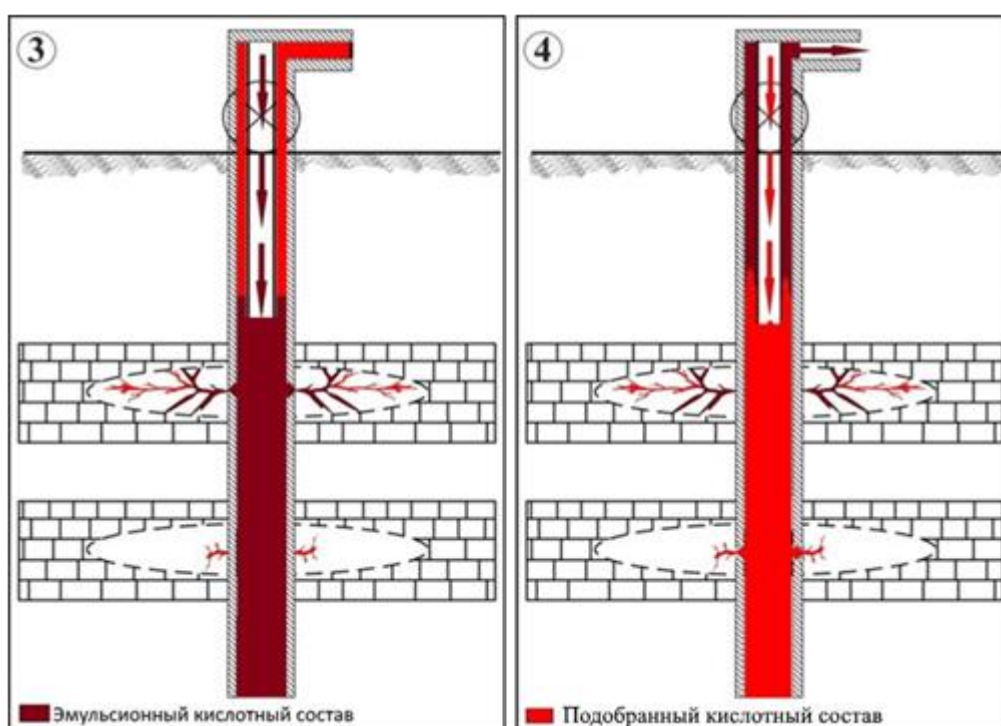


Рис.2.4 - Другий і третій етапи технології. Закачування і продавка пачки ГЕКС (3) і подальша промивка підібраним КС (4)

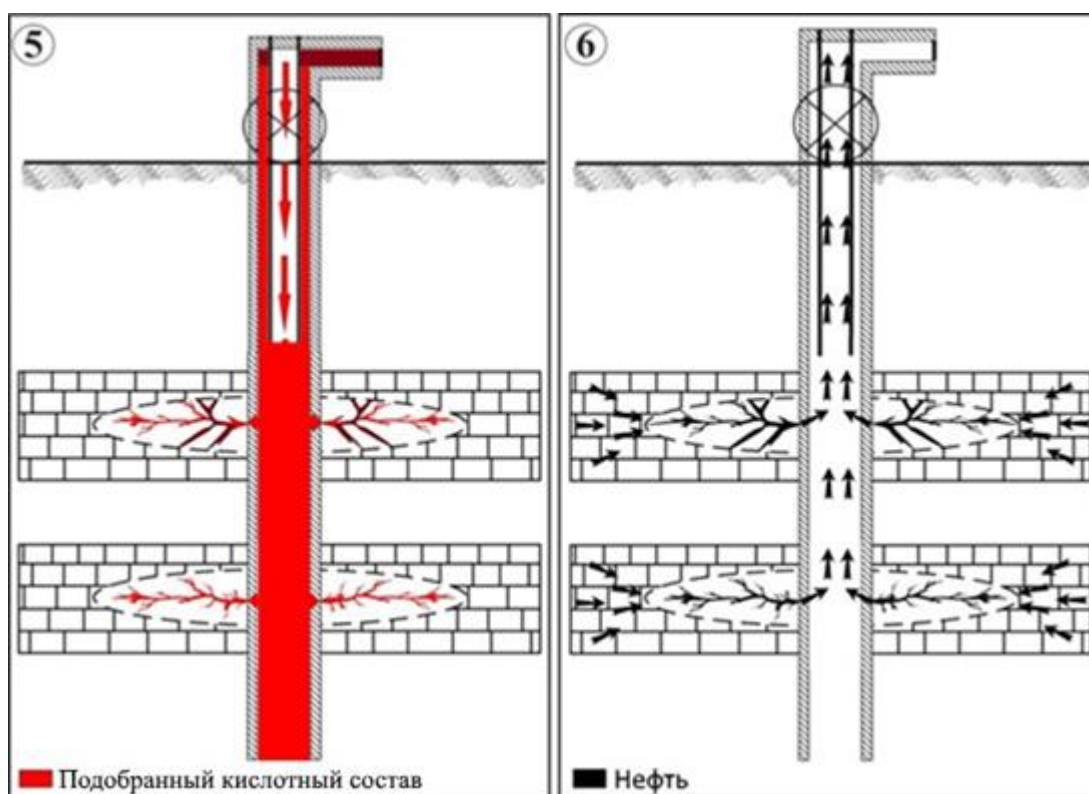


Рис. 2.5 - Четвертый і п'ятий етапи технології. Закачування і продавки розрахункового обсягу кислоти (5) з наступним викликом припливу (6).

Високопроникний пласт знаходиться нижче низькопроникного. У цій ситуації нижній високопроникний поклад, як і раніше, слугує зоною поглинання закачуваного флюїду. Проте порядок виконання етапів відрізняється:

1. Через НКТ вводиться попередньо розрахований об'єм спеціального кислотного складу у високопроникний пласт.
2. У свердловину закачується необхідний об'єм емульсії типу «нафта в кислоті».
3. За допомогою підбраного кислотного складу емульсія продавлюється у високопроникний пласт.
4. Після цього підбраний кислотний склад продавлюється у низькопроникний пласт у розрахунковій кількості.

5. Виконується операція для виклику припливу вуглеводнів.

Таким чином, запропоновані методики для підвищення продуктивності пластів із різною проникністю дозволяють обходитися без пакерного обладнання. Основний результат досягається завдяки використанню робочих рідин із різними реологічними властивостями та правильно вибудованій послідовності їх застосування.

2.4 Методологія лабораторних і експериментальних досліджень

2.4.1 Чисельне моделювання полімерної кислотної обробки на реальному об'єкті

Для чисельного моделювання кислотної обробки (КО) реального об'єкта було використано спеціалізоване програмне забезпечення StimCADE. Це комп'ютерне ПО, розроблене корпорацією Schlumberger, призначене для виконання всіх етапів проведення операцій підвищення нафтовилучення (ОПЗ): вибір свердловин-кандидатів для КО, створення дизайну, супровід процесу, оцінка результатів у реальному часі та після завершення операції.

У даній роботі для моделювання КО застосовували доступні дані про історію експлуатації обробленої свердловини, а також її характеристики до і після проведення ОПЗ. Обробка включала використання основної промивної рідини та продавочної рідини. Основна промивна рідина складалася з 28%-го розчину соляної кислоти та 15%-ї нафтокислотної емульсії, тоді як у ролі продавочної рідини використовувався гас. Розчини соляної кислоти у концентраціях 15% та 28% є традиційними для цього родовища й застосовуються як робочий агент у процесі КО.

Розробка хімічного пакера-відхилювача

Першим кроком у створенні пакера-відхилювача у вигляді ГЕКС (гелеобразуючої емульсійної композиції) став вибір оптимального емульгатора та визначення його робочої концентрації. Для отримання

стабільної емульсії з необхідною в'язкістю, яка могла б проникати у пористе середовище й реагувати з колектором, було протестовано понад десять зразків емульгаторів. Найефективнішим виявився емульгатор, що містив складноєфірні сполуки, включаючи розчини олеїнової, лінолевої, ліноленової та смоляної кислот.

Дослідження показали, що для досягнення необхідної в'язкості кислотної емульсії потрібен склад із 70%-м об'ємним вмістом 15%-го розчину соляної кислоти та 30% нафти.

Кислотну фазу емульсії отримували шляхом змішування концентрованої соляної кислоти, дистильованої води та інгібітора корозії. Нафтова фаза формувалася перемішуванням нафти з емульгатором на високих обертах. Потім кислотну фазу поступово додавали до нафтової, перемішуючи на високій швидкості протягом 30 хвилин.

Для перевірки якості емульсії вимірювали її електропровідність (яка повинна бути близькою до нуля). Крім цього, проводився реологічний тест, що складався з чотирьох етапів:

1. Дослідження реологічних характеристик емульсії за поверхневих умов.
2. Прокачування емульсії через модель колектора (трубку).
3. Проникнення емульсії з колектора в карбонатний пласт із наступним розчиненням породи (на цій стадії поступово додавали карбонат кальцію).
4. Відкачування емульсії з системи «колектор (трубка) – пласт».

На третій та четвертій стадіях спостерігалася взаємодія кислоти з породою, що дозволило імітувати поведінку емульсії під час КО. Це дало змогу простежити зміну її в'язкості в процесі взаємодії.

У таблиці 2.1 зведені типи проведених випробувань на кожній стадії дослідження.

Таблиця 2.1 - Методи лабораторних досліджень за визначенням реологічних властивостей відповідно до зовнішніх умов і стадій досліджень

Стадія	Вид випробування	Температура, □	Тривалість випробування, хв.
Поверхневі умови	Визначення коеф. тиксотропії	20	0
Прокачка емульсії через колектор	Визначення в'язкості емульсії и коеф. тиксотропії	20	30
Закачка в пласт	Визначення в'язкості емульсії и коеф. тиксотропії	60	90
Відтік із пласта	Визначення в'язкості емульсії и коеф. тиксотропії	60	90

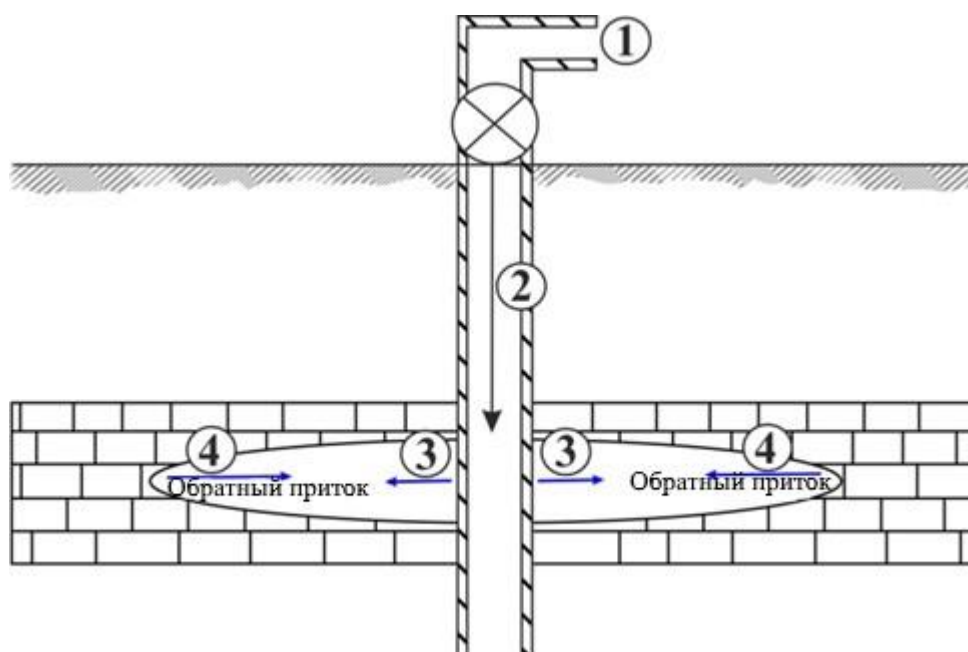


Рис. 2.6 - Схема чотирьохетапного дослідження властивостей емульсії

2.4.3 Підбір основної партії (активної частини) кислотного складу

Для основної партії кислотного складу, яка використовується в операціях підвищення нафтовилучення (ОПЗ), слід обирати кислоту або їх суміш із максимально низькою швидкістю реакції та високою здатністю розчиняти карбонатну породу. Також важливо забезпечити можливість регулювання корозійної активності реагенту. Найпоширенішим реагентом для КО в карбонатних колекторах є соляна кислота. Проте її використання в чистому вигляді обмежене через високу швидкість реакції з породою і значну корозійну активність.

Для контролю цих параметрів застосовуються два підходи:

1. Змішування соляної кислоти з органічними кислотами, які діють як буфери й пролонгатори реакції. Це дозволяє утворювати більш глибокі й протяжні канали (червоточини), що підвищує продуктивність свердловини після обробки.
2. Використання повільнодіючої кислоти, що отримується шляхом додавання поверхнево-активних речовин (ПАР), які сповільнюють реакцію.

На основі цих підходів для дослідження були обрані суміші соляної кислоти з органічними кислотами, а також розчини соляної кислоти з ПАР у різних концентраціях при пластовій температурі (60 °С). Ефективність досліджуваних складів оцінювалася шляхом тестів на швидкість реакції кислоти з породою та на ступінь розчинення породи (розчинювальну здатність).

Кількісний аналіз ефективності проводився шляхом порівняння результатів із показниками чистого розчину соляної кислоти. Додавання органічних кислот і ПАР дозволило не тільки знизити швидкість реакції реагенту з породою, але й підвищити його розчинювальну здатність. Оптимальним вважається склад, який має низьку швидкість реакції за максимальної здатності до розчинення.

Крім того, додатковою метою досліджень було визначення складів, що пролонгують дію кислоти (збільшують тривалість її активності), що позитивно впливає на результати ОПЗ.

Для експерименту взято традиційні для цього родовища розчини соляної кислоти в концентраціях 15% і 28%. До цих розчинів додавали оцтову кислоту (8–13%) та мурашину кислоту (5–9%). Швидкість реакції та розчинювальну здатність сумішей вимірювали протягом трьох годин. Для цих тестів використовували шість карбонатних дисків, що імітують породу. Ступінь розчинення оцінювали через 5, 15, 30, 60, 120 і 180 хвилин.

Друга серія експериментів вивчала суміші розчинів соляної кислоти з поверхнево-активними речовинами (ПАР) у концентраціях 0,2%, 0,5% і 1% від загальної маси суміші. Методики, обладнання та матеріали для цих випробувань були аналогічними до тих, що використовувалися для тестування сумішей соляної та органічних кислот.

2.4.4 Методика моделювання багатостадійної кислотної обробки з відхилювачем

Для перевірки здатності емульсії в складі кислотного складу виконувати функцію хімічного пакера-відхилювача було проведено фільтраційний експеримент. Дослідження проводилося на двох паралельно розташованих ядрах:

- Високопроникний ядро імітував верхній продуктивний горизонт.
- Низькопроникний ядро імітував нижчий продуктивний горизонт.

Цей підхід дозволив моделювати кислотну обробку свердловини, яка розкриває кілька горизонтів із різними характеристиками. Багатостадійна технологія кислотної обробки (КО) дозволяє перенаправляти основну партію розчину з високопроникного горизонту до низькопроникного.

Схему установки, використаної для досліджень, показано на рисунку 2.7. Протитиск на виході зразків підтримувався на рівні 7,58 МПа. Тиск обтиску

на зразки становив 17,24 МПа, що відповідає реальним пластовим умовам. Температура в експерименті залишалася стабільною на рівні 60°C.

Етапи експерименту

1. Закачка дистильованої води для стабілізації тиску на вході в зразки.
2. Введення першої партії кислотного складу (15% розчин соляної кислоти з ПАР у концентрації 0,5%) із постійною витратою 0,5 см³/хв.
3. Закачка емульсії для створення хімічного пакера та перенаправлення потоку кислоти.
4. Промивання труб системи, моделювання очищення вибою свердловини.
5. Введення основної партії кислотного складу (15% розчин соляної кислоти з ПАР у концентрації 0,5%) для обробки низькопроникного горизонту.
6. Фінальне очищення системи, що включало відпрацювання, промивку, освоєння свердловини та виклик припливу.

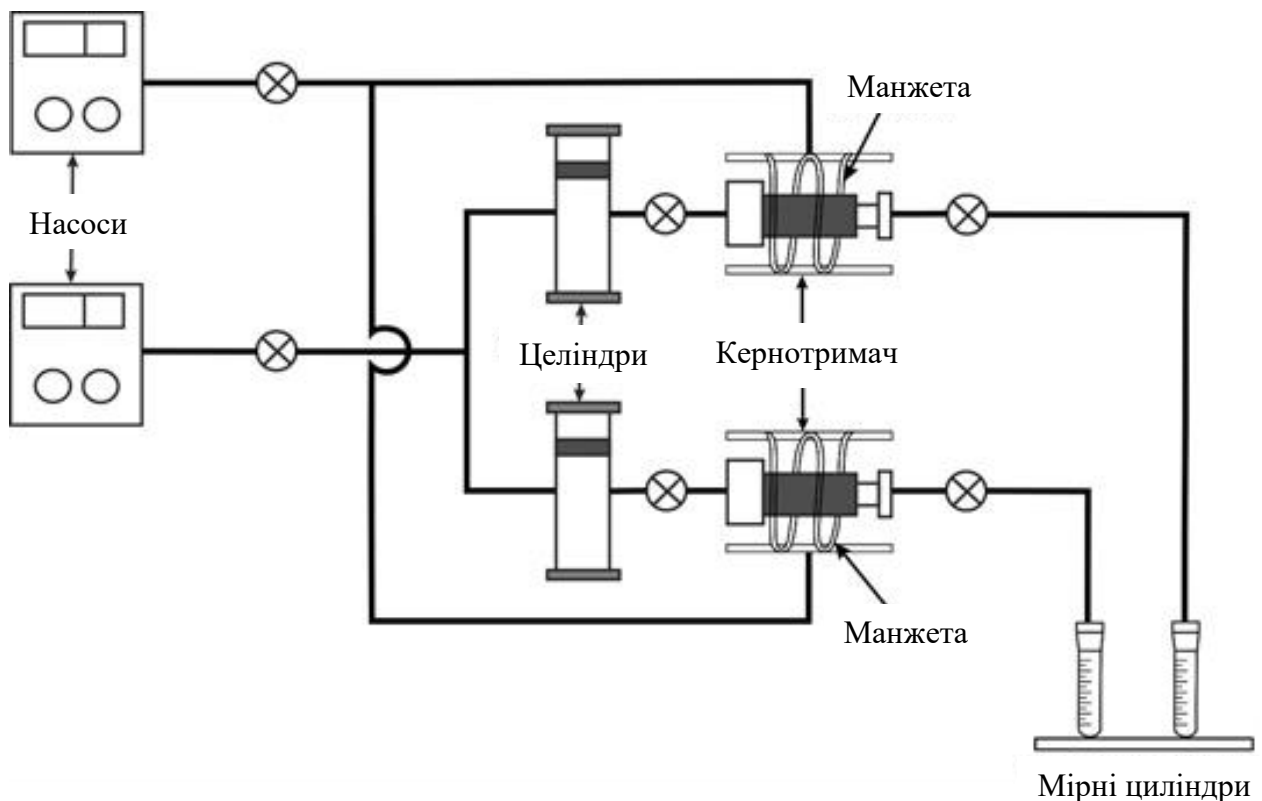


Рис. 2.7 - Схематичне зображення установки фільтраційних досліджень для двох паралельно розташованих зразків

Ця методика забезпечує ефективне перенаправлення реагентів до зон із низькою проникністю, збільшуючи продуктивність обробленої свердловини. Процес моделювання кислотної обробки наведений в додатку А.

Висновки

За результатами проведених робіт можна зробити наступні висновки:

1. Математичне моделювання запропонованої технології кислотної обробки пластів із різною проникністю підтвердило потенційну ефективність використання гідрофобізованого емульсійного кислотного складу (ГЕКС) на Більському родовищі.

2. Результати моделювання засвідчили необхідність удосконалення ГЕКС для підвищення його відхиляючої здатності, що забезпечить рівномірний вплив на обидва продуктивні горизонти з різними фільтраційно-ємнісними властивостями.

3. Виконано аналіз експериментів із математичного та фізичного моделювання процесу кислотної обробки пластів.

РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ БІЛЬСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ДЛЯ УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

3.1 Геолого-промислова характеристика родовища

Більське нафтогазоконденсатне родовище адміністративно розташоване в Зіньківському районі Полтавської області та Охтирському районі Сумської області [14].

Експлуатація родовища почалася в 1963 році з газоконденсатного покладу горизонту Ю-1, який наразі повністю вироблений. Розробка горизонтів І-1, І-2, І-3 триває з 1974 року. Нафтова облямівка горизонту І-3 була введена в експлуатацію в 1964 році. Проте видобування нафти супроводжувалося швидкими проривами вільного газу й води, що призводило до зниження дебітів. Через перехід на фонтанування чистим газом нафтові свердловини були законсервовані. У період 1964–1966 років було видобуто 23,1 тис. тонн нафти та 64 млн м³ газу.

У 1968 році УкрНДІГаз рекомендував розробляти родовище як газоконденсатне з попутним видобутком нафти. Візейські газоконденсатні поклади В-14 і В-15б стали основними об'єктами розробки з 1969 року. Станом на 1 січня 2006 року з цих покладів видобуто 1889,7 млн м³ газу та 140 тис. тонн конденсату.

У геологічному розрізі Більського родовища беруть участь відклади палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку.

Палеозойська група (Pz) Відклади палеозойської групи представлені пізньодевонськими, ранньо-, середньо-, пізньокам'яновугільними та ранньопермськими породами.

- Девонська система (D) Девонські відклади, розкриті свердловиною 470, відносяться до фаменського ярусу.

- Верхній відділ. Фаменський ярус (D3fm): Утворення представлені теригенно-карбонатною товщею: у нижній частині переважають дрібно- та середньозернисті пісковики, у верхній — щільні схванокристалічні вапняки.

- Кам'яновугільна система (C) Утворення кам'яновугільної системи включають відклади нижнього, середнього та верхнього відділів із усіма ярусами уніфікованої шкали.

- Нижній відділ. Турнейський ярус (St): Турнейські відклади мають карбонатно-теригенну природу та характерну фауну форамініфер і остракод. Вони поділяються на дві товщі:

- Нижня — піщано-глиниста з прошарками вапняків.
- Верхня — піщано-карбонатна з прошарками аргілітів.

Товщина ярусу змінюється від 226 м у свердловині 150 до 255 м у свердловині 470.

Візейський ярус (C1v)

У межах візейського ярусу розрізняють нижньовізейський і верхньовізейський під'яруси:

- Нижньовізейський під'ярус складається з горизонтів мікрофауни XIV-XIII. Літологічно він утворений вапняками з вкрапленнями аргілітів і алевролітів. У верхній частині відкладів наявний потужний шар пісковиків завтовшки до 40 метрів.

- Верхньовізейський під'ярус включає горизонти мікрофауни XIIa, XII і XI. Літологічно цей шар складений пісковиками, аргілітами й алевролітами, серед яких у горизонтах XIIa і XI трапляються прошарки вапняків. Найбільша товщина відкладів візейського ярусу, що була зафіксована у свердловині №470, становить 835 метрів.

Серпухівський ярус (C1s)

Серпухівський ярус поділяється на нижній (горизонти мікрофауни X і IX) і верхній (горизонти VIII-V) під'яруси. Відклади цього ярусу утворені піщано-глинистою товщею. Верхній під'ярус залягає на нижньому із стратиграфічним несумісним перекриттям. Найбільша товщина серпухівських відкладів сягає 606 метрів, що спостерігається у свердловині №102.

Середній карбон (C2)

Середній карбон включає башкирський і московський яруси:

- Башкирський ярус (C2b):

- Цей ярус перекриває шари ранньокам'яновугільного періоду із геологічною невідповідністю. Він представлений морськими утвореннями, які за літологічним складом поділяються на дві товщі: нижню – глинисто-карбонатну, і верхню – глинисто-піщану. Товщина відкладів варіюється в межах від 497 метрів (свердловина №104) до 543 метрів (свердловина №151).

- Московський ярус (C2m):

- Московський ярус залягає вище башкирських відкладів з геологічним несумісним контактом. Літологічно він складається з пісковиків, у верхній частині яких спостерігаються прошарки вапняків. Товщина цього шару змінюється від 328 метрів у свердловині №160 до 373 метрів у свердловині №103, поступово збільшуючись від центральної частини структури до її крил.

Верхній карбон (C3)

Верхній карбон характеризується чергуванням пісковиків і аргілітів із вкрапленнями вапнякових прошарків. Товщина цих відкладів варіюється від 386 метрів у свердловині №100 до 469 метрів у свердловині №104.

Пермська система (P)

Відклади пермської системи належать до нижнього відділу (P1), який перекриває пізньокам'яновугільні шари із геологічною невідповідністю. До складу нижнього відділу входять карта-мишська, микитівська та слов'янська свити. Товщина цих відкладів коливається в діапазоні від 72 до 198 метрів.

Мезозойська група (Mz)

- Тріасова система (T):

- Відклади тріасової системи залягають на еродованій поверхні нижньопермських порід. Нижні частини розрізу складаються з піщано-глинистих товщ, які поступово переходять у піщані, а потім у піщано-карбонатні. У верхніх шарах переважають глинисті відклади. Нафтогазові поклади пов'язані з піщано-карбонатною товщею, тоді як газові родовища

локалізуються у глинистій товщі. Товщина тріасових відкладів варіюється від 487 метрів (свердловина №100) до 605 метрів (свердловина №105).

Піщано-карбонатна товща тріасу - $T_{пк}$.

Літологічно цей розріз характеризується частим чергуванням світло-сірих і зеленуватих пісковиків середньозернистих, з сильною слюдистістю, вапняків з вкрапленнями глин строкатих барвистих відтінків і цегляно-червоних, які переходять у алевроліти. Цей шар виокремлюється значною вапняковістю порід і місцями містить великі скупчення і зростки білуватого вапняку, схожого на цукровий. Отже, піщано-карбонатна товща тріасу може бути розглянута як перехідний шар від нижньої піщаної до верхньої глинистої товщі тріасу. До цієї піщано-карбонатної товщі на Більській площі приурочені родовища нафти і газу. Товщина цього шару варіюється від 52 до 74 метрів.

Юрська система (J)

Юрська система включає середній і верхній відділи. Відклади середнього юрського періоду складаються в об'ємі байоського і батського ярусів: в нижній частині це піщані відклади, що приурочені до газових покладів, а в верхній – глинисті відклади. Подібну структуру мають і пізньоярські відклади, які представлені келовейським, оксфордським і кимериджським ярусами. Товщина відкладів юрського періоду коливається від 489 метрів у свердловині №100 до 605 метрів у свердловині №105.

Крейдова система (K)

Крейдова система складається з нижнього і верхнього відділів. Нижній відділ складається з пісків з прошарками глин, а верхній – переважно з білої писальної крейди та крейдоподібних мергелів. Товщина цієї системи варіюється від 705 метрів у свердловині №165 до 783 метрів у свердловині №105.

Кайнозойська група (Kz)

У складі кайнозойської групи виділяються палеогенова, неогенова та четвертинна системи. Літологічно ці відклади представлені пісками, глинами і супесями. Товщина цих відкладів варіюється в межах від 321 до 374 метрів

Тектоніка

Більська структура знаходиться в межах центральної частини грабену Дніпровсько-Донецької западини. За результатами КМПХ на рельєфі поверхні кристалічного фундаменту Більської площі виділено північні та південні зони виступів і западин.

Північна зона охоплює Качанівську западину, а також Зеньківський і Груньський виступи. Ця територія межує з розломом південно-східного напрямку, що спричиняє різке зниження поверхні фундаменту на 750 м. Водночас на північ від цього розлому спостерігається підняття фундаменту.

У південній зоні виступів і западин знаходяться Лютьєвська западина, Покровський виступ і Солохівська западина, що є частиною Центральної ділянки грабену. Всі ці зони, а також прилегла монокліналь, інтенсивно розбиті розривними порушеннями.

Глибина залягання кристалічного фундаменту в межах північної зони коливається від 6,5 до 7,5 км, з поступовим підйомом до 4 км. В південній зоні фундамент знаходиться на глибині від 8,5 до 11 км.

У 2000-2001 роках на Більській площі було проведено сейсмозвідувальні роботи в 3D-форматі, що дозволило уточнити геологічну будову. Основним структурним елементом осадового чохла є виразне Більське брахіантиклінальне підняття з девонським соляним ядром, яке залягає на глибині близько 6000 м.

Відклади карбону формують витягнуту брахіантиклінальну складку північно-західного напрямку, ускладнену серією диз'юнктивних порушень. Найбільш перспективними для нафтогазоносності є горизонти В-14, В-15 і В-16, що співвідносяться з відбиваючим горизонтом Vb13-11. За цим горизонтом амплітуда підняття становить близько 650 м, а розміри структури — 12x8 км по ізогіпсі -4250 м, розділені тектонічним порушенням з амплітудою 200-350 м.

На південному крилі кути падіння пластів складають 17-18°, а на північному — 14-16°. У піднятих і занурених блоках горизонти В-14-В-16

мають різні рівні гідрогеологічного водоносного колектора, що вказує на їх гідродинамічну ізоляцію.

Основне порушення простежується в таких свердловинах, як 14, 101, 150, 151, 160, 161, 162, 163, 165, 166 та 470, і ймовірно виходить на денну поверхню, починаючи з турнейських відкладів за даними сейсмозвідки. Це порушення визначає геометрію і розташування вуглеводневих пасток для візейських, юрських та тріасових покладів. Окрім основного порушення, структура ускладнена кількома дрібнішими порушеннями (амплітудою 50-100 м), що можуть бути як паралельними основному, так і субмеридіонального напрямку.

Час формування основного порушення можна умовно віднести до пізньовізейського періоду. Свердловини, розташовані в піднятому блоці (наприклад, 470 та 101), відкривають пізньовізейські відклади на 50-70 м менше, ніж свердловини на схилах структури, такі як 163 і 150. Процес соляного тектогенезу активізувався в передбашкирський і башкирський періоди, з товщиною С2в у свердловинах 470 і 101 близько 500 м, а у свердловинах 151 і 160 в опущеному блоці — 550 м. Вірогідно, активізація процесів формування Більської структури тривала і в пізньокам'яновугільний період.

Аналіз товщин і геологічної будови дозволяє припустити, що в цей час, на тлі загального занурення площі, відбувалися локальні підйоми пластів в центральній частині структури, що супроводжувалися активізацією тектонічних рухів. Ці рухи, ймовірно, продовжувалися й на більш пізніх етапах тектогенезу. Також вивчення геологічного матеріалу вказує на можливість наявності в південно-східній частині родовища малих амплітуд розривних порушень.

Детальний аналіз геологічної будови дозволяє припустити, що склепінна частина складки в межах зануреного блоку, що зазнала значного амплітудного скиду, зсунулася в південно-східному напрямку і нині знаходиться між свердловинами 150 та 102. Це розташування знаходиться на ділянці, де раніше

буріння не вважалося доцільним. Це припущення стало основою для проведення детальних сейсмозвідувальних робіт у форматі 3D на родовищі.

Результати цих робіт не мають однозначної інтерпретації, проте вони підтвердили зміщення склепіння Більського підняття по візейських відкладах в районі свердловини 150 на схід. Подібні структурні форми, характерні для візейських відкладів, простежуються також по вищезалягаючих башкирських і московських відкладеннях середнього карбону, але з більшою кількістю скидів.

Структурний план верхнього карбону в загальному відтворює форми структур середнього карбону. У мезозойських відкладеннях спостерігається вирівнювання крил та периклінальних ділянок, а також зменшення кутів нахилу шарів, які складають 3-6°.

Покрівля юрського пісковика, що є продуктивним, відповідає відбиваючому сейсмічному горизонту J2bs2-P. Палеосклепіння Більської структури, з огляду на вплив скидів, розташоване в районі свердловини 17. Продуктивні свердловини перебувають в межах цього палеосклепіння, яке ускладнене скидами амплітудою 40 м і дрібними порушеннями, що проходять паралельно основній осі складки. Якщо припустити, що антиклінальна пастка в юрських відкладеннях була заповнена вуглеводнями до тектонічних змін, то з урахуванням результатів свердловин 14 і 17, можна зробити висновок, що газоводяний контакт у найбільш зануреній частині знаходиться на рівні не глибше за -1400 м. В інших ділянках палеосклепіння, що межують з дрібними порушеннями, ГВК буде знаходитися на рівні не вище за -1375 м.

Структурні особливості тріасового горизонту Tпк, де покрівля відповідає горизонту III в, схожі на структуру горизонту II в. В межах Більської брахіантіклінальної складки можна виділити дві основні структурні форми. Перша – напівантікліналь, що знаходиться в північно-західній частині та межує з порушенням, в межах якого розташована свердловина 6. Друга форма – самостійна антикліналь, що обмежена ізолінією -1650 м і розділена субширотним порушенням амплітудою 70 м на дві частини, кожна з яких має власне склепіння.

Сучасне склепіння цієї антикліналі перебуває в районі свердловини 211. Палеосклепіння структури, з урахуванням скидів, розташоване в районі свердловин 207 і 17, що збігається з положенням на структурному плані горизонту J2bs2-P.

Активність тектонічних процесів у цій структурі, а також у її окремих ділянках і тектонічних порушеннях на неотектонічному етапі, ймовірно, мала негативний вплив на збереження вуглеводневих покладів.

3.2 Нафтогазоводоносність.

Газоносність родовища зосереджена в покладах юрських, тріасових та нижньокарбонівих відкладів. Одна з основних характеристик родовища – багат шаровість, значна літологічна різноманітність як по горизонтах, так і в межах окремих шарів, що обумовлює варіативність його властивостей. Серед інших особливостей варто зазначити низьку газонасиченість і проникність пластів, а також численні тектонічні порушення, які погіршують умови для розробки газових покладів, особливо на периферії структури.

Максимальна висота газоносної поверхні становить 620 м. Основні газові та конденсатні поклади зосереджені в горизонтах В-14 і В-156. Найбільший обсяг газу виявлений у покладі горизонту В-14, де покрівля знаходиться на глибині 3730 м в центральній частині склепіння.

Газоносність юрських відкладів була підтверджена ще в 1968 році, коли під час випробувань свердловини 101 було отримано припливи газу з конденсатом з горизонтів В-14 і В-156. З 1969 року розпочалася експлуатація цих покладів.

Ефективна товща колекторів становить 32,8 м, з газонасиченими шарами товщиною 12-20 м, при цьому на периферії ці показники зменшуються. Пористість колекторів у горизонті В-14 варіюється від 1% до 13%, а у горизонті В-156 – від 10% до 11%, середнє значення по родовищу складає 9%.

Проникність колекторів має великий діапазон варіацій – від $0,011 \times 10^{-12}$ м² до $0,11 \times 10^{-12}$ м², при середньому значенні $0,05 \times 10^{-12}$ м². Однак, через технічні труднощі з точним виміром пористості та проникності, загальний об'єм пор і пропускну здатність колекторів визначити неможливо. Це

пояснюється тим, що найбільш проникні зразки порід при відборі кернів часто руйнуються і не досягають поверхні.

Гідрогеологічна характеристика родовища

Окрім пластових вод, які були отримані при випробуванні свердловин, на Більському ГКР спостерігаються води, що виносяться газом під час експлуатації свердловин.

Дослідження хімічного складу цих вод виявило, що вони містять значну кількість піску та мають різну ступінь мінералізації. Мінералізація варіюється від 0,32 г/л (прісні води) до 231,7 г/л (россол високої концентрації).

Аналіз складу та обсягу виносної рідини, порівняння з пластовими водами, дозволили зробити висновок, що ці води мають різний генезис. Окрім конденсаційної води, яка утворюється через конденсацію водяної пари, спричинену різким зниженням температури і тиску на вибої свердловини, ця рідина також містить зв'язану воду, яка виноситься разом із газом. У деяких свердловинах спостерігається також винос крайових та підошовних вод, які підтягуються до свердловин.

Крім того, після введення свердловин в експлуатацію, деякий час в складі виносної води спостерігається інерідна рідина, що потрапила в пласт під час буріння.

Поява хлоркальцієвих вод високої мінералізації в свердловинах свідчить про просування зацемлених "водяних включень" (що мають відносно малі дебіти, не перешкоджаючи експлуатації свердловин) або про поступлення пластової води з підвищеними дебітами.

Отже, хімічний склад виносної води є важливим індикатором стану свердловин і використовується для контролю за їх експлуатаційним режимом.

Підрахунок запасів газу Більського родовища здійснювався ГПУ Полтавагазвидобування на основі результатів випробувань і промислово-геофізичних досліджень паробурених свердловин. У 1999 році ДКЗ затвердило початкові запаси родовища: 4.681 млрд м³ газу і 824 тис. т конденсату. Початкові запаси візейських покладів відповідно становлять 3809 млн м³ газу і 274 тис. т конденсату.

3.3 Аналіз розробки покладу

Більська структура була виявлена в результаті структурно-картувального буріння та сейсмічних досліджень, проведених у 1952-1953 роках. В 1957 році було розпочато пошуково-розвідувальне буріння, а того ж року свердловина № 1 дала промисловий приплив газу з утворень середньої юри (продуктивний горизонт Ю-1, інт. 1696-1700 м).

У 1958 році родовище було прийнято на державний баланс.

Розробка родовища поділяється на два етапи. Під час першого етапу, що тривав з 1957 по 1963 рр., було пробурено 27 свердловин і підготовлено до розробки покладу вуглеводнів у породах тріасу та юри. Дослідно-промислову експлуатацію родовища розпочали в 1963 році з газоконденсатного покладу горизонту Ю-1, який на сьогодні повністю вироблений. Поклади горизонтів І-1, І-2, І-3 почали розроблятися з 1974 року.

Під час другого етапу робіт було виявлено промислову нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів. За цей період було пробурено вісім свердловин, якими були розкриті карбонатні відклади від четвертинних до нижньокам'яновугільних (турнейський ярус).

Аналіз показників розробки покладів показав невідповідність фактичних і проектних показників. За час розробки родовища пластовий тиск зменшився з 23,6 МПа до 17,5 МПа, а річні фактичні показники відбору газу і конденсату з 1972 по 1995 рр. були більш-менш стабільними. Однак з 1996 року ці показники стали значно нижчими за проектні — в 5 разів. Найбільший темп відбору газу спостерігався з 1980 по 1992 роки, а найменший — з 1998 по 2000 роки. Причинами цих змін могли бути:

- неправильне підрахування запасів газу,
- невідповідність проектних і фактичних дебітів,
- недостатня кількість свердловин (затримки з бурінням через аварії та відсутність фінансування).

Більське газоконденсатне родовище є багатопластовим, з двома основними експлуатаційними об'єктами. Поклади між собою гідродинамічно не пов'язані, і для родовища характерні численні тектонічні порушення.

Поклади мають різні умови роботи та розміри робочих дебітів. Тому в проекті розробки Більського ГКР [1], в корективках розробки [2] і в проекті дорозробки родовища [4] рекомендовано розглядати візейський поклад як окремий експлуатаційний об'єкт.

Аналіз розподілу пластового тиску по площі газоносності зроблено на основі карти ізобар (дані проекту дорозробки 1990 року). З того часу зміна пластового тиску була незначною, тому ці дані можна використовувати й тепер. Загалом по родовищу спостерігається подальше розширення центральної депресійної воронки, обмеженої ізобарою. На її фоні виділяються локальні ділянки з нижчими або вищими значеннями пластового тиску, що обумовлені нерівномірною роботою пластів і суміщенням об'єктів.

З початку розробки візейського покладу пластовий тиск здебільшого зменшувався з 23,6 МПа до 7,3 МПа у 2002 році. Проте в окремі роки спостерігався зростання пластового тиску через введення нових свердловин в експлуатацію. З 2002 по 2020 рік пластовий тиск знову зменшився до 17,5 МПа.

Згідно з результатами промислово-геофізичних, промислово-геологічних та гідрогеологічних досліджень, значного поступлення пластових вод у поклад не спостерігається, що обумовлено низькими колекторськими властивостями пластів. Однак через форсовану експлуатацію свердловин мали місце прориви пластових вод через найпроникніші пропластки. Також не виключено обводнення свердловин сторонніми пластовими водами, що може бути спричинено корозією експлуатаційних колон, зокрема обривом НКТ та високим вмістом вуглецю (1,3%) у продукції свердловин. Внаслідок цього на даний час було ліквідовано 6 свердловин.

Для оцінки режиму покладу за промисловими даними використовується залежність зведеного пластового тиску від сумарного видобутку газу. Вихідні дані для побудови графічної залежності зводяться в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1

Рік розробки	Середній пластовий тиск на кінець року $P_{пл}(t)$, МПа	Сумарний відбір газу на кінець року $Q_{вид}(t)$, млн. м ³	Коефіцієнт стисливості газу, Z	$P_{пл}(t) / Z(P_{пл})$, МПа
2011	10,7	790,8	0,8537	12,5339
2012	12,3	977,2	0,8459	14,5412
2013	11	1046,3	0,8520	12,911
2014	11,5	1098,5	0,8494	13,539
2015	10,2	1152	0,8568	11,9052
2016	10	1203,8	0,8581	11,6538
2017	9,6	1316,1	0,8609	11,1514
2018	9,7	1433,5	0,8602	11,2769
2019	9,1	1523,5	0,8647	10,5243
2020	9,4	1607,1	0,8624	10,9004
2021	7,8	1636,2	0,8761	8,9032
2022	7,3	1648,6	0,8811	8,285

Приведемо приклад розрахунку коефіцієнту стисливості газу для початкового пластового тиску.

Коефіцієнт стисливості газу визначаємо за формулою:

$$Z = (0.41 \lg T_{np} + 0,73)^{P_{np}} + 0,1 * P_{np} \quad (3.1)$$

де: $P_{np} = \frac{P_{пoc.пл}}{P_{cp.кр}} \quad (2.2) ; \quad T_{np} = \frac{T_{пoc.пл}}{T_{cp.кр}} \quad (3.3) ;$

$$P_{cp.кр} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{\rho}_Г \quad (3.4)$$

$$T_{cp.кр} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{\rho}_Г \quad (3.5)$$

$T_{cp.кр}, P_{cp.кр}$ - середньокритична температура і тиск;

T_{np}, P_{np} - приведена температура і тиск;

Відносна густина газу $\rho = 0,784$. Пластова температура $T_{пл} = 378$ К.

$$P_{cp.кр} = 4,892 - 0,4048 \cdot \rho = 4,892 - 0,4048 \cdot 0,784 = 4,432 \text{ МПа.}$$

$$T_{\text{ср.кр.}} = 94,717 + 170,8 \cdot \rho = 94,717 + 170,8 \cdot 0,784 = 228,6242 \text{ К.}$$

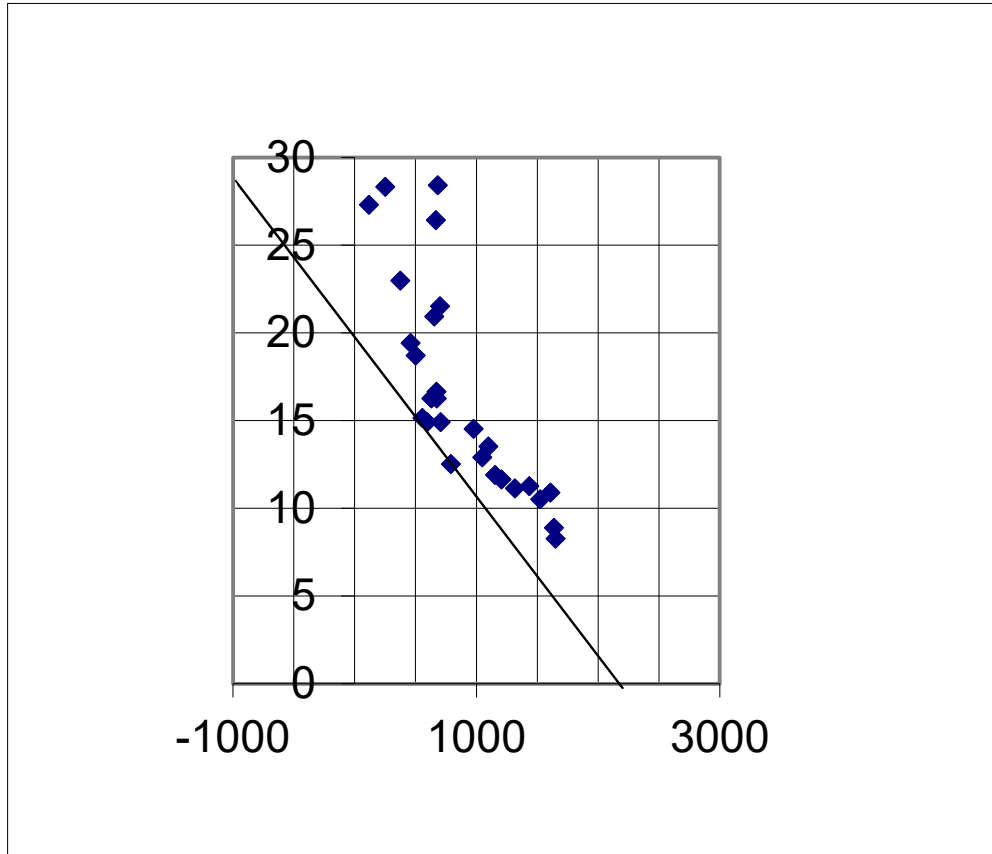


Рис.3.2 - Графік залежності зведеного тиску від суммарного видобутку газу $P_{\text{пл}}/Z_{\text{пл}} = f(Q_{\text{вид}})$ для працюючих свердловин.

З аналізу наведеної залежності (рис 2.3) видно, що родовище розробляється в умовах газового режиму. Графік залежності

$$\frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{Z(\tilde{P}_{\text{пл}})} = f(Q_{\text{вид}}(t))$$

- пряма лінія, що відповідає працюючим свердловинам,

деякі точки якої трохи відхиляються від прямої лінії, що зумовлено введенням в експлуатацію нових свердловин або блоків. Лінія відповідає розробці родовища свердловинами, які були введені в експлуатацію після 2005 року.

3.4 Уточнення початкових і залишкових запасів газу

Для уточнення запасів газу за промисловими даними використовуємо рівняння матеріального балансу для газового родовища при газовому режимі

$$\frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{Z(\tilde{P}_{\text{пл}})} = \frac{P_{\text{поч}}}{Z_{\text{поч}}} - \frac{Q_{\text{вид}}(t)}{\Omega^*} \quad (3.6)$$

де: $P_{поч}$, $\tilde{P}_{пл}(t)$ - початковий і поточний пластовий тиск;

$Z_{поч}$, $Z(\tilde{P}_{пл})$ - коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і

відповідно при $P_{поч}$ і $\tilde{P}_{пл}(t)$;

$Q_{вид}(t)$ - сумарний видобуток газу, зведений до стандартних умов;

Ω^* - зведений газонасичений поровий об'єм.

Для визначення початкових запасів газу потрібно знати приведені

$$Q_{зап.поч.} = \Omega^* \frac{P_{поч}}{Z_{поч}} \quad (3.7)$$

Ω^* визначаємо використовуючи метод найменших квадратів. Вихідні дані для знаходження Ω^* наведені в табл. 2.4. і 2.5.

$$\Omega^* = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{вид}^2(t_i)}{\frac{P_{поч}}{Z_{поч}} \sum_{i=1}^n Q_{вид}(t_i) - \sum_{i=1}^n \frac{\tilde{P}_{пл}(t_i)}{Z(\tilde{P}_{пл})} Q_{вид}(t_i)} \quad (3.8)$$

Знайдемо приведені газонасичений поровий об'єм згідно табл. 3.1. за ліквідованими свердловинами.

$$\Omega^* = \frac{(31142628,96)}{\left(\frac{23,6}{0,8640}\right) \cdot 25311,8 - 335934,7} = 87,614 \text{ млн.м}^3/\text{МПа.}$$

$$Q_{зап} = \Omega^* \cdot P_{поч}/Z_{поч} = 87,614 * (23,6/0,8640) = 2393,16 \text{ млн.м}^3.$$

Знайдемо приведені газонасичений поровий об'єм згідно табл. 2.5. за працюючими свердловинами.

$$\Omega^* = \frac{187196,8 \cdot 10^{12}}{38,05 \cdot 1080,9 \cdot 10^6 - 27114,58 \cdot 10^6} = 13,35 \text{ млн.м}^3/\text{МПа.}$$

$$Q_{зап} = \Omega^* \cdot P_{поч}/Z_{поч} = 13,35 * (41,1/1,0576) = 518,8 \text{ млн.м}^3.$$

Як видно з приведених розрахунків запаси газу Візейського покладу В-14-В-156 Більського родовища становлять по ліквідованих свердловинах 2393 млн.м³, а по діючих 518,8 млн.м³. Запаси газу по покладу В-14-В-156, затверджені в ДКЗ в розмірі 3809 млн м³. За графіками залежності

$$\frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{Z(P_{nl})} = f(Q_{вид}(t))$$

запаси газу по ліквідованих свердловинах становлять близько 2400 млн. м³, а по діючих близько 500 млн. м³

Найбільш точними є запаси, визначені за методом падіння пластового тиску за промисловими даними, із врахуванням нової інформації, отриманої в результаті експлуатації нових свердловин.

Отже, в подальших розрахунках приймаються значення початкових запасів газу по діючих свердловинах, які складають 519 млн м³.

Визначимо залишкові запаси газу

$$Q_{зап.зал.} = Q_{зап.поч.} - Q_{вид}(t)$$

$$Q_{зап.зал.} = 519 - 251,7 = 267,3 \text{ млн. м}^3$$

$$\beta := \frac{Q_{вид}(t)}{Q_{зап.поч.}} = \frac{251,7}{519} = 0,4899 = 48,99\%$$

Запаси конденсата по покладу В-14-В-156, затверджені ДКЗ становлять 274 тис.т.

Поточний сумарний видобуток конденсату 140 тис т.

Коефіцієнт поточного конденсатовилучення $\beta_{газ}(t) = \frac{140}{274} = 0,5109 = 51,09\%$.

3.5 Заходи та результати контролю і регулювання розробки покладів

Контроль за розробкою Більського газоконденсатного родовища здійснюється на основі регулярних замірів, спостережень і проведення спеціальних досліджень на експлуатаційних, спостережно-експлуатаційних, п'езометричних та інших допоміжних свердловинах. З огляду на особливості будови, комплекс досліджень має включати:

1. Газогідродинамічні дослідження свердловин:
 - Визначення статичних, динамічних та пластових тисків по експлуатаційному фонду (один раз на 3 роки).
2. Дослідження технічного стану експлуатаційних свердловин:
 - Контроль за появою пробок у НКТ на основі вимірів робочих тисків на гирлі або спуском шаблону в НКТ.
 - При наявності пробок періодичне шаблонування з відбиттям вибою.
3. Геофізичні дослідження:
 - Контроль за обводненням свердловин і відробкою пластів.
4. Гідрогеологічні дослідження:
 - Контроль за обводненням свердловин та пластів, які не ведуть закачку технічних рідин.
 - Відбір проб води раз на рік і замір водного фактору щомісяця.
 - Вимірювання рівня води в п'єзометричних свердловинах два рази на рік і вимірювання пластового тиску.
5. Газоконденсатні дослідження:
 - Контроль за газоконденсатною характеристикою конденсатів, в тому числі при зниженні пластового тиску (один раз на 3-4 роки).
 - Відбір проб газу і конденсату два рази на рік по УКПГ.
6. Систематичне вимірювання робочих параметрів свердловин:
 - Дебіту газу, кількості механічних домішок, тиску на усті та вибої, температури на усті.
7. Регулярне визначення тисків:
 - Статичних, устьових та пластових тисків не рідше 4 разів на рік.
8. Дослідження свердловин методом усталених відборів:
 - Один раз на рік, з подачею газу в газопровід для скорочення втрат газу.
9. Періодичний відбір проб газу і механічних домішок:
 - Два рази на рік з наступним фізико-хімічним аналізом.
10. Побудова карт та аналіз розвитку покладу:

- Карти ізобар, карт розробки, обводнення та визначення середньозважених пластових тисків для різних дат.

Цей комплекс досліджень дозволяє здійснювати ефективний контроль за процесом розробки родовища, забезпечуючи надійність та стабільність експлуатації свердловин.

Висновки

Розробка Більського газоконденсатного родовища здійснюється в межах запланованого проекту, враховуючи необхідні корективи та уточнення. Для більш точного управління розробкою на основі зібраних даних слід періодично переглядати та коригувати такі параметри:

- режим експлуатації покладу;
- початкові і поточні газові запаси;
- розподіл пластового тиску по родовищу;
- взаємодія між окремими ділянками покладу;
- інтенсивність руху пластових вод.

Ці заходи дослідження та спостереження допоможуть глибше вивчити геологічну будову родовища і уточнити параметри експлуатації.

Для підтримки стабільної роботи свердловин доцільно запровадити регулярний моніторинг їх стану, що включає такі операції:

- перевірка та заміна ліфтових труб (за потреби);
- застосування методів боротьби з корозією для ліфтових труб;
- постійне шаблонування та дебітометрія НКТ.

Для підвищення ефективності розробки родовища та покращення продуктивності були здійснені наступні заходи:

- експлуатація обводнених свердловин, зокрема в зимовий період, коли знижений тиск у газозбірній системі;
- реконструкція установки комплексної підготовки газу (УКПГ);
- впровадження методів інтенсифікації видобутку візейських покладів з високим вмістом карбонатних порід.

РОЗДІЛ 4 ДИЗАЙН ПОЛІМЕР-КИСЛОТНИХ ОБРОБОК СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ РОЗРОБЛЕНИХ СКЛАДІВ

4.1. Фактори, що впливають на ефективність проведення заходу

Як було зазначено раніше, за останні сто років в області розвитку технологій полімерних кислотних обробок були досягнуті значні успіхи, але в той же час не можна забувати і негативний досвід в цій області. Кислотна ОПЗ за своєю суттю має двоїсту природу з точки зору бажаного ефекту: в той час як в одних умовах вона робить позитивний вплив, в інших умовах може бути зовсім не може бути застосована [29]. Накопичений досвід кислотних обробок (КО) дозволяє з повною впевненістю заявляти, що в деяких випадках поведінка систем непередбачувана і виходить за рамки сформованих уявлень про фізичні процеси. Вивчення процесу обробки привибійної зони (ОПЗ) кислотними складами завжди супроводжується виявленням нових закономірностей, для чого необхідно знову і знову уточнювати, доповнювати і пропонувати нові моделі, які описують цей процес [33].

Для проведення досліджень, які лягли в основу презентованої праці, була створена модель, яка ґрунтується на Більському родовищі. На цьому родовищі більшість свердловин розкривають два продуктивних горизонти В-14 та В-15б, які сильно відрізняються по ФЕС. Вищерозміщений пропласток має більшу проникність, ніж нижній. Всього на родовищі 7 свердловин.

Для проведення операції по кислотній обробці пласта необхідно дотримати наступні вимоги:

1. Провести роботи з підготовки прилеглої території свердловини для розстановки спеціалізованої техніки спеціального обладнання.

2. Свердловина і наземна арматура повинні бути технічно справними; експлуатаційну клону і цементне кільце герметичні (проведені випробування по опресовуванню і / або акустичній цементометрії).

3. Проведено інструктаж бригади по техніці безпеки.

4. Підготовлено та перевірена вся необхідна техніка, інструмент і технологічні рідини.

5. Проведено підготовку свердловини до ОПЗ (наприклад, піднято насосне обладнання).

4.2. Критерії щодо підбору свердловин - кандидатів

В якості основних, в роботі можна виділити 3 моменти:

1. За допомогою чисельного експерименту була підтверджена потенційна ефективність застосування ГЕКС на Більському родовищі. Чисельний експеримент підтвердив необхідність розробки ГЕКС з поліпшеною відхиляючою здатністю, що дозволить рівномірно впливати на обидва продуктивних горизонту (з різними ФЕС).

2. Проведено лабораторні експерименти з фізичного моделювання кислотної обробки:

2.1. Проведення ряду хіміко-аналітичних досліджень в процесі розробки ГЕКС.

2.2. Проведення досліджень на визначення ефективності різних сумішей кислот і ПАР для визначення оптимального складу основної активної пачки КС.

2.3. Проведення досліджень на визначення відхиляючих характеристик КС при випробуванні технології багатофазної КО на установці з паралельно-встановленими кернами (з метою підтвердження властивостей ГЕКС).

3. Результати показують, що полімерна емульгована кислотна система (ГЕКС) ефективна для інтенсифікації припливу в карбонатних пластах що суттєво відрізняються по ФЕС продуктивними інтервалами. Дослідження довели, що емульгатор з олеїнової, лінолевої, ліноленової і смоляної кислотами дає найбільш стабільну суміш з найвищою в'язкістю і доброю здатністю до відпрацювання. Цей емульгатор рекомендується в якості одного з компонентів в технології КО із застосуванням ГЕКС.

4. Критерії застосовності, запропонованої технологія кислотної обробки складнопобудованих пластів:

- одночасна експлуатація двох пластів;
- колектор порові, тріщини-порові;
- різке падіння добового дебіту свердловини;
- неоднорідний профіль прийомистітності по ПГД;
- різниця в проникності 5 і більше разів;
- проникність високопроникного пласта не менше $0,03 \text{ мкм}^2$;
- пластова температура $50-70 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.3. Моделювання технології інтенсифікації припливу на основі розробленого полімер-кислотного складу

Розглянемо технологію для випадку, коли верхній високопроникний поклад є інтервалом поглинання закачуваного флюїду, що не дає реагентам потрапляти в нижче лежачий поклад зі значно меншою проникністю.

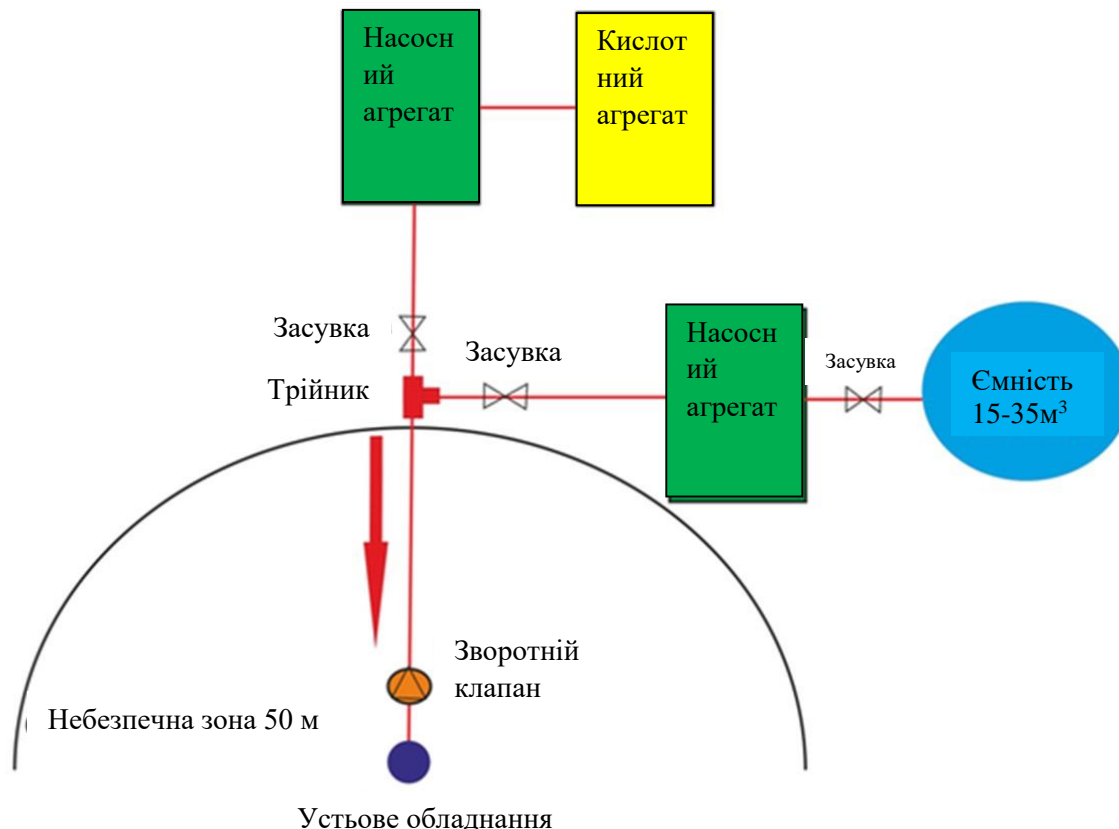


Рис. 4.1 - Технологічна схема об'язки обладнання з арматурою гирла при проведенні кислотної обробки.

Перед початком проведення кислотної обробки здійснюються підготовчі роботи, такі як: розстановка техніки для проведення кислотної обробки (рис 4.1), промивка свердловини нафтою або дизельним паливом, опресовування всієї системи (від насосної установки до забою свердловини) водою або нафтою.

Після закінчення підготовчих робіт здійснюється запропонована технологія кислотної обробки в наступній послідовності:

I етап

З використанням насосної установки, що задовольняє регламенту проведення ОПЗ, виконуємо закачування в пласт підбраного КС1 в обсязі 15,1 м³. Закачування виконується при заздалегідь обраній витраті. Надалі виконується закачування в високопроникний пропласток блокуючого складу ГЕКС в обсязі 14,7 м³.

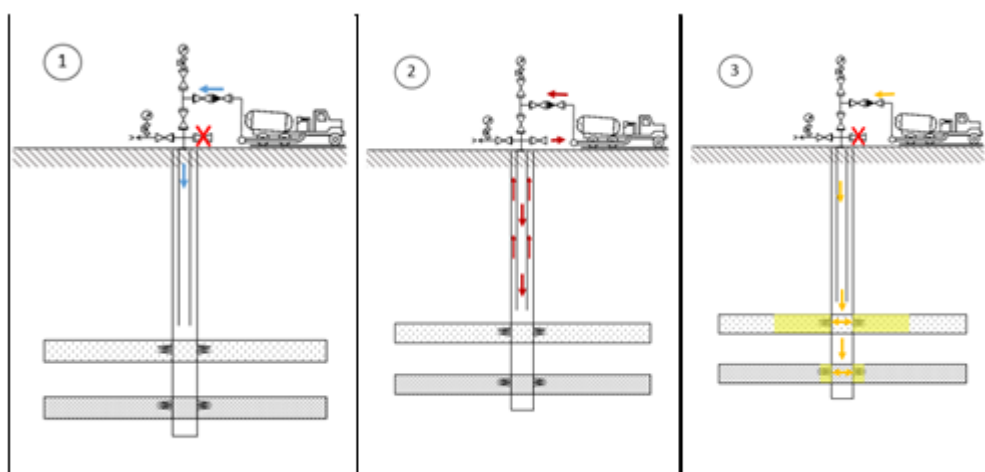


Рис. 4.2 - Початковий етап

II етап

Здійснюється промивка всього обсягу свердловини із забезпеченням циркуляції підбраного КС2 для вимивання емульсії ГЕКС. З використанням насосної установки виконується закачування в пласт підбраного КС2 в необхідному обсязі і при заздалегідь обраній витраті.

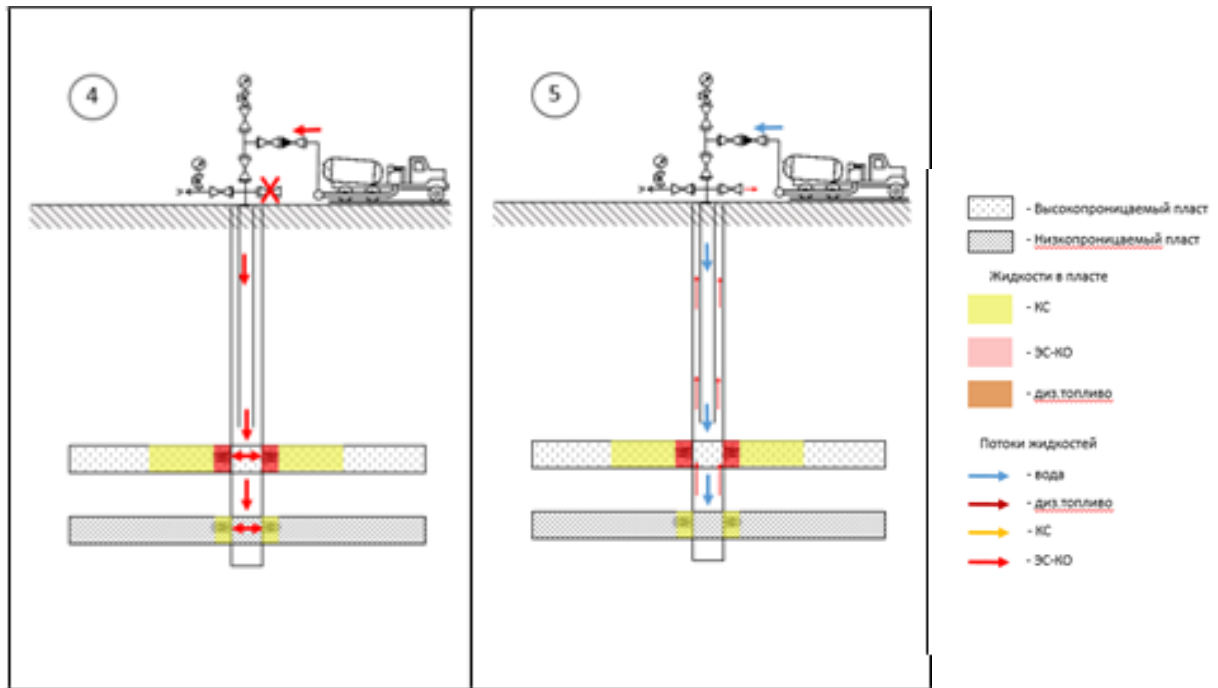


Рис 4.3 - Основной этап

На даному етапі здійснюється закачування і продавка підібраного КС2 нафтою або дизельним паливом в розрахованому обсязі при швидкості закачування 1 м³ / хв.

IV етап

На заключному етапі проводиться промивка свердловини і виклик припливу з витягуванням блокуючої емульсії і кислоти, що прореагувала з продуктами реакції з ПЗП.

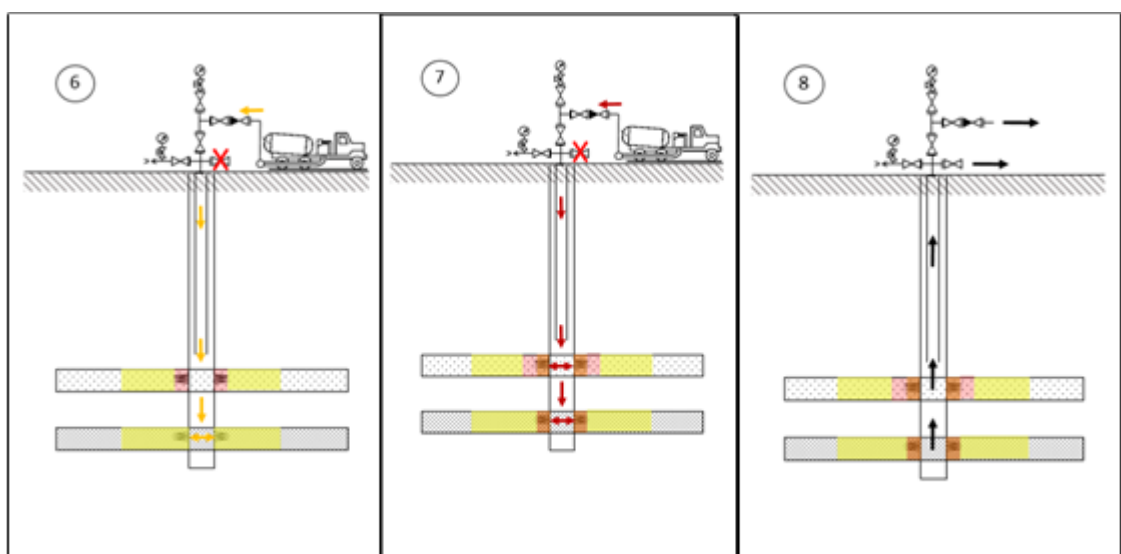


Рис 4.4 - Завершальний етап

Як повідомлялося раніше, дана технологія дозволить спочатку потрапити кислотній емульсії в високопроникні тріщини, порожнечі і червоточини в силу своєї високої в'язкості. Це дозволить направляти підібраний кислотний склад в обхід зони поглинання. Прокачування підбраного кислотного складу вимиває емульсію з стовбура свердловини шляхом циркуляції рідини на вибої і під тиском продавлюється в низькопроникний пласт, який в попередніх етапах не був охоплений впливом. Останній етап являє собою промивання свердловини і виклик припливу з витяганням блокуючої емульсії і кислоти, що прореагувала з продуктами реакції з ПЗП.

В результаті можливо обробити два розкритих продуктивних пласта значно різної проникності без використання додаткового обладнання.

4.4. Оцінка ефекту від запропонованого комплексу заходів

Для оцінки ефективності технології КО в цій роботі використаний такий показник, як коефіцієнт продуктивності свердловини. Коефіцієнт продуктивності є показником потенціалу конкретної свердловини або одним з кількісних показників гідродинамічної зв'язку свердловини з колектором, який можна виміряти. В скороченому вигляді коефіцієнт продуктивності свердловини позначається буквою «J».

Очевидно, що коефіцієнт продуктивності - це дуже важливий параметр, який необхідно враховувати при експлуатації свердловин.

Закон Дарсі, який описує фільтрацію рідини в пористому середовищі без урахування гравітаційного ефекту, представлений у вигляді рівняння

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu L} \quad (4.1)$$

де q - затрата рідини, $\text{м}^3/\text{с}$

k - проникність, мкм^2

A - площа поперечного перетину, м^2

μ - в'язкість рідини, $\text{мПа}\cdot\text{с}$

Δp - різниця тиску, Па

L - довжина, м

Виходячи з представленої рівняння, закон Дарсі пов'язує витрата рідини з проникністю, площею поперечного перерізу, довжиною, в'язкістю і перепадом тиску. Можна зробити висновок про те, що збільшення проникності безпосередньо впливає на збільшення витрат фільтраційної рідини.

Коефіцієнт продуктивності є відношенням дебіту рідини в пластових умовах до різниці тиску на контурі і забійного тиску на рівні середини продуктивного інтервалу [37].

$$J = \frac{q}{\Delta p} [\text{м}^3/\text{с}/\text{Па}] \quad (4.2)$$

В умовах псевдо-усталеного припливу рідини до свердловини, коефіцієнт продуктивності свердловини визначається наступним чином

$$J = 0,0078 kh / (\mu B (\ln (r_e / r_w) - 0,5 - S)) \quad (4.3)$$

де k - проникність, мкм²

h - ефективна товщина колектора, м

μ - в'язкість рідини, мПа·с

B - об'ємний коефіцієнт рідини, м³/м³

r_e - радіус контуру живлення, м

r_w - радіус свердловини, м

S - скін-фактор

Грунтуючись на представлений формулі (4.3), можна стверджувати, що коефіцієнт продуктивності є функцією проникності, тому що безпосередньо залежить від неї. Чим вище проникність, тим вище коефіцієнт продуктивності.

У представлений роботі була розроблена технологія КО і спеціальний КС, яка значно підвищує проникність і створює гідродинамічний зв'язок свердловини з пластом в обхід закольматованих зон, знижуючи показник скін-фактора. Підвищення проникності і зниження скін-ефекту позитивно впливають на коефіцієнт продуктивності і, як наслідок, підвищують потенціал свердловини. Таким чином, виходячи з проведених лабораторних випробувань, розроблена технологія і кислотний склад можуть бути рекомендовані для проведення ОПЗ на свердловинах розглянутого родовища.

4.5. Технологічні і технічні розрахунки параметрів запроєктованих робіт для покладу В-14-156 свердловини №65.

Основними параметрами, які необхідно розрахувати під час проведення ГЕКС, є:

1. Об'єм кислотного розчину.
2. Кількість соляної та оцтової кислот.
3. Обсяг емульгатора та інгібітора.
4. Визначення кількості хлористого барію та піноутворювача.
5. Об'єм метанолу та води, необхідних для приготування кислотного розчину.
6. Кількість води та хлористого барію для ізоляції зумпфа.
7. Об'єм газу, необхідний для виконання ГЕКС.
8. Обсяг рідини для продавки кислотного розчину в пласт.
9. Втрати тиску на тертя під час проведення ГЕКС.
10. Час, необхідний для виконання ГЕКС.

Ці розрахунки забезпечують ефективне планування та виконання технологічного процесу.

Вихідні дані для проведення ГЕКС в свердловині 65 приводимо в таблиці 4.1.

Таблиця 6.1.- Вихідні дані для проведення процесу ГЕКС.

№	Параметри свердловини	Величина
1	Глибина свердловини Н,м	3980
2	Діаметр експлуатаційної колони $D_{\text{вн}},\text{м}$	0.150
3	Інтервал перфорації	3809-3838
4	Пластовий тиск $P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	14.18
5	Глибина спуску колони НКТ $L,\text{м}$	3820
6	Зовнішній діаметр НКТ $d_{\text{зовн}},\text{м}$	0.073
7	Внутрішній діаметр НКТ $d_{\text{вн}},\text{м}$	0.0603
8	Дебіт свердловини до КО $Q_1,\text{т/доб}$	4,0

9	Проникність пласта середня $k_{пл, м^2}$	$0.02 \cdot 10^{-12}$
10	Карбонатність порід, %	15
11	Концентрація кислоти $z, \%$	27.5
12	Концентрація кислотного розчину $x, \%$	12
13	Концентрація оцтової кислоти $c, \%$	80
14	Густина хлористого барію $\rho_{хб}, \text{кг/м}^3$	4000
15	Глибина зумпфа $h_3, \text{м}$	12

Свердловину глушити не будемо, а кислотний розчин в пласт будемо протискувати конденсатом.

Концентрацію кислотного розчину вибирають, орієнтуючись на промислові дані та геологічні умови конкретного родовища. Вибір концентрації залежить від типу пласта, складу його порід і наявності домішок, що можуть впливати на ефективність кислотного розчину. У загальному випадку концентрація кислотного розчину повинна бути достатньою для забезпечення ефективного розчинення карбонатних порід, але не занадто високою, щоб уникнути надмірного зносу порід чи інших небажаних ефектів.

Норму витрати кислотного розчину на 1 м товщини пласта вибираємо 0.6 $\text{м}^3/\text{м}$.

Загальний об'єм кислотного розчину визначаємо за формулою:

$$W=N \cdot h \quad (4.1)$$

де N - норма витрати кислотного розчину, $\text{м}^3/\text{м}$;

h – товщина пласта (візейського відкладу), м.

$$W=0.6 \cdot 417=250,2 \text{ м}^3$$

Визначаємо необхідну кількість соляної кислоти:

$$W_k=A \cdot x \cdot W \cdot (B-z) / [B \cdot z \cdot (A-x)] \quad (4.2)$$

A і B – числові коефіцієнти. Для 12%-го кислотного розчину $A=214$, а для 27.5 %-ї кислоти $B=226$.

$$W_k=214 \cdot 12 \cdot 250,2 \cdot (226-27.5) / [226 \cdot 27.5 \cdot (214-12)]=101,59 \text{ м}^3$$

Щоб запобігти випаданню із солянокислотного розчину солей заліза додаємо оцтову кислоту, а її кількість визначаємо за формулою 4.3.

$$Q_{ok} = W \cdot b / c \quad (4.3)$$

де b - процентна добавка оцтової кислоти до об'єму розчину.

$$b = f + 0.8$$

f – вміст солей заліза в оцтовій кислоті, приймаємо $f = 0.7$

$$b = 0.7 + 0.8 = 1.5\%$$

$$Q_{ok} = 250,2 \cdot 1.5 / 80 = 5,62 \text{ м}^3$$

В якості інгібітора корозії приймаємо катамін А в кількості 0.1 % від об'єму кислотного розчину. Отже, $Q_{инг} = 0.001 \cdot 250,2 = 0.25 \text{ м}^3$.

Кількість хлористого барію визначаємо за формулою:

$$Q_{x6} = 21.3 \cdot \frac{W}{\rho_{x6}} \cdot \left(\frac{a \cdot x}{z} - 0.02 \right) \quad (4.4)$$

де a - вміст в соляній кислоті SO_3 приймаємо $a = 0.6\%$.

$$Q_{x6} = 21.3 \cdot \frac{250,2}{4000} \cdot \left(\frac{0.6 \cdot 12}{27.5} - 0.02 \right) = 0.322 \text{ м}^3$$

В якості піноутворювача використовуємо сульфанол. Рекомендована концентрація становить 0.7 – 1.5 %, приймаємо – 1%.

$$Q_{ПАР} = 0,01 \cdot 250,2 = 2,502 \text{ м}^3$$

Сумарний об'єм всіх добавок :

$$\sum Q = Q_{ok} + Q_{инг} + Q_{x6} + Q_{ПАР}$$

$$\sum Q = 5,62 + 0.25 + 0,322 + 0.502 = 6,7 \text{ м}^3$$

Об'єм води для приготування кислотного розчину:

$$V_B = W - W_k - \sum Q$$

$$V_B = 250,2 - 101,59 - 6,7 = 141,91 \text{ м}^3$$

Для досягнення глибинного проникнення кислоти в пласт, її готують у вигляді водного розчину з емульгатором. Концентрація емульгатора в розчині становить 17,5%.

Об'єм емульгатору визначаємо:

$$V_{\text{ем}} = \frac{c_{\text{ет}}}{1000} \cdot V_B \quad (4.5)$$

де $c_{\text{ем}}$ -концентрація емульгатору.

$$V_{\text{ем}} = \frac{17,5}{1000} \cdot 141,91 = 2,48 \text{ м}^3$$

Об'єм води з врахуванням об'єму емульгатору:

$$V_B' = V_B - V_{\text{ем}}$$

$$V_B' = 141,91 - 2,48 = 139,43 \text{ м}^3$$

При ізоляції зумпфа використовуємо розчин хлористого кальцію. Його густина 1200 кг/м^3 .

Об'єм зумпфа складає :

$$V_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \cdot h_3 \quad (4.6)$$

$$V_3 = 3,14 \cdot 0,150^2 \cdot \frac{12}{4} = 0,212 \text{ м}^3$$

Для отримання 1 м³ розчину хлористого кальцію густиною 1200 кг/м³ необхідно 540 кг хлористого кальцію та 0,66 м³ води.

Отже, для ізоляції зумпфа кількість хлористого кальцію визначатиметься залежно від об'єму необхідного розчину, що потрібно приготувати.

$$540 \cdot 0.212 = 114,48 \text{ кг, а води} - 0.66 \cdot 0.212 = 0.14 \text{ м}^3.$$

Об'єм кислотного розчину (ПКР), що закачується без тиску визначаємо за формулою:

$$V_1 = 0.785 \cdot [d_{\text{нл}}^2 \cdot l + d_{\text{вн}}^2 \cdot L + (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{зн}}^2) \cdot h] \quad (4.7)$$

де l – довжина нагнітальної лінії, $l = 30 \text{ м}$;

$d_{\text{нл}}$ – діаметр нагнітальної лінії, $d_{\text{нл}} = 0.05 \text{ м}$.

h – товщина пласта, $h = 417 \text{ м}$.

$$V_1 = 0.785 \cdot [0.0603^2 \cdot 30 + 0.0603^2 \cdot 3820 + (0.150^2 - 0.073^2) \cdot 417] = 16,5 \text{ м}^3$$

Об'єм кислотного розчину, закачуваного під тиском:

$$V_2 = W - V_1$$

$$V_2 = 250,2 - 16,546 = 233,654 \text{ м}^3$$

Об'єм газу:

$$V_2 = d \cdot \frac{P_{\text{нл}}}{P_{\text{ам}}} \quad (4.8)$$

де d – коефіцієнт закачуваного газу, $d = 1$;

$$V_2 = 1 \cdot \frac{14.18}{0.1013} = 139.98 \text{ м}^3$$

Ступінь аерації газу в умовах пласта становить 1 м³ повітря на 1 м³ розчину. При цьому припускаємо, що ГЕКС здійснюється при температурі 20°C та пластовому тиску 14,18 МПа. У таких умовах ступінь аерації за стандартних умов буде дорівнювати:

$$a_{cm} = a_{nl} \cdot \frac{P_{nl} \cdot T_{cm}}{z \cdot P_{am} \cdot T_{nl}} \quad (4.9)$$

$z=0.843$ – коефіцієнт надстисливості при $P_{пл}$ і $T_{пл}$.

$T_{пл}=378$ К

$$a_{cm} = 1 \cdot \frac{14.18 \cdot 293}{0.843 \cdot 0.1013 \cdot 378} = 128.71$$

Вважаємо, що закачка кислотного розчину та водного розчину ПАР виконується двома цементувальними агрегатами ЦА-400 і ЦА-320. Мінімальна подача агрегату становить $6,6 \cdot 10^{-3}$ м³/с, при тиску $P_{агр} = 40$ МПа. Газ закачується за допомогою пересувного компресора УКП-8-80 з наступними робочими параметрами: подача $Q_{ком} = 8$ м³/хв, тиск на прийомі $P_{пр} = 0,1$ МПа, тиск на виході – 8 МПа. Емульгатор закачується агрегатом ЦА-320, чия подача дорівнює $2,9 \cdot 10^{-3}$ м³/с при тиску 32 МПа. Тиск закачки приймається рівним тиску при мінімальній подачі агрегату ЦА-400, тобто $P_{зак} = 40$ МПа. Таким чином, середній тиск у стовбурі свердловини під час проведення операції буде:

$$P_{cp} = \frac{P_{зак} + P_{пл}}{2} = \frac{40 + 14.18}{2} = 27.09 \text{ МПа}$$

Температура в стовбурі свердловини при гирловій-293 К складає:

$$T_{cp} = \frac{T_{пл} + T_y}{2} = \frac{378 + 293}{2} = 335.5 \text{ К}$$

Коефіцієнт стисливості газу при P_{cp} і T_{cp} $z_{cp}=0.88$.

Визначимо витрату газу при стандартних умовах:

$$Q_{г.ст.} = q_{арр} \cdot a_{ст} \quad (4.10)$$

$$Q_{г.ст.} = 6.6 \cdot 10^{-3} \cdot 128,71 = 0.85 \text{ м}^3/\text{с}$$

Визначимо витрату газу при P_{cp} і T_{cp} :

$$q_z = Q_{z.cm} \cdot \frac{z_{cp} \cdot P_{am} \cdot T_{cp}}{P_{cp} \cdot T_{cm}}$$

$$q_z = 0.85 \cdot \frac{0.88 \cdot 0.1013 \cdot 355,5}{27,09 \cdot 293} = 34 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$$

Визначимо об'ємний газовміст :

$$\beta = \frac{q_z}{q_z + q_{арр}} \quad (4.11)$$

$$\beta = \frac{34 \cdot 10^{-4}}{34 \cdot 10^{-4} + 6.6 \cdot 10^{-3}} = 0.34$$

Густина 18%-го розчину хлоридної кислоти складає $1115 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Густина газу при P_{cp} і T_{cp} :

$$\rho_z = \rho \cdot 1.205 \cdot \frac{P_{cp} \cdot T_{cm}}{z_{cp} \cdot P_{am} \cdot T_{cp}} \quad (4.12)$$

$\rho = 0.784$ – відносна густина газу.

$$\rho_z = 0.784 \cdot 1.205 \cdot \frac{27,09 \cdot 293}{0.88 \cdot 0.1013 \cdot 355,5} = 236,61 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Густина знайдемо за формулою:

$$\rho_n = \rho_z \cdot \beta + \rho_p \cdot (1 - \beta) \quad (4.13)$$

$$\rho_n = 236,61 \cdot 0,34 + 1115 \cdot (1 - 0,34) = 816,35 \text{ кг/м}^3$$

Швидкість руху піни по НКТ знаходимо:

$$V = \frac{4 \cdot (q_z + q_{азр})}{\pi \cdot d_{вн}^2}$$

$$V = \frac{4 \cdot (34 \cdot 10^{-4} + 6,6 \cdot 10^{-3})}{3,14 \cdot 0,0603^2} = 3,503 \text{ м/с}$$

Втрати тиску на тертя визначаємо по формулі Дарсі-Вейзбаха:

$$\Delta P_{np} = \lambda \cdot \frac{L \cdot V^2}{d_{вн}^2 \cdot 2} \cdot \rho_n \quad (4.14)$$

λ – коефіцієнт гідравлічного опору.

При русі рідини приймаємо, що $\lambda = 0,025 - 0,035$; приймаємо $\lambda = 0,03$.

$$\Delta P_{np} = 0,03 \cdot \frac{3820 \cdot 3,503^2}{0,0603^2 \cdot 2} \cdot 816,35 = 9,51 \text{ МПа}$$

Час проведення ГЕКО визначаємо :

$$t = \frac{W}{q_{азр}} \quad (4.15)$$

$$t = \frac{250,2}{6,6 \cdot 10^{-3}} = 37909 \text{ с} = 10 \text{ год } 53 \text{ хв}$$

Об'єм продавлювальної рідини знаходимо :

$$V_{np.p} = 1.3 \cdot \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4} \cdot L \quad (4.16)$$

$$V_{np.p} = 1.3 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.0603^2}{4} \cdot 3820 = 14.17 \text{ м}^3$$

В якості рідини для продавлювання вибираємо конденсат.

Розрахунок прогнозної ефективності запроєктованого способу інтенсифікації

Радіус обробки ПЗС :

$$R := \sqrt{r^2 + \frac{W}{3.14 \cdot h \cdot m}} \quad (4.17)$$

де r -радіус свердловини, м

W - загальний об'єм кислотного розчину, м^3

h -товщина пласта, м; $h = 417$ м.

m -пористість, д.о.

$$R := \sqrt{0.1^2 + \frac{250.2}{3.14 \cdot 417 \cdot 0.15}} = 0,113 \text{ м}$$

Ефективність після проведення КО:

$$N := \frac{k \cdot \ln\left(\frac{Rk}{R}\right) + \ln\left(\frac{R}{r}\right)}{\ln\left(\frac{Rk}{r}\right)} \quad (4.18)$$

де k - коефіцієнт збільшення проникності

Rk - відстань між свердловинами, м

$$N := \frac{3 \cdot \ln\left(\frac{300}{0.113}\right) + \ln\left(\frac{0.113}{0.1}\right)}{\ln\left(\frac{300}{0.1}\right)} = 2,11$$

Дебіт свердловини після оброблення КО:

$$Q_2 = Q_1 \cdot N \quad (4.19)$$

де Q_1 - дебіт свердловини до обробки розробленим складом ГЕКС + КО, т / доб

$$Q_2 = 4,0 * 2,11 = 8,44 \text{ тон / добу}$$

Висновки

В результаті проведених експериментальних досліджень можна зробити наступні висновки.

1. Застосування розробленої технології значно підвищує проникність пластів. Зокрема, проникність верхнього інтервалу збільшилася з 35 мД до 47 мД, а нижнього — з 6 мД до 17 мД.

2. Технологія забезпечує створення гідродинамічного зв'язку між свердловиною та пластом, обходячи закольматовані зони, що призводить до зниження скін-фактора. Покращення цих параметрів позитивно впливає на коефіцієнт продуктивності, що збільшує потенціал свердловини та в цілому підвищує коефіцієнт видобутку вуглеводнів.

3. Розроблена технологія та кислотний склад рекомендовані для проведення обробки привибійної зони (ОПЗ) на свердловинах розглянутого родовища.

4. Критерії застосовності запропонованої технології полімерної кислотної обробки складнобудованих пластів:

- одночасна експлуатація двох пластів;
- колектор поровий або тріщинно-поровий;
- різке зниження добового дебіту свердловини;
- неоднорідний профіль прийомистості за результатами промислово-геофізичних досліджень (ПГД);
- різниця в проникності між пластами у 5 і більше разів;
- проникність високопроникного пласта не менше 0,03 мкм²;
- пластова температура в межах 50–70 °С.

5. Розрахунки ефективності обробки свердловини розробленим полімер-кислотним складом показали, що її продуктивність зростає на 211%. У результаті дебіт нафти збільшується з 4,0 до 8,4 т/добу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Аналіз існуючих технологій підвищення коефіцієнту видобутку вуглеводнів з використанням удосконалених полімерних кислотних систем при розробці нафтогазоконденсатних родовищ дозволив визначити межі їх ефективного використання залежно від геолого-фізичних та технологічних умов розробки родовищ. Це підкреслило необхідність застосування полімер-кислотних складів селективної дії для багатопластових колекторів зі складною будовою.

2. Досліджено два види кислотних розчинів для обробки привибійної зони пластів на нафтових родовищах із складнобудованими колекторами: полімерний гідрофобізуючий емульсійний розчин і активний кислотний розчин. Їх застосування забезпечує підвищення охоплення привибійної зони кислотним впливом завдяки вирівнюванню фронту та збільшенню глибини проникнення кислот.

3. На Більському НГКР, поклади якого представлені складнобудованими колекторами, впроваджено комплексну технологію підвищення коефіцієнту видобутку вуглеводнів. Технологія базується на послідовному закачуванні в привибійну зону пласта двох розроблених кислотних складів: полімерного гідрофобізуючого емульсійного кислотного розчину (реагенту-відхилювача) та активного кислотного складу. Це дозволяє суттєво підвищити продуктивність свердловин завдяки вирівнюванню фронту кислотного впливу і збільшенню його глибини.

4. Проведені розрахунки для обробки свердловини №65 Більського родовища із застосуванням розробленого кислотного складу показали, що ефективність процесу становить 2,11. У результаті дебіт нафти у свердловині збільшиться з 4,0 до 8,4 тонни на добу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Нафта Передкарпаття (в світлі абіогенної теорії генезису вуглеводнів) / Г. Лепігов, В. Гулій, А. Локтєв, М. Манюк, Г. Гоптарьова // Геолог України. 2012. №3. С.66-76
2. Пат. 3512 Україна, МКИ E21B43/00. Спосіб розробки багатопластового газового родовища / М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук, О.В. Бачеріков, І.А. Франчук, В.М. Ясюк, Р.М. Ільницький. – Заявл. 27.04.2004. Опубл. 15.11.2004. Бюл. №11. – 3 с.
3. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах / В.С. Бойко І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко; – К.: ТОВ Книгодрук, 2004. – 400 с.
4. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойко, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
5. Бойко В.С. Підземна гідромеханіка: підручник / В.С. Бойко – Львів: Априорі, 2005. – 452 с.
6. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу / О.І. Акульшин, [та ін.] – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
7. Рабочий проект на бурение эксплуатационной скважины 20 на Архангельском месторождении 05/05-БТ / ГНТП Буровая техника. – Полтава, 2006. – 249 с.
8. Кондрат Р.М. Технологічне обґрунтування спільної розробки майкопських і тортонських відкладів Архангельського родовища. Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат. – Івано-Франківськ, 2005. – С. 204.
9. Довжок Є.М. Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів / Є.М. Довжок, П.Ф. Шпак, М.К. Ільницький. – К., 1996.
10. Яремійчук Р.С. Основи гірничого виробництва./ Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний – К.: Українська книга, 2000. – 360 с.
11. Возний В.Р. Морські нафтогазові споруди. / В.Р. Возний, М.К. Ільницький, Р.С. Яремійчук – Львів: Світ, 1997. – 343 с.
12. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В.

М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.

13. Основи хімії і фізики горючих копалин / Саранчук В.І., Ільяшов М.О., Ошовський В.В., Білецький В.С. – Донецьк: Східний видавнич. дім, 2008. – 640 с.

14. Проект розробки Більського родовища / ДНАОП 1.1.21-1.20-2002. Київ 2012

15. Методичні вказівки для виконання курсової роботи з курсу “Організація і планування виробничо-комерційної діяльності підприємства” та написання економічної частини дипломного проекту, для студентів спеціальності ”Видобування нафти і газу”, Таранов Ю.І., Андрійчук І.В. Івано-Франківськ, 2001.

16. Семчук Я.М., Воєвідко І.В., Кулик М.П. Охорона праці. Навчальний посібник.-Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010.-408 с.

17. Рошак Й.І. Охорона праці: методичні вказівки для дипломного проектування / Й.І.Рошак, І.І.Стеліга. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 22 с.

18. Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України ДНАОП 1.1.21-1.20-03. Київ, 2004.-126 с.

19. Освоєння та дослідження свердловин. Навчальне видання /Р.С.Яремійчук, В.С.Возний – Львів: Оріана-нова, 1994 – 440 с.

20. Методичні вказівки до практичних занять для студентів спеціальності 7.090217 – Обладнання нафтових і газових промислів. Частина 2, 3 Костриба І. В. Масник О. Т. Федорович Я. Т. Івано – Франківськ. 1996 р.

21. Угриновський А.В. Класифікація плунжерів та особливості їх вибору для установки плунжерного піднімача / А.В. Угриновський, Л.Б. Мороз, І.В. Криськів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №4(41). – С. 13-20.

22. Угриновський А.В. Конструктивні особливості плунжерів для плунжерного піднімача та досвід їх застосування / А.В. Угриновський // Анотації міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика – 2011”. – м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011. – С. 46.

23. Угриновський А.В. Особливості експлуатації нафтових та обводнених газових і газоконденсатних свердловин із застосуванням плунжерного піднімача / А.В. Угриновський, Н.С. Дячук // Нафтогазова енергетика. – 2009. – №2(11). – С. 19-24.

24. Угриновський А.В. Характеристика та вибір конструкцій плунжерних піднімачів / А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №3(28). – С. 11-16.

25. Пат. 20548А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб хімічної обробки пластів / Підприємство „Долинанафтогаз” ВАТ „Укрнафта”: Петриняк В.А., Рудий М.І., Касянчук В.Г. та інші. – № 96114237; заявл. 18.11.96; опубл. 15.07.97, Бюл. № 3.

26. Пат. 28760А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб обробки привибійної зони свердловини / Підприємство „Охтирканафтогаз” ВАТ „Укрнафта”: Лилак М.М., Рудий М.І., Копичко В.С. та інші. – №97094654; заявл. 18.09.97; опубл. 16.10.2000, Бюл. № 5-П.

27. Колодій В.В., Бойко Г.Ю., Бойчевська Л.Є. Карпатська нафтогазоносна провінція: навч. посіб. Львів–К.: Ін-т геології і геохімії горючих копалин, 2004. 390 с.

28. Перспективи газоносності Коханівської структури в Передкарпатському прогині України/ В. Гулій, Г. Лепігов // Геологія і геохімія горючих корисних копалин. 2010. № 3–4(152–153). С. 142–149.

29. Нестеренко М.Ю., Хома А.А., Боднарчук Г.П. та ін Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки: СОУ 73.1-41-08.11.09:2007. К.: Держгеолслужба, 2007. 13 с.

30. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки: СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Л.: УкрДГРІ; 2006. 12 с.

31. Голуб П.С., Голуб О.Г., Приходченко О.Ю. Інноваційні дослідження колекторських та геомеханічних властивостей керна. Геофорум, 2018.

32. Adenuga, O.O. Reactions of Simple Organic Acids and Chelating Agents With Dolomites [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>

33. 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.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/164110-MS>

34. Akanni, O.O.The Accuracy of Carbonate Matrix Acidizing Models in Predicting Optimum Injection and Wormhole Propagation Rates [Электронный ресурс] / O.O.Akanni and H.A. Nasr-El-Din //SPE 172575.– 2015.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/172575-MS>

35. Al-Anazi, H.A. Stimulation of Tight Carbonate Reservoirs Using Acid-in-Diesel Emulsions: Field Application [Электронный ресурс] / H.A.Al- Anazi., H.A. Nasr-El-Din and S.K. Mohamed//SPE 39418. –1998.–Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/39418-MS>

36. 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>

37. Anupom, S. Laboratory Optimization of an Emulsified Acid for stimulation of High-Temperature Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / J .R. Guillen and P.Chetan// SPE 150337. –2012.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/150337-MS>

38. 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>

ДОДАТОК А

ЛАБОРАТОРНІ ВИПРОБУВАННЯ КИСЛОТНИХ СУМІШЕЙ

Рекомендації щодо обсягу і швидкості закачування розчинів у продуктивний пласт.

Для визначення оптимальних параметрів закачування розчинів у продуктивний пласт з метою кислотної обробки було проведено комп'ютерне моделювання процесу закачування КС. Моделювання здійснювалося за допомогою програмного забезпечення StimCADE. У різних джерелах [39,40] відзначено, що кислотну обробку ПЗП можна вважати успішною, якщо після її проведення скін-фактор досягає значення -3. Для досягнення цієї мети в програмі було введено значення скін-фактора -3, що дозволило на основі цих даних визначити оптимальні обсяг і швидкість закачування розчинів у ПЗП.

Таблиця А.1 - Вихідні дані для розрахунку обсягу і швидкості закачування в програмі

Показник	Значення
температура пласта	60 °С
Коефіцієнт вертикальної проникності до горизонтальної	10
Градiєнт тиску при гiдророзривi	16кПа/м
Радiус зони зниження проникностi	30,48 см
Швидкiсть закачування	- ГЭКС: 0,8 м ³ /хв - Активна частина кислотного складу: 0,5 м ³ /хв - Дизель (для промивки свердловин після обробки): 1,6м ³ /хв

Рекомендовані значення обсягу і швидкості закачування розчинів, визначені на основі результатів моделювання, наведені в таблиці А.2. Основною метою моделювання є мінімізація загального значення скін-фактора під час кислотної обробки. Зважаючи на цю мету, програма надає

рекомендації щодо оптимальних обсягів і швидкості закачування розчинів у ПЗП.

Таблиця А.2-оптимальний значення обсягу і швидкості закачування розчинів

Розчин	Швидкість закачування (м ³ /хв)	Об'єм закачування (м ³)
Дизель (для промивки свердловин перед головною обробкою)	1,0	21,6
ГЭКС	0,7	14,7
Підібраний кислотний склад	0,3	30,2
Дизель (для промивки свердловин після обробки)	1,0	21,6

Результати лабораторних досліджень гідрофобізованого емульсійного кислотного складу

Нижче наведені малюнки ілюструють результати лабораторних досліджень, які спрямовані на визначення таких характеристик гідрофобізованого емульсійного кислотного складу (ГЭКС): концентрація емульгатора, в'язкість емульсії та її тиксотропія. На малюнку А.1 представлена експериментально визначена залежність сили поверхневого натягу від концентрації емульгатора. Як видно з графіка, дослідження проводилися при концентраціях емульгатора в межах від 0,005% до 2% за об'ємним еквівалентом. Оскільки емульгатори є дорогими реагентами, максимальна концентрація зазвичай не перевищує 2%. Після низки досліджень було встановлено, що оптимальною концентрацією емульгатора в кислотному складі є 0,5%. Це обумовлено не лише технічними, а й економічними чинниками, оскільки при досягненні цієї концентрації подальше збільшення емульгатора впливає на зміну поверхневого натягу вже в меншій мірі.

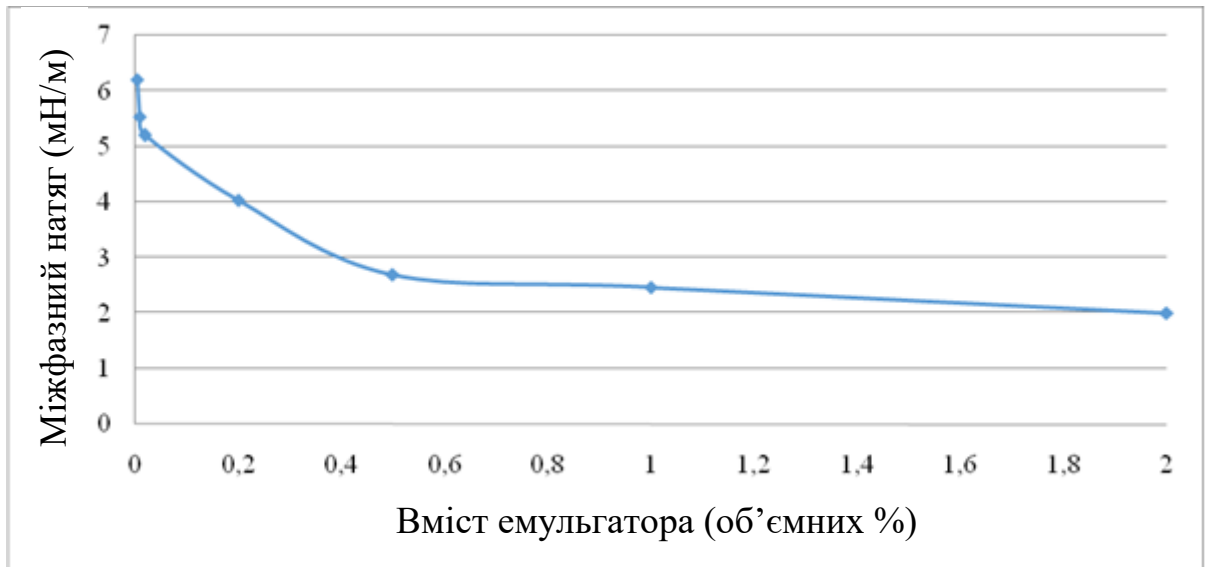


Рис А.1 - Експериментально визначена залежність поверхневого натягу від змісту емульгатора для досліджуваного КС

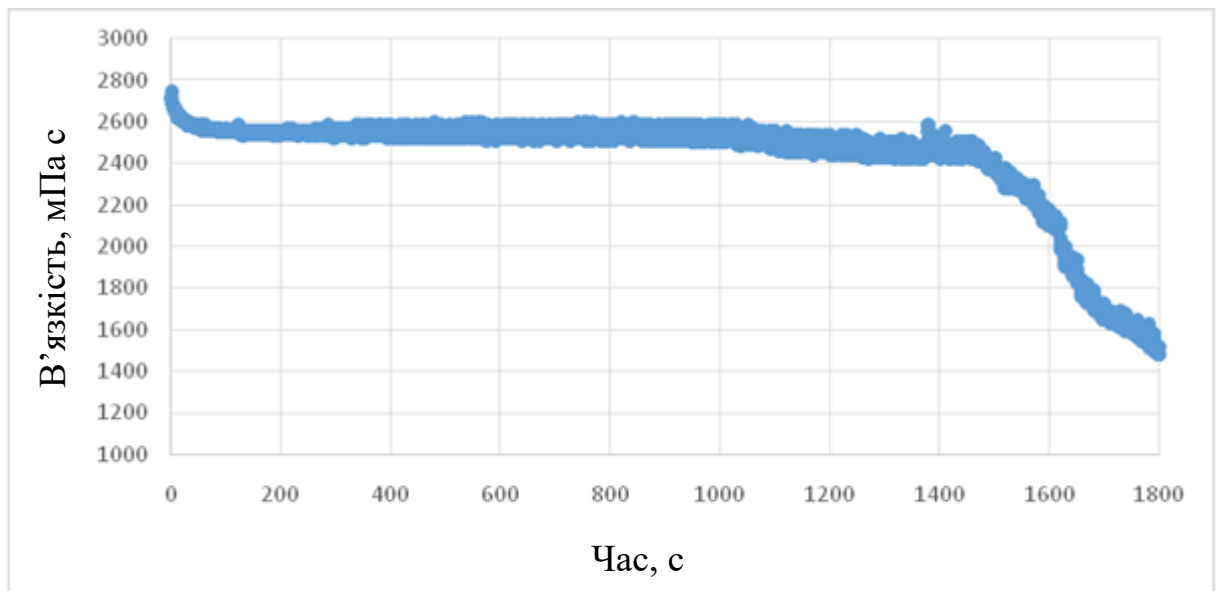


Рис А.2 - Зміна в'язкості емульсії при проходженні складу від гирла до вибою через колону НКТ

На малюнку А.2 представлено, як змінюється в'язкість ГЕКС під час його проходження через колону НКТ до вибою свердловини. Вимірювання проводились при температурі 200°C протягом 30 хвилин при постійній швидкості зсуву 10. Як видно з графіка, через 23 хвилини випробувань в'язкість знизилася з рівня 2860 мПа·с до 1480 мПа·с. Таким чином, зниження в'язкості в процесі закачування емульсії в пласт, порівняно з її в'язкістю на поверхні, може мати позитивний ефект при виконанні операцій закачування.

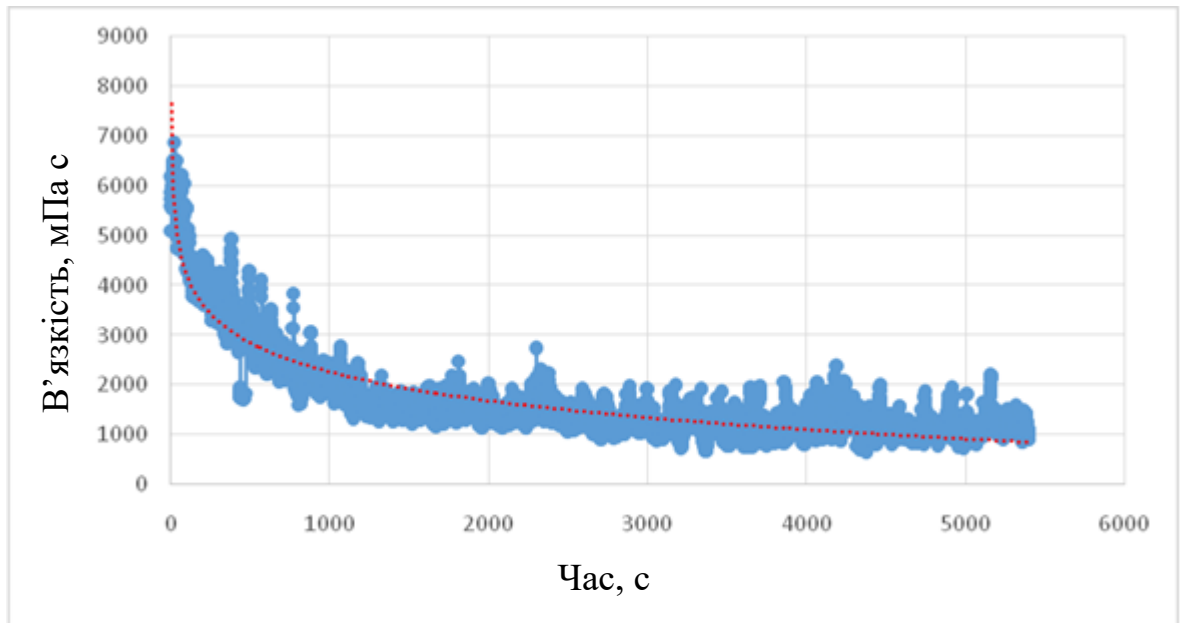


Рис А.3 - Вимірювання в'язкості ГЕКС при температурі 60°C

На малюнку А.3 представлено графік зміни в'язкості ГЕКС при контакті з карбонатною породою, отриманий методом моделювання процесу витіснення емульсії з НКТ та її подальшого руху через колектор. Дослідження проводилися при пластовій температурі (60°C) протягом 90 хвилин. У ході експерименту до кислотного складу поступово додавали CaCO₃ для імітації процесу початкового витрату кислоти. При контакті емульсії з карбонатною породою в'язкість розчину швидко збільшувалась, досягаючи свого пікового значення порівняно з іншими етапами кислотної обробки. Така зміна в'язкості дозволяє складу проникати в тріщини та пори на контактуючій поверхні породи, сприяючи рівномірному розподілу реагенту по необроблених зонах та формуванню нових фільтраційних каналів. За результатами дослідження було виявлено, що склад ефективно працює для відпрацювання свердловини після кислотної обробки. Як показано на графіку, після 90 хвилин реакції з породою в'язкість емульсії знижується, що полегшує подальше відпрацювання свердловини та її промивку після обробки.

На малюнках А.4 та А.5 відображено результати вивчення тиксотропних властивостей ГЕКС при пластовій температурі (60°C) та за стандартних умов (20°C) відповідно. Метою досліджень було визначення петлі гістерезису за

залежністю «швидкість зсуву - напруга зсуву», що дозволило оцінити тиксотропні характеристики розробленого емульсійного кислотного складу. Результати підтвердили можливість використання ГЕКС як хімічного пакера (відхилювача) як в умовах пластової температури, так і за нормальних температур.

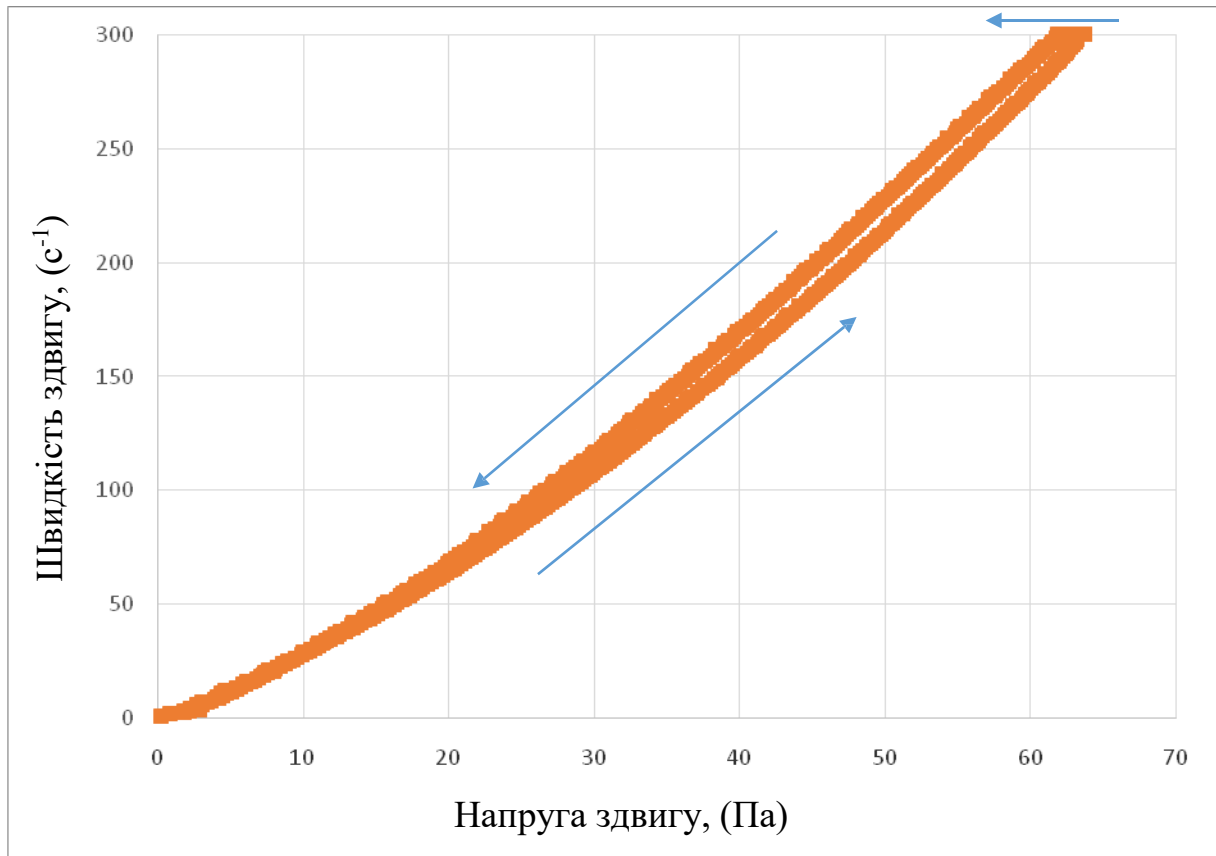


Рис А.4 - Тиксотропні властивості емульсії при пластовій температурі (60°C): вісь Y - швидкість зсуву (с⁻¹); вісь X - напруга зсуву (Па)

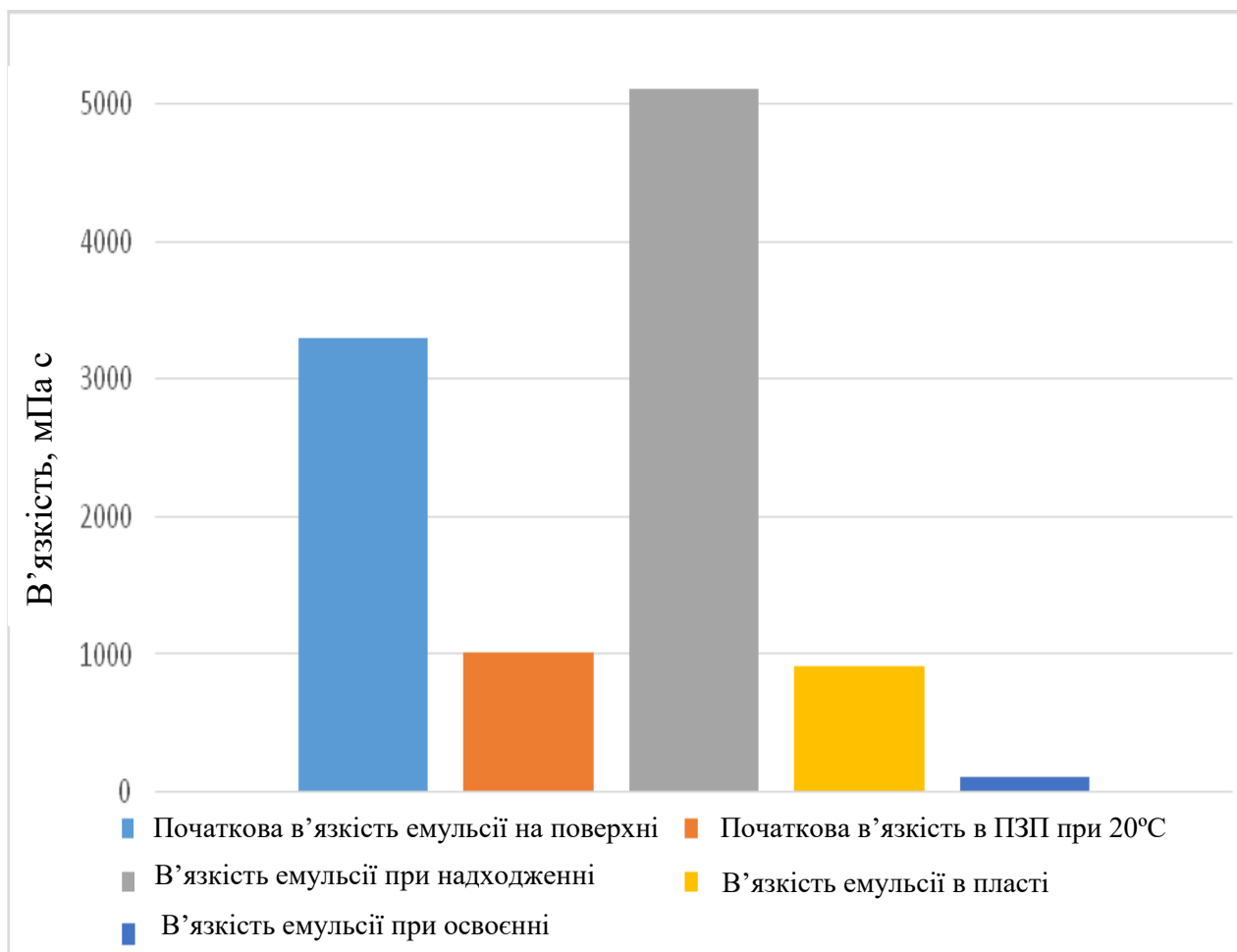


Рис А.5 - Динаміка зміни в'язкості щодо всіх етапів КО з використанням ГЕКС

Представлені нижче по тексту малюнки схематично відображають результати лабораторних експериментів, які супроводжували розробку основної партії хімреагенти ГЕКС. Всі дослідження проводилися при температурі, що моделює пластову (60°C).

На малюнку А.6 відображені результати досліджень, спрямовані на вимірювання швидкості реакції, характерної для різних кислотних складів. Як і передбачалося, для соляної кислоти з концентрацією 28% характерна найбільша швидкість реакції.

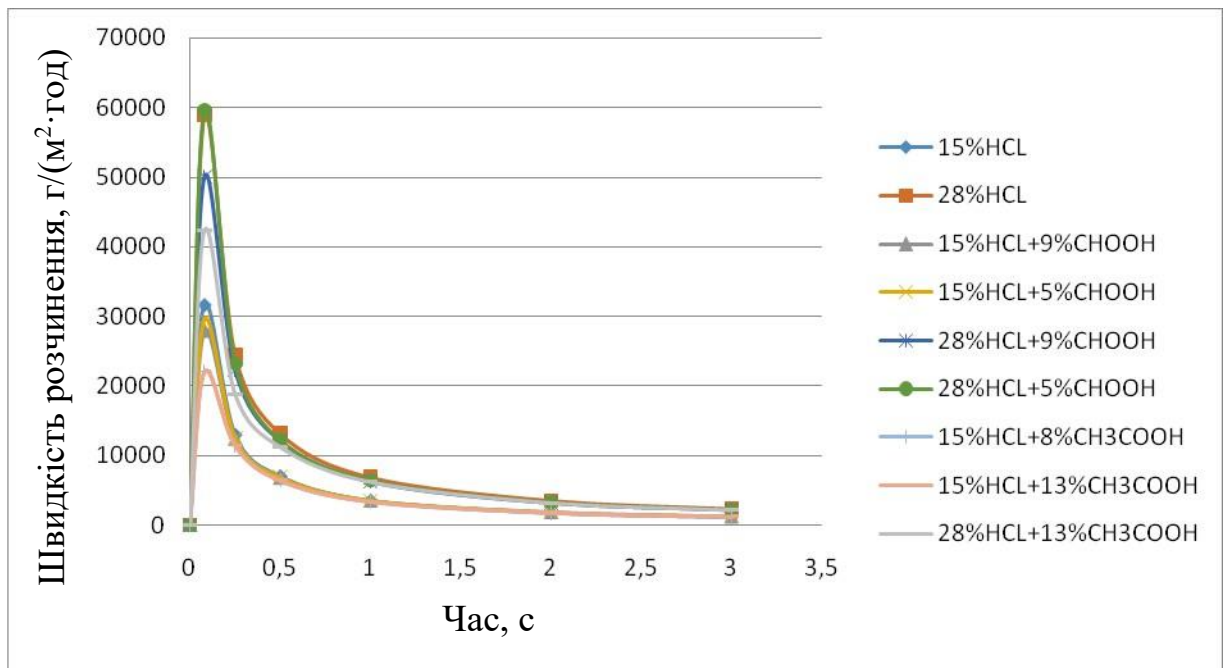


Рис. А.6 - Швидкість реакції між кислотними складами і породою

Також можна спостерігати, що зниження швидкості реакції відбувається при додаванні до соляної кислоти мурашиної або оцтової кислоти. П'ятнадцяти відсотковий розчин соляної кислоти в порівнянні з 28% розчином є більш оптимальним для використання в КС. З представлених результатів видно, що КС у вигляді чистого 28% розчину соляної кислоти має максимальною швидкістю реакції, а КС з суміші 15% розчину соляної кислоти і 13% оцтової кислоти - найменшою.

На малюнку А.7 представлені значення швидкостей розчинення карбонатної породи в різних КС. Очевидно, що для 28% розчину соляної кислоти характеру найбільша швидкість розчинення породи по порівняно з іншими КС. Як можна помітити, додавання оцтової та мурашиної кислоти не робить позитивного впливу на розчиняють здатність КС, але в той же час це допомагає залишатися КС хімічно активним на більший період часу. Мета додавання органічних кислот до основної кислоти не збільшення показника швидкості розчинення породи, а пролонгація дії КС в часі при контакті з породою. Також показано, що додавання органічних кислот збільшує час нейтралізації КС.

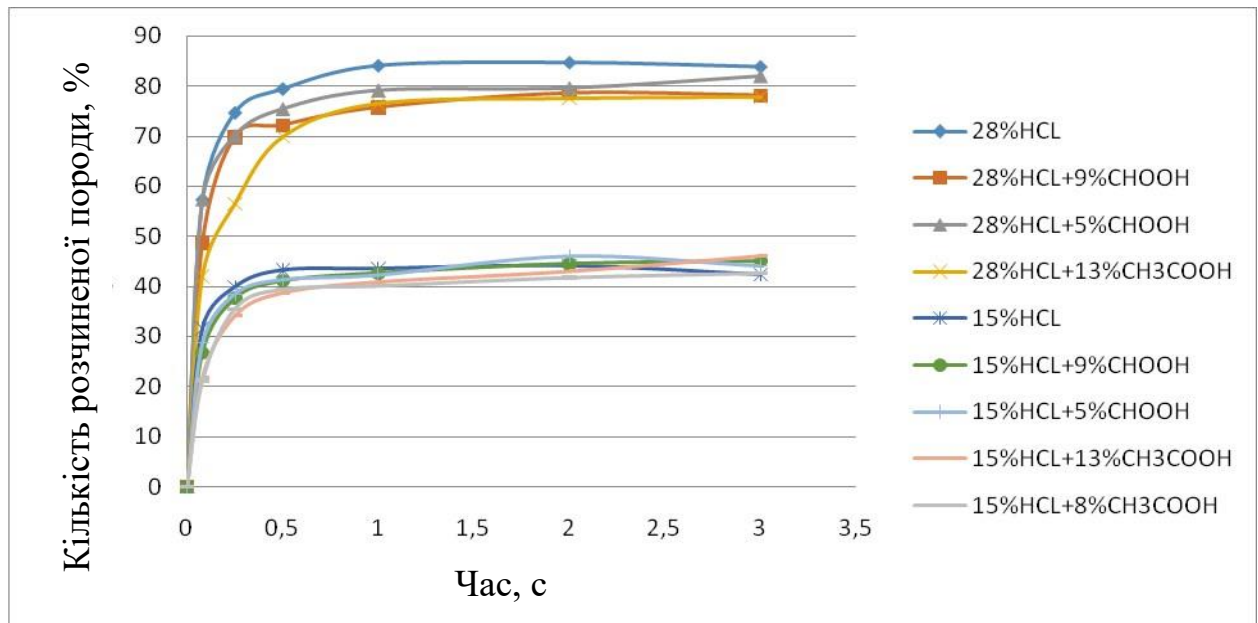


Рис. А.7- Швидкість розчинення породи в різних КС

Для чистого 15% розчину соляної кислоти практично максимум розчинюючої здатності щодо карбонатної породи досягається вже на 30-й хвилині, потім швидкість розчинення знижується. Це означає, що після 30й хвилини КС практично повністю прореагував, у нього пропадає розчинювальна здатність. При додаванні 9% розчину мурашиної кислоти і 13% розчину оцтової кислоти максимальний рівень швидкості розчинення породи досягається після 180й хвилини. Оптимальна швидкість розчинення породи досягається при змішуванні 15% розчину соляної кислоти і 13% оцтової кислоти.

Проаналізувавши результати проведених лабораторних експериментів для знаходження оптимальної основної партії рідини для інтенсифікації припливу, отриманий висновок про те, що змішування соляної кислоти з органічними кислотами (оцтової і мурашиної), а також з ПАР, показує кращі результати в порівнянні із закачуванням чистої кислоти при пластової температурі. Зокрема, використання 15% HCl і ПАР з масовою концентрацією 0,5% показує оптимальну швидкість реакції і швидкість розчинення у порівнянні з іншими вивченими сумішами з додаванням інгібіторів. Таким чином, КС на основі 15% розчину соляної кислоти з додаванням ПАР (GF-15 MPS) з масовою часткою 0,5% був обраний в якості основної партії агента для проведення кислотної обробки ПЗП.