

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

Магістерська робота на тему:  
«Зміна фільтраційно-емісійних характеристик  
пластів на прикладі Сахалінського НГКР при  
застосуванні рідини інтенсифікації на основі  
соляної кислоти»

Магістрант  
Басанець Є.О.  
Керівник  
Хижняк А.А.

Полтава 2025



Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри НГІТ

*Габриєлю*  
14. 10 2024 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Басанець Євгенії Олександрівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Зміна фільтраційно-смієсних характеристик пластів на прикладі Сахалінського НГКР при застосуванні рідини інтенсифікації на основі соляної кислоти

Керівник роботи Хижняк Андрій Анатолійович, д. філософ, доцент

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 09 2024 року № 24/24

2. Строк подання студентом роботи 15.01. 2025 року

3. Вихідні дані до 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 / 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 видано	завдання прийнято
1	Хижняк А.А., д. філософ, доцент		
2	Рубель В.П., доцент, к.т.н.		
3	Петруняк М.В., доцент, к.т.н.		
4	Рубель В.П., доцент, к.т.н.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

14.10.24

### 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)	4.11-17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-1.12
5	Оформлення та узгодження роботи	2.12-15.12
6	Попередні захисти робіт	16.12-23.12
7	Захист магістерської роботи	23.01.25

Студент

(підпис)

В.О. Басанюк  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ ВПЛИВУ РОЗЧИНІВ СОЛЯНОЇ КИСЛОТИ НА ФІЛЬТРАЦІЙНО-СМІСНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТІВ.....	9
1.1. Основні причини забруднення привибійної зони пласта.....	9
1.2. Основні проблеми відновлення фільтраційно-смісних характеристик пластів та методи впливу на привибійну зону пласта.....	11
1.3. Аналіз впливу розчинів соляної кислоти на фільтраційно-смісні характеристики пластів.....	14
1.4. Особливості рецептур кислотних розчинів на основі соляної кислоти .....	19
1.5. Технологічна схема застосування розчинів інтенсифікацій на свердловині.....	23
Висновки до 1-го розділу.....	31
2. ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЇ УСТАНОВКИ ПО ДОСЛІДЖЕННЮ КЕРНУ В ПЛАСТОВИХ УМОВАХ.....	32
2.1 . Вимоги до зразків керну для проведення досліджень.....	32
2.2. Технічні характеристики експериментальної установки по дослідженню керну в пластових умовах.....	34
2.3. Принцип дії експериментальної установки по дослідженню керну в пластових умовах.....	35
2.4. Методика проведення досліджень.....	37
2.5. Техніка безпеки при виконанні досліджень.....	40
Висновки до 2-го розділу.....	43
3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОЗЧИНУ НА ОСНОВІ СОЛЯНОЇ КИСЛОТИ НА ЗРАЗКИ КЕРНОВОГО МАТЕРІАЛУ.....	44

3.1. Визначення початкових фільтраційно-смієсних характеристик зразків керну .....	44
3.2. Дослідження впливу 15 % соляної кислоти на зміну фільтраційних характеристик зразку керну .....	47
3.3. Дослідження впливу підготовленого розчину на основі 15 % соляної кислоти на зміну фільтраційних параметрів досліджуваного зразка .....	49
3.4. Визначення фільтраційних характеристик зразків кернового матеріалу після дії на них кислотних композицій .....	50
3.5. Статистична обробка результатів дослідження .....	54
Висновки до 3-го розділу .....	60
<b>4. ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗЧИНУ НА ОСНОВІ СОЛЯНОЇ КИСЛОТИ НА ПРИКЛАДІ САХАЛІНСЬКОГО НГКР .....</b>	<b>62</b>
4.1. Загальні відомості про родовище .....	62
4.2. Стратиграфія .....	64
4.3. Тектоніка .....	73
4.5. Ефективність застосування розглянутих кислотних розчинів на прикладі Сахалінського НГКР .....	76
4.6. Охорона праці, надр і довкілля при проведенні інтенсифікаційних робіт .....	81
Висновки до 4-го розділу .....	83
<b>ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ .....</b>	<b>85</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....</b>	<b>87</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми дослідження.** Останнім часом набирає актуальності проблема недоотримання очікуваних дебітів чи взагалі відсутність продукції після виходу свердловин з буріння при позитивних геофізичних та геологічних характеристиках покладів. Під час первинного розкриття продуктивного розрізу відбувається порушення природної рівноваги флюїдонасичення покладів. Змінюється характер насичення порового простору порід у привибійній зоні внаслідок проникнення фільтрату, твердої фази промивальних, тампонажних і технологічних рідин, також мають місце інші процеси, зумовлені фізико-хімічною взаємодією вказаних компонентів з породою і пластовими флюїдами. Вплив перелічених чинників призводить до погіршення природних фільтраційних властивостей порід. Тому збереження природних властивостей продуктивних пластів, а в багатьох випадках штучне їх покращення, є надзвичайно важливим питанням буріння, ремонту і відновлення свердловин.

**Ступінь розробленості.** Вивченню даного питання були присвячені роботи багатьох вчених і фахівців. Питанням особливостей хімічних методів на пласт займалися Р.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Р.М. Кондрат. Дослідженням впливу забруднення привибійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин займалися такі вчені як Р.М. Кондрат, М.І. Щепанський, Л.І. Хайдарова. Питанню кислотної обробки для інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини закольматованих продуктивних пластів в процесі їх буріння присвячено наукові дослідження Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte, M.Economides, H.A.Nasr-El-Din, M.A. Sayed.

**Мета роботи.** Дослідження впливу соляної кислоти та розчину, підготовленого на основі соляної кислоти з додаванням тетрафторборної кислоти на зміну фільтраційних характеристик кернавого матеріалу, підбраного за схожими властивостями з кернавим матеріалом Сахалінського НГКР.

**Об'єкт дослідження** – фільтраційно-ємнісні характеристики пластів Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища.

**Предмет дослідження** – вплив рідин інтенсифікації на основі соляної кислоти на зміну ФЄВ.

**Основні завдання дослідження**

1. Проаналізувати основні причини забруднення привибійної зони пласта.

2. Дослідити вплив розчину 15 % соляної кислоти на зміну фільтраційно-ємнісних параметрів зразків кернового матеріалу.

3. Дослідити вплив підготовленого розчину на основі 15 % соляної кислоти з додаванням 7 % розчину тетрафторборної кислоти на фільтраційні параметри на зразки кернового матеріалу.

4. Визначити фільтраційно-ємнісні властивості кернового матеріалу після проведення досліджень та здійснити статистичну обробку результатів.

5. Встановити ефективність застосування розчину на основі соляної кислоти на прикладі Сахалінського НГКР.

**Наукова новизна.** Визначено вплив підготовленого розчину на основі 15 % соляної кислоти з додаванням 7 % розчину тетрафторборної кислоти на фільтраційно-ємнісні властивості на зразки кернового матеріалу.

**Теоретична і практична значущість.** Розглянуто можливості застосування інтенсифікаційних робіт та їх ефективність на Сахалінському нафтогазоконденсатному родовищі та визначено ефективність застосування соляно-кислотної обробки та кислотної суміші на основі соляної кислоти з додавання тетрафторборної кислоти.

**Методологія і методи дослідження.** При виконанні роботи застосовувалися експериментальний метод дослідження зміни фільтраційно-ємнісних параметрів зразків кернового матеріалу, метод порівняння впливу розчинів інтенсифікації та метод виміру чисельних значень ФЄВ.

**Структура і обсяг роботи.** Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел з 74 найменувань,

20 рисунків, 11 таблиць, загальний обсяг роботи – 95 сторінок, з яких 78 сторінок основного тексту.

У вступі обґрунтована актуальність, наукова новизна та практичне значення роботи, подана її загальна характеристика.

Перший розділ присвячений аналізу впливу розчинів соляної кислоти на фільтраційно-емісійні характеристики пластів.

У другому розділі описано особливості застосування експериментальної установки по дослідженню керну в пластових умовах.

У третьому розділі досліджено вплив розчинів на основі соляної кислоти на зразки кернавого матеріалу.

У четвертому розділі визначено ефективність застосування розчинів на основі соляної кислоти на прикладі Сахалінського НГКР.

Загальні висновки відображають результати, отримані в ході виконання роботи.

# 1. АНАЛІЗ ВПЛИВУ РОЗЧИНІВ СОЛЯНОЇ КИСЛОТИ НА ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТІВ

## 1.1. Основні причини забруднення привибійної зони пласта

Привибійну зону свердловини (ПЗС) визначають як частину пласта в районі перфорації або фільтра, що прилягає до стовбура свердловини. Ця зона зазнає інтенсивного впливу фізичних, механічних, гідродинамічних, хімічних і фізико-хімічних процесів, які виникають під час видобування нафти й газу або нагнітання рідин у пласт у процесі його розробки. Через ПЗС протікають усі обсяги рідин і газів, що видобуваються з пласта протягом усього терміну його експлуатації. Радіальний характер припливу в цій зоні створює максимальні градієнти тиску та високі швидкості руху. Фільтраційні опори тут є найвищими, що спричиняє значні втрати енергії пласта. Від стану ПЗС суттєво залежить загальний і поточний видобуток нафти й газу, а також дебіти видобувних і приймальності нагнітальних свердловин. Тому під час буріння, кріплення свердловини та інших технологічних операцій важливо зберігати природну проникність порід привибійної зони [37].

Ефективна розробка і експлуатація родовищ нафти й газу залишається актуальною проблемою. Особлива увага приділяється фонду видобувних свердловин, продуктивність яких часто нижча за початкові показники. Забруднення привибійної зони пласта (кольматація) значно впливає на ефективність видобутку. Кольматація виникає внаслідок проникнення бурового розчину, погіршення фільтраційних властивостей під час перфорації, накопичення солей, конденсатів важких вуглеводнів, продуктів руйнування породи, залишків технологічних рідин тощо [22, 23].

За останні роки актуальність проблеми збереження продуктивності свердловин зростає, оскільки до експлуатації залучаються пласти складної будови та низької проникності, які раніше не використовувалися. Багато українських родовищ, як-от Мачуське, Сагайдацьке, Яблунівське, мають

значні запаси на великих глибинах, а продуктивні пласти представлені різними типами колекторів. Оскільки більшість родовищ перебуває на завершальній стадії розробки, виникає потреба у нових підходах до видобутку важковидобувних запасів. Якість викриття продуктивних об'єктів безпосередньо впливає на ефективність буріння й подальшу експлуатацію [38].

Сучасний стан нафтогазової галузі характеризується великою кількістю свердловин на пізній стадії експлуатації. Привибійна зона пласта в таких умовах зазнає значного впливу, що спричиняє втрати енергії пласта і зменшення видобутку вуглеводнів. З огляду на це, кислотна обробка привибійної зони є важливим методом підвищення її проникності. Соляна кислота сприяє утворенню порожнин і каналів, що збільшує продуктивність видобувних свердловин і приймальність нагнітальних. Останніми роками популярність кислотної обробки зросла завдяки використанню технології Coiled Tubing, яка спрощує процес [16].

У нафтогазовій промисловості ефективна інтенсифікація видобутку має вирішальне значення для підвищення продуктивності свердловин [64, 73].

Соляно-кислотна обробка, поширений метод для досягнення цієї мети, передбачає нагнітання кислотної системи в пласт під тиском нижче рівня гідророзриву [63, 74].

Кислотна система слугує для розчинення пошкоджень пласта або створення нових каналів припливу, що в кінцевому підсумку збільшуючи проникність пристовбурної зони свердловини [62].

Дослідження показали, що після буріння продуктивність свердловин знижується в середньому вдвічі через проникнення бурового розчину в породи. Погіршення стану привибійної зони зумовлене відкладеннями парафінів, асфальтенів, солей у видобувних свердловинах і механічними домішками у нагнітальних. Ці фактори призводять до зменшення дебіту, що потребує інтенсифікації припливу пластових флюїдів [1].

Збереження природних властивостей або їхнє покращення є ключовим завданням при бурінні, ремонті й відновленні свердловин для досягнення максимальної продуктивності [29].

## 1.2. Основні проблеми відновлення фільтраційно-емісійних характеристик пластів та методи впливу на привибійну зону пласта

Проникність порід у привибійній зоні свердловини (ПЗС) часто знижується в процесі експлуатації, порівняно з початковими природними характеристиками. Це пов'язано з накопиченням у породах ПЗС глинистих частинок, смол, парафіну, асфальтенів, солей та інших домішок. Як наслідок, збільшуються опори фільтрації, зменшується дебіт свердловини тощо. У таких ситуаціях потрібне штучне втручання для відновлення проникності привибійної зони та покращення взаємозв'язку пласта зі свердловиною [37].

Первинне розкриття продуктивного пласта супроводжується порушенням природної рівноваги флюїдонасичення. Це призводить до зміни насичення порового простору порід у привибійній зоні через проникнення фільтрату, твердої фази промивальних і тампонажних рідин, а також внаслідок фізико-хімічної взаємодії цих компонентів із породою та пластовими флюїдами. Всі ці фактори сприяють погіршенню природних фільтраційних властивостей порід [29].

Вплив промивальних рідин на колектори проявляється через проникнення в поровий простір фільтрату, набухання глинистого цементу, утворення нерозчинних осадів та емульсій, що блокують поровий простір. Такі явища знижують ефективний об'єм пор і погіршують фільтраційно-емісійні властивості порід. Експериментально встановлено, що тверді частинки бурового розчину проникають у пори з радіусом понад 5 мкм, повністю блокуючи їх при розмірі 5-7,5 мкм, і частково при радіусі більше 15 мкм [2, 11]. Зрештою, саме структура порового простору досліджуваних порід-

колекторів після блокування порових каналів твердою фазою розчину і визначає ефективну (фазову) проникність, а, отже, і їх продуктивність.

Розмаїття геологічних умов залягання продуктивних пластів визначає необхідність проведення лабораторних досліджень з прогнозування дії вибраних технологій розкриття чи освоєння на зміну фізичних властивостей конкретних об'єктів. Суть методів інтенсифікації видобутку нафти полягає у покращенні фільтраційних властивостей привибійної зони пласта, зокрема за рахунок хімічної взаємодії присвердловинної зони останнього з розчином соляної кислоти відповідної концентрації. В результаті такої взаємодії розчиняється карбонатна складова породи і присвердловинна зона колектора очищується від глинистої складової промивальної рідини, фільтрату бурового розчину, а порові канали розширюються внаслідок розчинення цементуючого карбонатного матеріалу. Як наслідок, значно підвищуються умови припливу нафти до вибою свердловини.

Основним методом зменшення впливу забруднення привибійної зони пласта у працюючій видобувній свердловині є різного роду оброблення ПЗП для покращення гідродинамічного зв'язку продуктивного пласта із свердловиною [18, 20, 65]. Вартість таких операцій є доволі високою, що зумовлено значними витратами хімреагентів, проведенням капітального ремонту свердловини, зупинки видобутку свердловини на період проведення технологічних операцій тощо. Окрім того, такі операції завжди пов'язані з високими ризиками. Тому важливо розглядати процес оброблення ПЗП комплексно, з урахуванням як технологічної, так і економічної ефективності [56]. Також важливо враховувати стадію розробки родовища при обґрунтування оброблення ПЗП, адже від цього буде залежати економічна ефективність проведених свердловинних операцій.

Перш за все, варто проаналізувати причини зниження проникності ПЗП, до яких належить:

– забруднення глинистим розчином після буріння або після проведення КРСЛРС;

- внаслідок руйнування ПЗП чи винесення частинок породи;
- внаслідок випадання важких вуглеводнів у ПЗП.

До причин погіршення абсолютної проникності в привибійній зоні відносять [20, 23, 56, 65]:

1. Механічне забруднення, яке спричиняється проникненням твердих частинок бурових або промивальних рідин у пористе середовище.

2. Фізико-літологічне забруднення, що виникає через вплив води на цементний склад і скелет породи, а також внаслідок її взаємодії з пластовими водами.

3. Фізико-хімічне забруднення, яке викликається збільшенням водонасиченості та формуванням блокуючих бар'єрів для фільтрації нафти і газу. Це обумовлено різницею поверхневих натягів між пластовими флюїдами та фільтратом, а також появою капілярного тиску при проникненні фільтрату в породи.

4. Термохімічне забруднення, що характеризується осадженням парафіну на скелеті порід у нафтових і газоконденсатних пластах.

Сучасна розробка нафтогазових покладів передбачає роботу з колекторами, які мають складний хімічний склад, високу щільність, низьку проникність і малу пористість. Основними чинниками, які погіршують фільтраційні властивості таких пластів [23], є:

- Набухання глинистого матеріалу породи в результаті контакту з фільтратом рідини.
- Поглинання рідини для глушіння свердловини.
- Утворення емульсій на межі контакту рідини глушіння з пластовими флюїдами (ефект Жамена).
- Осадження асфальтосмолопарафінових компонентів і утворення малорозчинних осадів через зміну термодинамічних умов у пласті.
- Гідрофілізація порового простору, що знижує проникність для нафти.

До розкриття свердловинами продуктивні пласти перебувають у стані рівноваги, де тиск, температура і розподіл флюїдів стабільні. Зовнішні втручання, наприклад буріння чи глушіння, порушує цю рівновагу.

Методи впливу на ПЗП поділяються на три основні категорії [37]:

*Хімічні методи* застосовують для розчинення відкладень, таких як карбонати, за допомогою кислот (наприклад, соляно-кислотна обробка).

*Механічні методи* застосовують для роботи з малопроникними породами (наприклад, гідравлічний розрив пласта, ГРП).

*Теплові методи* застосовують для видалення в'язких вуглеводнів (парафіну, асфальтенів) шляхом нагрівання.

Існують комбіновані методи, такі як гідрокислотний розрив (поєднання ГРП і кислотної обробки) або термокислотна обробка (поєднання теплового та хімічного впливу).

Вибір методу впливу на ПЗП залежить від геологічних умов, розташування свердловини й стадії розробки родовища [23, 56, 65, 66]. Однак відсутні дослідження, які б враховували комплексний аналіз параметрів ПЗП до і після обробки, а також вплив часу її проведення на технологічну та економічну ефективність операцій.

### **1.3. Аналіз впливу розчинів соляної кислоти на фільтраційно-емісійні характеристики пластів**

Вивченню питання кислотної обробки для інтенсифікації видобутку вуглеводневої продукції закольматованих пластів в процесі їх буріння присвячено багато наукових досліджень: Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte, M.Economides, H.A.Nasr-El-Din, M.A. Sayed та інші [67, 68, 69, 70, 71].

Хімічні методи впливу на ПЗП з метою виклику припливу і його інтенсифікації базуються на властивостях гірських порід вступати у взаємодію з деякими хімічними речовинами, а також на властивості деяких хімічних речовин впливати на поверхневі і молекулярно-капілярні зв'язки твердих і рідких фаз в породах. Безпосередньо вивченням особливостей хімічних

методів на пласт займалися Р.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Р.М. Кондрат, й інші [18, 21, 60].

Солянокислотна обробка є одним із найпоширеніших методів завдяки простоті технологічного процесу, наявності сприятливих умов для її виконання та високій ефективності. Цей метод використовується в карбонатних колекторах або пісковиках із карбонатним цементом, а також для очищення привибійної зони нагнітальних свердловин від забруднень, розчищення сольових відкладень, видалення глини, цементу тощо [26]. Основний принцип методу полягає у здатності соляної кислоти взаємодіяти з карбонатними породами чи цементами, утворюючи розчинні сполуки. У результаті цього в привибійній зоні збільшується об'єм пор, каналів і пустот [47].

Кислотні обробки свердловин застосовуються [48] для очищення вибою (фільтрів), привибійної зони та насосно-компресорних труб (НКТ) від сольових, парафіново-смолистих відкладень (термокислотні обробки), а також для видалення продуктів корозії під час освоєння свердловин і їх запуску. Крім того, ці методи сприяють збільшенню проникності порід. Склад кислотного розчину визначають із урахуванням хімічного й мінералогічного складу порід, їхніх фільтраційних властивостей, характеристик пластових флюїдів, температури пласта та причин забруднення привибійної зони.

Солянокислотний розчин включає такі компоненти [57]:

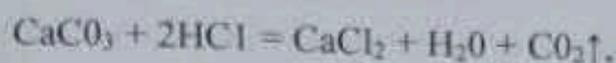
- Соляна кислота (синтетична або технічна) з концентрацією не менше ніж 27,5–31%;
- Інгібітор корозії, який зменшує агресивний вплив кислоти на обладнання;
- Інтенсифікатор – поверхнево-активні речовини (ПАР), що покращують видалення продуктів реакції й сприяють розширенню профілю дії обробки;
- Стабілізатор, який запобігає утворенню осадів оксидів заліза, алюмінію та солей кремнієвої кислоти.

Для нейтралізації сірчатої кислоти в солянокислотний розчин перед обробкою додають хлористий барій.

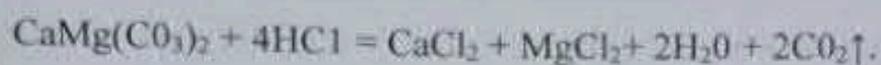
Рецептура кислотного розчину підбирається відповідно до хімічного складу порід, їхніх фізико-хімічних властивостей, флюїдів пласта, температурних умов і характеру забруднень у привибійній зоні [57].

Соляно-кислотні обробки. При взаємодії соляної кислоти та карбонатних порід відбуваються такі реакції:

для вапняків



для доломітів



Продукти реакції соляної кислоти з карбонатами — хлорид кальцію ( $\text{CaCl}_2$ ) та хлорид магнію ( $\text{MgCl}_2$ ), — що добре розчиняються у воді, а також рештки непрореагованої кислоти при промиванні свердловини вимиваються на поверхню. Вуглекислий газ ( $\text{CO}_2$ ) у залежності від тиску або розчиняється у воді, або виділяється у вигляді вільного газу і легко видаляється із свердловини. При дії соляної кислоти на породи ПЗС утворюються порожнини, каверни, канали роз'їдання, тому збільшується проникність порід, а отже, і продуктивність нафтових (газових) і приймальність нагнітальних свердловин.

Концентровану соляну кислоту розводять водою до заданого вмісту  $\text{HCl}$  (робочий розчин) на місці її зберігання (базі) або безпосередньо біля свердловини перед її обробкою.

Свердловини з відкритим стволом, як правило, обробляють кислотним розчином із вмістом  $\text{HCl}$  від 15 до 20%, а обсажені свердловини — розчином із вмістом  $\text{HCl}$  від 10 до 12%.

В роботі [52] наведено результати проведення соляно-кислотної обробки пласта у свердловині № 120 Яблунівського НГКР.

Розглянутий об'єкт є яскравим прикладом свердловини, що перебуває на пізньому етапі експлуатації. Свердловина була завершена бурінням і введена

в експлуатацію у 1989 році з початковим дебітом 370 тис. м<sup>3</sup>/добу. У 2012 році почалося погіршення робочих характеристик та зниження дебіту газу.

У період з 2012 до 2020 року проводилися неодноразові капітальні ремонти свердловини (КРС), що включали заміну насосно-компресорних труб (НКТ), при цьому виконували довільно-фрезерувальні роботи через обриви НКТ під час експлуатації. Протягом цього часу дебіт варіювався в межах 90–150 тис. м<sup>3</sup>/добу. У 2020 році виконали черговий КРС, після якого отримати промисловий приплив не вдалося, і свердловину перевели до фонду непрацюючих із подальшим планом ліквідації.

На свердловині №120 Яблунівського НГКР було проведено спуск блоку дозуючого тиску (БДТ) до нижнього інтервалу перфорації, після чого виконали промивання привибійної зони пласта (ПЗП) 5%-вим розчином поверхнево-активних речовин (ПАР) об'ємом 0,5 м<sup>3</sup> з подальшою віддувкою азотом. Далі провели просту кислотну обробку, закачавши 0,5 м<sup>3</sup> кислотного розчину в ПЗП, після чого піднімали кислоту на поверхню за допомогою азоту через затрубний простір (що був попередньо загерметизований). Витримка кислоти в зоні перфорації не виконувалася [46].

Наступним етапом було закачування 3,5 м<sup>3</sup> кислотного розчину після попереднього нагнітання азоту в свердловину (одночасно в БДТ, НКТ і затрубний простір). Процес тривав до стабілізації тиску (досягнення поглинання пласта), після чого кислоту прокачали азотом для задавки розчину в пласт (кислотна обробка під тиском).

Через дві години перебування кислоти в пласті під тиском її підняли на поверхню шляхом нагнітання азоту. Вся отримана рідина мала рН = 8, що свідчить про повну реакцію кислоти. У результаті кислотної обробки дебіт свердловини №120 Яблунівського НГКР досяг 47 тис. м<sup>3</sup>/добу, що є високим показником для свердловини, яка раніше не давала промислового припливу вуглеводнів.

У процесі досліджень [29] було оцінено вплив полімер-глинистого бурового розчину, використаного при розкритті нижньоопермських

продуктивних відкладів, на погіршення фільтраційно-емієних характеристик колекторних порід. Також вивчався вплив 14%-го розчину соляної кислоти на фазову проникність і дебіт свердловин.

Дослідження порового простору порід після обробки 14%-вим соляно-кислотним розчином показало наступні результати:

В результаті проведених досліджень зроблено наступні висновки:

- Обробка порід-колекторів, насичених залишковою водою, нафтою та частково фільтратом полімер-глинистого розчину, протягом 2 годин збільшила фазову проникність лише в 1,2 рази.
- Одногодина обробка за тих самих умов призвела до зниження фазової проникності майже наполовину через випадання продуктів реакції в порових каналах.
- Найбільш ефективним виявився підхід, коли з порового об'єму спочатку видаляли фільтрат і частково нафту, а потім об'єм насичували 14%-вим розчином соляної кислоти протягом 2 годин 40 хвилин (зразок Г-2). За таких умов фазова проникність збільшилася в 13,4 рази від початкової. Таким чином, наявність вуглеводнів у поровому просторі знижує ефективність соляно-кислотних обробок.

Вивчаючи роботи іноземних фахівців [31] в яких було розроблено та оптимізовано два розчини кислот: 28 % HCl і 15% VDA, спеціально розроблені для досліджуваної свердловини. Було оцінено ефективність різних добавок у кислотних розчинах, таких як інгібітори корозії, демульгатори, залізовмісні агенти, поверхнево-активні речовини та  $H_2S$  та поглиначі  $HS$ . Пояснення критеріїв і методів, що використовуються для вибору оптимальних добавок та їх концентрацій для розчинів кислот також отримано з цієї статті.

У статті застосовано чисельну модель для моделювання процесу нагнітання кислоти та течії флюїду в покладі, і показано, що найоптимальнішим методом кислотної обробки в цій операції є використання п'яти основних ступенів нагнітання кислоти та п'яти ступенів нагнітання VDA.

З роботи випливає, що скін-ефект починає зменшуватися відразу після введення кислоти і досягає від 5 до -1,89.

Також у статті наведено результати та підсумки польової операції із закачуванням розчину кислоти у свердловину. Також показано, що використання системи VDA та методу бурового розкриття свердловини є ефективним для направлення кислоти в низькопроничні пласти та інтенсифікації роботи всього пласта.

У статті також вказує, що запропонована комбінація в цьому проекті призвела до збільшення видобутку газу на 100 %, та збільшення тиску видобутого газу на 84 %, а також зменшення кількості BS&W з 7 до 3 %.

У дослідженні зроблено висновок, що використання систем HCl та VDA може значно покращити продуктивність свердловин та видобуток газу в карбонатних колекторах. Воно підкреслює важливість лабораторних випробувань, інструментів моделювання та польових операцій у розробці та впровадженні ефективних кислотних обробок.

Отже, підсумовуючи вищенаведене, можна зробити висновки про успішне дослідження та впровадження соляно-кислотних обробок та їх модифікацій при різних умовах досліджень та на різних родовищах, і, як результат, отримання позитивних значень приросту дебітів нафти та газу, що в свою чергу дозволить отримати нарощення видобутків важливих для функціонування держави та забезпечення власних потреб горючими корисними копалинами.

#### **1.4. Особливості рецептур кислотних розчинів на основі соляної кислоти**

Методи хімічного впливу на збільшення дебіту свердловин напряму залежать від залучення хімічних систем ефективних рецептур. Сучасні компанії завдяки застосуванню інноваційних технологій розробила цілий

спектр рецептур систем для кислотної обробки привибійної зони, для блокування фільтрації і для видалення продуктів попередніх впливів.

Так в роботі [37] сервісна компанія «Region» пропонує наступні системи інтенсифікації кислотного типу.

1. AcidSolv – ефективна мийна система на основі соляної кислоти з необхідними хімічними домішками. Призначена для очищення обладнання свердловин, усунення наслідків від бурових розчинів на полімерній основі, матричної обробки пласта та кислотного гідравлічного розриву. Використовується на нафтових, газових і нагнітальних свердловинах.
2. DemASolv – деемульгуюча система на основі соляної та органічних кислот із деемульгаторами. Рекомендується для матричної обробки і руйнування нафто-емульсій на нафтових та газоконденсатних свердловинах. Ефективність підвищується при послідовному використанні деструктора OrgSolv і DemASolv.
3. RetAcidSolv – система для високотемпературних карбонатних колекторів (80–160 °C), що включає кислоту та сповільнювач її реакції з породою. Це забезпечує глибоке проникнення в пласт і створення мережі високопроникних каналів.
4. MudAcid – склад на основі соляної та плавикової кислот, призначений для матричної обробки теригенних колекторів з низьким вмістом карбонатів. Також використовується для видалення пробок із породних частинок. Рекомендується в комплексі з AcidSolv та буферними рідинами.
5. ClayAcidSolv – уповільнена кислотна система для чутливих пісковиків. Завдяки контрольованій швидкості реакції вона проникає глибше в пласт, стабілізує оброблену породу, зменшуючи міграцію частинок і ризик закупорки пор.
6. DivertAcidSolv – самовідхиляюча система на основі соляної кислоти з в'язкоеластичними поверхнево-активними речовинами. Вона дозволяє

обробляти неоднорідні карбонатні колектори, відхиляючи кислотний потік у менш проникні ділянки. Гель, що утворюється в реакції, рівномірно розподіляє кислоту в пласті.

В роботі [72] використовується експериментальні рідини 5 мас. % розчин  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , що імітує пластову воду, що використовується для обробки керна проти набрякання та вимірювання проникності керна.

9 %-ву соляну кислоту використовують як прокладкову кислоту та кислоту для корозійного експерименту. Прокладка-кислота використовується для обробки карбонатних мінералів у карбонатних мінералах у щільних зразках керна пісковиків. Основною кислотою є грязьова кислота, змішана з 9 %мас.  $\text{HCl}$  та 1,5 %мас.  $\text{HF}$ . Примітки: Основна причина використання  $\text{NH}_4\text{Cl}$  як розсолу є те, що під час фактичної експлуатації  $\text{NH}_4\text{Cl}$  використовується як попередня рідина для розчинення  $\text{Ca}^{2+}/\text{K}^{+}$  поблизу привибійної зони свердловини і переміщення їх у глиб пласта. Запобігають утворенню осаду цих іонів та кислотного розчину, і впливають на ефект окислення. У той же час, розсіл  $\text{NH}_4\text{Cl}$  можна використовуватися як протинабухаючий засіб.

Сірчана кислота [1], присутня в кислотних розчинах, у процесі реакції з карбонатними породами може утворювати гіпс. Незважаючи на те, що гіпс розчиняється у соляній кислоті, у поровому просторі можуть залишатися його кристали, що призводить до зниження проникності пласта. Для зменшення вмісту сірки у кислотному розчині застосовують обробку хлористим барієм. Додавання оцтової кислоти до соляної надає розчину кілька функцій:

- уповільнення реакції соляної кислоти з породою (виконує роль сповільнювача);
- запобігання утворенню оксидів заліза (стабілізатор);
- розчинення породи внаслідок взаємодії з нею (активний реагент).

Фтористоводнева кислота використовується для обробки привибійної зони пластів із теригенними колекторами (наприклад, кварцові пісковики, алевроліти) з метою розчинення силікатних та глинистих частинок, що містяться у породі або потрапили туди разом із глинистим розчином. У

чистому вигляді ця кислота не застосовується, проте її суміш із соляною, відома як глиноокислота, є широко вживаною. Для транспортування глиноокислоти використовуються ємності, покриті свинцем, ебонітом, парафіном або воском, оскільки ця кислота є токсичною для людини.

Ефективним методом інтенсифікації припливу є пінокислотна обробка [1], яка передбачає закачування у пласт розчину соляної кислоти з піноутворювачем. Для приготування пінокислотних розчинів використовують соляну кислоту концентрацією 10–15 % або 20–25 %, залежно від типу колектора та рівня його карбонатності.

Чим вища карбонатність породи, тим більш концентрованим має бути розчин. Спіненню піддають не тільки соляну кислоту, але й її суміші з фтористоводневою кислотою. Для забезпечення стабільності піни додаються стабілізатори. Наприклад, із 10 %-го розчину соляної кислоти найстійкіша піна утворюється за додавання 1 % піноутворювача (синтанол МЦ) і 1,5 % стабілізатора (КМЦ).

Для транспортування кислотного розчину можуть використовуватись повітря, азот або природний газ. Якщо для спінення застосовується повітря, це суттєво підвищує корозійну активність кислоти, тому краще використовувати азот, природний газ або відпрацьовані гази. Щоб зменшити корозійну активність, застосовуються піноутворювачі з інгібіторними властивостями або спеціальні інгібітори. Наприклад, такі речовини, як катапін А, карбозолін або марвелан, у концентрації 0,1–0,5 % від об'єму розчину, дозволяють уникнути додаткового інгібування. Якщо використовуються інші піноутворювачі, додають 0,1–0,4 % інгібіторів типу КІ-І або І-І-А відповідно.

Тож систематизуючи наведені вище розчини інтенсифікації запропонованих існуючими компаніями, як готових рішень під поставлені задачі, так і експериментальні дослідження в лабораторних умовах можна зробити висновок, що існує безліч можливостей комбінацій рідин інтенсифікації, інгібіторів корозії, рідин для сповільнення чи пришвидшення реакцій в поєднанні з соляною кислотою в залежності від різних

стратиграфічних, геологічних та технічних умов. Проте отримати однозначну відповідь про ефективність певних розчинів інтенсифікації без проведення реальних досліджень безпосередньо на свердловині чи експериментально в наближених умовах до пластових досить важко.

### 1.5. Технологічна схема застосування розчинів інтенсифікацій на свердловині

На сьогодні застосовують такі види кислотних обробок [30]:

1. Кислотні ванни;
2. Прості кислотні обробки;
3. Обробка під тиском;
4. Термокислотні обробки;
5. Кислотні обробки через гідромоніторні насадки;
6. Серійні обробки;
7. Ступінчасті та поінтервальні обробки.

Для проведення кислотних обробок пласта активно використовуються колтюбінгові установки. Завдяки застосуванню безмуфтової довгомірної труби (БДТ) вдається ефективно розподіляти кислотні розчини безпосередньо біля перфораційних каналів. Крім того, це дозволяє здійснювати інтенсифікацію свердловини без необхідності її глушіння або витягання внутрішньо-свердловинного обладнання, що значно скорочує час проведення робіт. Відсутність необхідності глушіння запобігає кольматуванню пласта рідиною глушіння та спрощує процес освоєння свердловини після СКО [29].

Терміни «колтюбінг», «колтюбінгова технологія» та «технологія свердловинних операцій за допомогою колтюбінгової труби» походять від англійського виразу «Coiled Tubing», що перекладається як «згорнута труба». Колтюбінгові установки — це спеціалізовані системи, які використовуються для геофізичних досліджень, інтенсифікації, ремонту без витягання ліфтової колони, буріння та добудови свердловин. Вони оснащені барабаном із

намотаною трубою та приводом для виконання операцій спуску та підйому труби. Сучасні колтюбінгові установки (рис. 1.1) виконують низку завдань, які не можна вирішити за допомогою традиційних трубних колон. Довжина намотаної на барабан труби може досягати 7000 метрів, а робочі тиски — до 105 МПа [37].



Рисунок 1.1 - Сучасна колтюбінгова установка

Перші експерименти із застосування колтюбінгових технологій датуються 60-ми роками минулого століття. Вони були спрямовані на виконання капітальних і поточних ремонтних робіт без необхідності глушіння свердловин.

Сучасні технології дозволяють використовувати колтюбінгові установки спільно з азотними системами та ежекційними комплексами для створення пінних розчинів, що забезпечує можливість проведення кислотних обробок навіть на пізніх етапах експлуатації свердловин.

Колтюбінгова установка — це компактний набір обладнання, який транспортується на базі стандартних транспортних засобів. До складу установки входять такі компоненти (рис. 1.2):

-інжектор 1 із направляючим гусаком;

-противикидне обладнання 2, включаючи стріп-пакер і блок превенторів;

-барабан 3 із довгомірною гнучкою безмуфтовою трубою (БДТ) 4;

-гідравлічна станція 5 з комплектом шлангів 6 і гідророзподільвачів;

-кабіна оператора 7 з пультом керування;

-допоміжне обладнання, зокрема вантажопідіймальні механізми, системи підготовки, подачі та утилізації робочих розчинів;

-азотна установка.



Рисунок 1.2 - Склад обладнання колтюбінгової установки: 1 – інжектор; 2 – противикидне обладнання; 3 – барабан; 4 – гнучка довгомірна безмуфтова труба; 5 – гідравлічна станція; 6 – набір шлангів; 7 – кабіна оператора.

Виконання операцій з допомогою колтюбінга без попереднього глушіння навіть при наявності надлишкових тисків на гирлі можливе завдяки стріп-пакеру, який входить до складу противикидного обладнання [12].

Для проведення СКО спускається труба БДТ до нижнього інтервалу перфорації та проводиться промивання ПЗП розчином ПАР з подальшою віддувкою азотом на поверхню. Після чого проводять просту кислотну

обробку – закачують кислотний розчин об'ємом ПЗП з подальшим підняттям кислоти на поверхню за допомогою азоту (по малому затрубному просторі, між БДТ та НКТ, при цих роботах затрубний простір загерметизований). З витримкою чи без витримки [46] кислоти у зоні перфорації.

Далі закачують кислотний розчин з попереднім нагнітанням азоту у свердловину (в БДТ, в НКТ та затрубний простір одночасно), нагнітання проводиться до стабілізації тиску (тиску поглинання пластом), після чого закачують кислотний розчин, з подальшим прокачуванням азоту у свердловину для задавки кислоти у пласт (кислотна обробка під тиском).

Після знаходження кислоти в пласті під тиском, її віддувають на поверхню, шляхом закачування азоту [52].

*Кислотні ванни* використовуються для очищення відкритого вибою від залишків цементу, глинистої кірки, а також кальцитових осадів із пластових вод [30].

Застосування у виробництві кислотних ванн у таких свердловинах кислотної обробки з надавлюванням кислоти неприпустимо. Обсяг кислотного розчину повинен дорівнювати обсягу свердловин від вибою до покрівлі оброблюваного інтервалу продуктивного горизонту. Час витримки на реагування – 16–24 години.

Прості кислотні обробки є найпоширенішим видом і проводяться з обов'язковим надавлюванням кислотного розчину в привибійну зону. Підготування свердловини полягає, насамперед, у ретельному очищенні її від забійного корка.

Продавлюваною рідиною зазвичай слугує нафта того ж самого місця видобутку. При обробці газових свердловин доцільніше застосовувати для надавлювання воду або газ. При обробках нагнітальних свердловин водою доцільніше використовувати добавку ПАР типу ОН-ТО. Рівень кислоти в затрубному просторі в період закачування та продавлювання її в пласт повинен перебувати в межах інтервалу стовбура свердловини, обраного для цієї обробки [25].

*Кислотна обробка під тиском.* Високопроникні прошарки перекриваються шляхом попереднього закачування в високопроникні ділянки буфера емульсії типу «кислота в нафті». Потім під великим тиском здійснюється закачування розчину HCl в малопроникні ділянки. Тиск закачування – 200, 250 і 300 кг/см<sup>2</sup>, витрата – 8–15 % кислоти на 1 погонний метр потужності пласта 0,4–1,5 м<sup>3</sup>. При повторному обробленні обсяг кислотного розчину збільшують на 20–40 %. Для свердловин із низьким пластовим тиском концентрація HCl – 10–12 %. Для свердловин з високим пластовим тиском концентрація HCl – 12–15 %.

*Кислотоструменна обробка.* Мета – очищення стінок вибою свердловини від цементної і глинистої кірки; для руйнування та видалення щільних забійних корків струменями, спрямованими вниз; для інтенсивного руйнування порід зі створенням каналів розчинення в заданому інтервалі пласта для вибірково спрямованого оброблення. Відповідно до цілей кислотоструменне оброблення може застосовуватися переважно в свердловинах із відкритим стовбуром у межах величини продуктивного горизонту.

*Серійна обробка.* Застосовують з метою виведення свердловини на максимальну продуктивність за короткий період шляхом оброблення інтервалу продуктивного пласта 2–3 рази за невеликий проміжок часу. Приклади серійних обробок: «ванна–ванна–ванна», «ванна–проста обробка пристовбурної частини привибійної зони – проста обробка привибійної зони», «термокислотна обробка під тиском».

*Поінтервальна або ступінчаста обробка.* Для охоплення всієї потужності продуктивних порід дією кислоти необхідно примусово вилловлювати кислотний розчин в обмежені за потужністю інтервали пласта або в окремі його пропласти [25].

Перед кислотною обробкою піднімають зі свердловини глибинне обладнання, опускають НКТ із промиванням до вибою і піднімають труби до нижнього перфораційного отвору оброблюваного інтервалу [30]. Гирло

свердловини обладнують арматурою і зворотним клапаном на вході в НКТ. Напірна сторона насосного агрегату ЦА-320, 4АН-700 або іншого обв'язують через зворотний клапан з трубним простором НКТ, а приймальна – із кислотовозом (Аз-30А) і автоцистернами (4ЦР, АП), у яких транспортуються кислотні розчини й продавлені рідини. Нагнітальні трубопроводи опресовуються під тиском, який у півтора рази більший від очікуваного тиску нагнітання рідин у свердловину (рисунок 1.3).

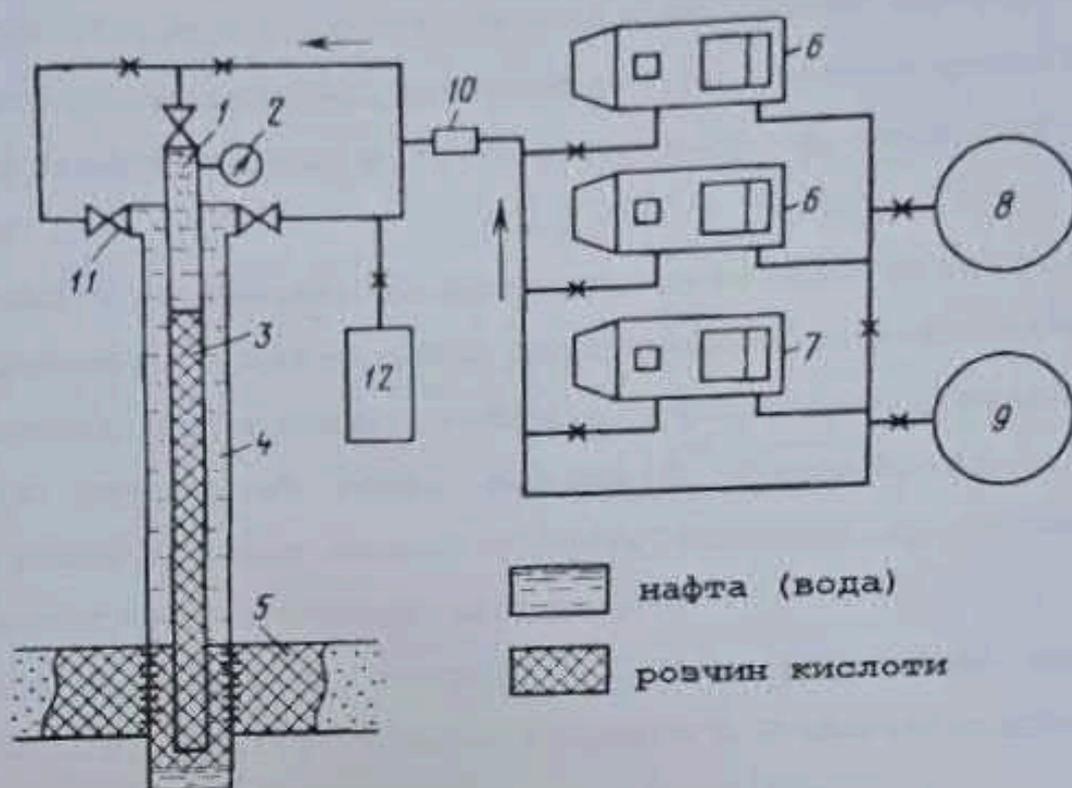


Рисунок 1.3 - Схема розміщення обладнання при кислотній обробці свердловини: 1 – гирлова арматура; 2 – манометр; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – затрубний простір; 5 – пласт; 6 – кислотовози; 7 – насосний агрегат; 8 – ємність із кислотою; 9 – ємність з рідиною для продавлення; 10 – зворотний клапан, 11 – засувка; 12 – компресор

Кислотний розчин готується в такому порядку. Чан, розрахований на заданий об'єм кислотного розчину, заповнюють необхідним об'ємом води. У воду додають потрібну кількість інгібітора, потім стабілізатора і

сповільнювача при постійному перемішуванні. І тільки у приготовлений розчин додають розрахунковий об'єм кислоти.

Свердловину шляхом прямої циркуляції через НКТ напompовують КР в об'ємі НКТ, закривають засувку на затрубному просторі і нагнітають решту запланованого об'єму кислоти та продавлюваної рідини. Після нагнітання всього об'єму рідин закривають буферну засувку свердловини, від'єднують насосні агрегати й іншу спецтехніку, за необхідності витримують кислоту у свердловині певний час і розпочинають очищення привибійної зони від продуктів реакції шляхом створення припливу зі свердловини. При обробці високотемпературних свердловин вимивання кислоти необхідно проводити одразу. Для виклику припливу використовують компресор, приєднаний до свердловини.

У насосних свердловинах, які експлуатуються глибинними насосами, після продавлювання кислотного розчину у пласт і зниження тиску піднімають НКТ, опускають глибинне обладнання і видаляють продукти реакції насосом, встановивши раціональний режим експлуатації. Невчасне видалення продуктів реакції з пласта зазвичай зумовлює зменшення ефективності солянокислотних обробок, особливо глинокислотних.

Нагнітальні свердловини відкривають з таким розрахунком, щоб кислота вилася зі свердловини, понижують рівень за допомогою аеризації заганяють кислоту далі в пласт шляхом нагнітання води [30].

Особливістю технології закачування кислотної піни в пласт є використання ежектора, в який повітря подається компресором, а рідина – насосним агрегатом [61]. За наявності компресорів високого тиску обходяться без ежектора. Використовуючи невеликі об'єми піни, її закачують в свердловину при відкритому затрубному просторі, а потім протискують у пласт рідиною, яку нагнітають насосним агрегатом. Ефективність використання азотної кислоти і композицій на її основі полягає в тому, що і сама кислота, і продукти її реакції з породою пласта знижують в'язкість нафти зі значним вмістом асфальто-смолянистих речовин.

Окрім цього, продукти реакції азотної кислоти з породою пласта здійснюють дсемульгуючу дію на обводнену пластову нафту. Проте різні кислотні сполуки на основі азотної кислоти, як і чиста азотна кислота, надзвичайно сильні окисники. Використання останньої для кислотних обробок зумовлює сильну корозію і руйнування елементів устальювачів і устаткування нафтопромислу. Для запобігання такій негативній властивості азотну кислоту перед помпуванням у свердловину переводять в неактивну форму її комплекс з карбамідом, або, кажучи інакше, в її сіль – нітрат карбаміду. Нітрат карбаміду, що утворюється, є дрібнодисперсним нерозчинним у вуглеводневих рідинах продуктом, який випадає в осад. При розведенні водою відбувається руйнування нітрату карбаміду. Процес цей поступовий, тому поступове отримання азотної кислоти в пласті при руйнуванні нітрату карбаміду дає можливість збільшити глибину пласта при комплексній дії більше, ніж при дії чистою азотною кислотою, коли реакція відбувається в навколишній привибійній зоні.

Іншим чинником, що сприяє збільшенню охоплення пласта кислотною обробкою, є те, що при руйнуванні комплексу шляхом розведення його водою, відбувається зниження концентрації та азотної кислоти в розчині. Таким чином, вибираючи той чи інший ступінь розведення можна регулювати й глибину охоплення продуктивного пласта кислотною дією. Необхідно також зазначити, що карбамід після руйнування комплексу в пласті подальшої участі в реакції не бере. Проте він не викликає і ніяких ускладнень, зважаючи на його високу розчинність у воді (104,7 г на 100 г води при 20 °C). Окрім цього, він володіє здатністю поліпшувати змочуваність гірських порід, що, природно, підвищує ефективність кислотної дії при виділенні продуктів реакції з порового простору привибійної зони пласта.

## Висновки до 1-го розділу

Однією з основних причин зниження продуктивності газоконденсатних та нафтових свердловин є кольматація привибійної зони під час закінчення свердловин при бурінні та капітальному ремонті, накопичення рідини на вибої внаслідок недостатньої швидкості газорідинного потоку для його виносу на поверхню. Попередження даних явищ дозволяє підвищувати видобувні можливості свердловини і родовища в цілому.

Для запобігання кольматації пласта при капремонті може бути соляно-кислотна обробка (СКО), а також використання ПАР.

Особливо ефективною може бути соляно-кислотна обробка з додавання різних компонентів для зниження впливу на корозію обладнання, підвищення ефективності дії соляної кислоти, та пришвидшення термінів проведення робіт, що зменшує час зупинки свердловини.

Проведення соляно-кислотної обробки за допомогою колтубінгової установки дозволить зменшити терміни проведення робіт, дасть можливість проведення СКО без зупинки свердловини (під тиском), що в свою чергу дозволить отримати кращу ефективність проведення даної операції.

## 2. ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ЕКСПЕРЕМЕНТАЛЬНОЇ УСТАНОВКИ ПО ДОСЛІДЖЕННЮ КЕРНУ В ПЛАСТОВИХ УМОВАХ

### 2.1. Вимоги до зразків керну для проведення досліджень

Для проведення дослідження було обрано 2 зразки керну за своїми фізико-літологічними та фільтраційно-ємнісними характеристиками схожими на керновий матеріал зі свердловини Сахалінського НГКР, із літологічної пачки горизонту В-22 верхньовізейського під'ярусу в інтервалі 5235,0 – 5242,0 м з пористістю від 6,93 до 9,52 %. Між його фільтраційними та ємнісними властивостями існує пряма залежність: із збільшенням пористості збільшується проникність породи і навпаки.

Перший та другий зразок представлений алевритовими пісковиками з пористістю 6,93 % та 8,01 %. Наступні два зразки від 5236,0 м і до 5239,0 м характеризуються середніми значеннями пористості від 8,33 % до 9,52 %.

Дуже незначне насичення представлено легким і маслянистим бітумом, що характерно для порід газоконденсатних родовищ.

Відбір та підготовка зразків для дослідження фільтраційних властивостей зразків керну у пластових умовах здійснювався у такому порядку:

1. Після отримання результатів пористості було вибрано 2 точки для буріння циліндрів на дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей при моделюванні пластових умов (установка УДПКПУ).

2. Виготовлення зразків правильної геометричної форми проводилось шляхом вибурювання алмазною коронкою на бурильному станку ERLO CVR-25. Висота та діаметр вибуреного та підготовленого для досліджень циліндра становить 30 мм.

3. На готові циліндри капали хлороформ та поміщали в темну кімнату під ультрафіолетову лампу, щоб виявити насиченість циліндрів бітумами.

4. Якщо під ультрафіолетом виявлено насиченість бітумами, циліндри надаються для екстрагування (промиваються хлороформом поки повністю не відмиються від бітумів).

5. Після екстрагування готові циліндри висушувалися протягом 24 год при температурі 105 °С.

6. По завершенню сушіння по зразкам керну визначалася пористість методом гідростатичного зважування зразка у гасі (керосині). Пористість зразків змінювалася в межах від 6,93 до 9,52 %.

7. Після визначення пористості зразки знову промивалися хлороформом для видалення залишків керосину, висушувалися та передавалися для подальших досліджень на установці УДПКПУ.

Для дослідження зразків керну на установці УДПКПУ зразок кернового матеріалу має відповідати наступним геометричним параметрам: діаметр зразку  $d = 30$  мм, висота керну має становити  $h = 30$  мм або  $h = 60$  мм (за потреби), відторцовані поверхні – плоскі, паралельні одна до одної та перпендикулярні до бічної поверхні), піддавався проведенню екстракції та висушуванню.

Дослідження проводяться згідно попередньо складеного та узгодженого регламенту (технічного завдання) на проведення безпечного та безперебійного процесу виконання всіх технологічних операцій та процесів з урахуванням нормативних документів, що регламентують правила техніки безпеки в небезпечних умовах, обов'язкове використання засобів індивідуального та колективного захисту, дотримання правил роботи з посудинами, що працюють під тиском з високими температурами та, особливо, при виконанні робіт пов'язаних з роботами небезпечними для органів дихання, такими як кислотні композиції розчинів для інтенсифікації фільтраційних смісних характеристик пласта.

## 2.2. Технічні характеристики експериментальної установки по дослідженню керну в пластових умовах

Установка УДПКПУ розроблена спеціалістами ДП «Укрнаукагеоцентр». Вона призначена для вимірювання фазової проникності на зразках керну з діаметром 30 мм та довжиною 30 або 60 мм. Установка забезпечує рівномірне стиснення зразка як у радіальному, так і в осьовому напрямку, створюючи гідростатичне навантаження, яке максимально наближене до природних умов залягання порід (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Установка по дослідженню проникності керну в пластових умовах (УДПКПУ).

В якості агенту по якому проводиться визначення проникності може виступати як газ так і рідини. Найбільш поширеним газом для визначення фазової проникності зразку керну являється азот, так як він є легким у доступі, відносно дешевим та максимально наближеним до природнього газу (метану) за своїми фізичними характеристиками, такими як густина, має відомі сталі фізичні параметри та безпосередньо є складовою частиною природного газу.

Також є можливість використання будь-яких інших газів, зокрема природного газу з свердловини та продуктивного горизонту керн якого

використовується для досліджень чи інші гази, як агресивного так і не агресивного характеру.

Окрім цього для визначення фільтраційних характеристик керну можуть використовуватися рідини так як вода, газовий конденсат або нафта (з досліджуваного горизонту чи інші), бурові розчини та рідини глушінні, а також агресивні рідини інтенсифікації.

Однією з ключових особливостей установки по дослідженню проникності керну в пластових умовах є її можливість працювати в парі з PVT-установкою, що також має можливість створювати модель пластових флюїдів (газоконденсатні та нафтові поклади) рекомбінуючи проби відібрані зі свердловин та доводячи їх до початкових чи поточних умов залягання з можливістю виконувати дослідження при тиску до 100 МПа та температурі до 200 °С. Далі створену модель пластового флюїду можна подати до установки УДПКПУ та безпосередньо на зразок керну, тим самим повністю відтворюючи фільтрацію пластового флюїду в пласті за термобаричних умов наближених до пластових.

Установка по дослідженню проникності керну в пластових умовах (УДПКПУ) має можливість виконувати заміри при значеннях тиску обжиму до 100 МПа та температури до 200 °С, в умовах, які максимально імітують пластові.

### **2.3. Принцип дії експериментальної установки по дослідженню керну в пластових умовах**

Перевагою даної Установки є те, що на відміну від традиційних приладів, що досліджують зразки керну по стандартній методиці і виконуються в стандартних умовах чи в далекій мірі імітуючих пластові, дає змогу оперативно отримати інформацію про смісно-фільтраційні властивості зразків керну в умовах максимально наближених до пластових та вивчити вплив різних промивальних рідин на рахунок забруднення, а також дію

підібраних рідин інтенсифікації на рахунок відновлення початкової проникності зразка або її покращення.

Зразок керну поміщається в спеціальну гумову манжету, яка здатна витримувати високі значення тиску та температури, потім монтується в кернотримач (рисунок 2.2). Конструкція установки дозволяє прокачувати робочий агент, як в прямому, так і зворотному напрямках, створювати протитиск на зразок керну то досягати необхідних значень депресії та репресії.

Подача рідин глушіння, бурових розчинів чи рідин інтенсифікації подається з однієї сторони зразка, в той час як з іншої сторони створюється постійне значення тиску газу, що відповідає поточному значенню пластового тиску або тиску очікуваному в процесі проведення робіт.



Рисунок 2.2 – Кернотримач.

Визначення проникності зразків керну проводиться шляхом заміру пропущеного через зразок об'єму азоту (газу/ріднини) за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту (газу/ріднини) на вході в зразок керну.

## 2.4. Методика проведення досліджень

Всі дослідження проводилися згідно регламенту проведення робіт та блок-схеми, в якому вказуються всі роботи, які плануються провести при дослідженні зразку керну та їх послідовність з визначення конкретних операцій та параметрів при кожному пункті в процесі виконання (рисунок 2.3).

Завантаживши в камеру високого тиску зразок керну, приводимо його до заданих умов досліду – тиск обжиму керну  $P = 650 \text{ кг/см}^2$ ,  $T = 140 \text{ }^\circ\text{C}$ . Нагнітання тиску обжиму та тиску азоту в зразку керну проводилося ступенево, при тиску обжиму  $80 \text{ кг/см}^2$  тиск азоту на вході та виході з керну –  $60 \text{ кг/см}^2$ . Тиск збільшувався з кроком  $20 \text{ кг/см}^2$  до значення на вході та виході з керну –  $300 \text{ кг/см}^2$ , після чого тиск обжиму було збільшено до  $650 \text{ кг/см}^2$ .

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну.

Розрахунки значень проникності проводились за формулою:

$$K = \frac{2\mu L Q z T P_{\text{бар}}}{F(P_1^2 - P_2^2) T_{\text{ст}}}, \quad (2.1)$$

де  $K$  – проникність, Дарсі (Д);

$L$  – довжина зразка керну, см;

$F$  – площа зразка керну,  $\text{см}^2$ ;

$\mu$  – динамічна в'язкість газу (азот), що фільтрується при  $P$  і  $T$ , сП;

$Q$  – витрата газу при  $P$  і  $T$ ,  $\text{см}^3/\text{с}$ ;

$z$  – коефіцієнт надстисливості газу при  $P$  і  $T$ ;

$T$  – температура (пластова), К;

$T_{\text{ст}}$  – температура за стандартних умов (293 К), К;

$P_{\text{бар}}$  – барометричний тиск (0,1 МПа), МПа;

$P_1$  – надлишковий тиск на вході в зразок керну, МПа;

$P_2$  – надлишковий тиск на виході зі зразка керну, МПа.

Замір витрати газу проводився лічильником ГСБ-400. Коефіцієнт надстисливості газу (азот) за умов досліду ( $P_1=300$  кг/см<sup>2</sup>,  $T=140$  °С) складає  $z = 0,90178$ . Динамічна в'язкість азоту за умов досліду становить  $\mu=0,027419$  сП.

Промивальні рідини подаються в камеру високого тиску на вихідну лінію за допомогою раніше підготовленого контейнера високого тиску. Подача рідини здійснюється при тиску 600 кг/см<sup>2</sup>. При цьому на вхідній лінії тиск азоту підтримувався на рівні 300 кг/см<sup>2</sup>. Тобто зразок керну насичувався рідиною глушіння при постійній репресії 300 кг/см<sup>2</sup>. Час витримки керну під дією промивальної рідини складав 4 год. При появі на вхідній лінії рідини визначалася проникність керну по промивальній рідині при постійній репресії 300 кг/см<sup>2</sup>.

Після 4 год витримки промивальної рідини проводилось пропускання через зразок керну азоту з тиском на вхідній лінії  $P_1=300$  кг/см<sup>2</sup>, на вихідній лінії створювалася депресія до 50 % від  $P_1$ , задля витіснення із зразка промивальної рідини та фільтрату. Після повного витіснення рідини створювалася депресія 5-10 % з виходом азоту на лічильник ГСБ-400. При стабілізації потоку газу та при заданій депресії визначалася проникність зразка керну по азоту.

Після того як визначено значення проникності зразка керну по азоту після дії на нього рідини глушіння на вихідну лінію в камеру високого тиску за допомогою спеціального контейнера подається рідина інтенсифікації. Подача рідини здійснюється при тиску 450 кг/см<sup>2</sup>. При цьому на вхідній лінії тиск азоту підтримувався на рівні 300 кг/см<sup>2</sup>. Тобто зразок керну насичувався рідиною інтенсифікації при постійній репресії 150 кг/см<sup>2</sup>. Час витримки керну під дією рідини інтенсифікації складав 1 год. При появі на вхідній лінії рідини визначалася проникність керну по рідині інтенсифікації при постійній репресії 150 кг/см<sup>2</sup>.

№1	№2	№3	№4
<p>1.1 Визначення проникності по азоту</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>1.1 Визначення проникності по азоту</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.1 Визначення проникності по азоту</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>1.1 Визначення проникності по азоту</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>
<p>1.2 Визначення проникності зразка керну по промисловій рідині.</p> <p>Витримка рідини протягом 4 год.</p> <p>промислова рідина №4 <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>промислова рідина №4 <math>P = 60 \text{ МПа}</math></p>	<p>1.2 Визначення проникності зразка керну по промисловій рідині.</p> <p>Витримка рідини протягом 4 год.</p> <p>промислова рідина №5 <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>промислова рідина №5 <math>P = 60 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.2 Визначення проникності зразка керну по полімер-кальєвій рідині.</p> <p>Витримка рідини протягом 4 год.</p> <p>полімер-кальєвий розчин <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>полімер-кальєвий розчин <math>P = 60 \text{ МПа}</math></p>	<p>1.2 Визначення проникності зразка керну по промисловій рідині.</p> <p>Витримка рідини протягом 4 год.</p> <p>промислова рідина №5 <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>промислова рідина №5 <math>P = 60 \text{ МПа}</math></p>
<p>1.3 Визначення проникності по азоту після дії на нього промисловій рідині</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>1.3 Визначення проникності по азоту після дії на нього промисловій рідині</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.3 Визначення проникності по азоту після дії на нього полімер-кальєвого розчину</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.3 Визначення проникності по азоту після дії на нього промисловій рідині</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>
<p>1.4 Прокачування через зразок керну рідини інтенсифікації - 15 % соляна кислота.</p> <p>Витримка протягом 1 години.</p> <p>15 % соляна кислота <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>15 % соляна кислота <math>P = 45 \text{ МПа}</math></p>	<p>1.4 Прокачування через зразок керну рідини інтенсифікації - 15 % соляна кислота.</p> <p>Витримка протягом 1 години.</p> <p>15 % соляна кислота <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>15 % соляна кислота <math>P = 45 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.4 Прокачування через зразок керну рідини інтенсифікації - 15 % <math>\text{HCl}</math> - 7% <math>\text{HBrF}_4</math>.</p> <p>Витримка протягом 1 години.</p> <p>15 % <math>\text{HCl}</math> + 7% <math>\text{HBrF}_4</math> <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>15 % <math>\text{HCl}</math> + 7% <math>\text{HBrF}_4</math> <math>P = 45 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.4 Прокачування через зразок керну рідини інтенсифікації - 15 % <math>\text{HCl}</math> - 7% <math>\text{HBrF}_4</math>.</p> <p>Витримка протягом 20 хвилин.</p> <p>15 % <math>\text{HCl}</math> + 7% <math>\text{HBrF}_4</math> <math>P = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>15 % <math>\text{HCl}</math> + 7% <math>\text{HBrF}_4</math> <math>P = 45 \text{ МПа}</math></p>
<p>1.5 Визначення проникності по азоту після інтенсифікації</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>1.5 Визначення проникності по азоту після інтенсифікації</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.5 Визначення проникності по азоту після інтенсифікації</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>	<p>2.5 Визначення проникності по азоту після інтенсифікації</p> <p>азот <math>P_1 = 30 \text{ МПа}</math></p> <p><math>P = 65 \text{ МПа}</math> <math>T = 140^\circ \text{C}</math></p> <p>азот <math>P_2 = 27-28,5 \text{ МПа}</math></p>

Рисунок 2.3 - Блок-схема проведення дослідження зразків керну.

Після 1 год витримки рідини інтенсифікації проводилось пропускання через зразок керну азоту з тиском на вхідній лінії  $P_1 = 300 \text{ кг/см}^2$ , на вихідній лінії створювалася депресія до 50 % від  $P_1$ , задля витіснення із зразка рідини інтенсифікації. Вслід за повним витісненням рідини створювалася депресія 5-10% з виходом азоту на лічильник ГСБ-400. При стабілізації потоку газу та при заданій депресії визначалася проникність зразка керну по азоту.

Всі рідини глушіння та інтенсифікації перед заправкою в спеціальні контейнери високого тиску рідини якісно розмішувалися протягом 30 хвилин.

## 2.5. Техніка безпеки при виконанні досліджень

Лабораторні дослідження проводяться під керівництвом відповідальної особи та лаборанта. Перед початком роботи всі учасники проходять інструктаж з техніки безпеки, який фіксується у спеціальному журналі. Під час кожного заняття виконавці отримують додатковий усний інструктаж від спеціаліста з охорони праці.

Працівники несуть відповідальність за недотримання правил охорони праці, техніки безпеки та протипожежних норм.

Робота у лабораторії виконується тільки на закріплених робочих місцях. Виконавці повинні бути вдягнені у застібнуті лабораторні халати, а довге волосся зібране під шапочку чи косинку.

Правила роботи з хімічними реактивами:

### 1. Загальні рекомендації:

- Уникати потрапляння хімічних речовин на шкіру, не торкатися обличчя, очей; після роботи мити руки.
- Не пробувати реактиви на смак.
- Нюхати речовини слід обережно, спрямовуючи пари до себе рухом руки.
- Не використовувати невідомі реактиви або ті, що не мають маркування.
- Заборонено виносити реактиви з лабораторії.

### 2. Дозування реактивів:

- Використовувати тільки зазначені у методиці кількості.
- Сухі речовини набирати шпателем, розчини — піпеткою. Для кожного реактиву потрібен окремий інструмент.
- Для токсичних і їдких рідин застосовувати гумову грушу.

- Тверді луги брати пінцетом, подрібнювати лише в захисних окулярах.
3. Поводження з надлишками реактивів:
- Залишки не повертати у вихідну ємність, а зливати у спеціальні контейнери або спускати у каналізацію разом із водою.
4. Робота з кислотами та лугами:
- Приготування розчинів сірчаної кислоти проводити за правилом: кислоту додавати до води, а не навпаки.
  - У разі контакту кислоти або лугу зі шкірою ретельно промити уражене місце водою, після чого обробити нейтралізуючим розчином (сода для кислоти, оцтова кислота для лугу).
5. Нагрівання:
- Пробірки з рідинами тримати отвором від себе і оточуючих.
  - Заборонено нагрівати розчини у герметичних ємностях або закривати гарячі колби.
6. Безпека при роботі з леткими та легкозаймистими речовинами:
- Виконувати роботи під витяжною шафою.
  - При загоранні використовувати пісок, не гасити водою.
7. Захист від уламків:
- Обережно поводитися зі скляним посудом. Розбиті уламки збирати в окремий контейнер.
8. Прибирання робочого місця:
- Усі проливи та розсипані речовини негайно прибрати.
  - Кислоти нейтралізувати лугом або содою, а розлитий ртуть збирати спеціальними пластинами.
9. Електробезпека:
- Перед початком роботи переконатися у справності обладнання. У разі перерви вимикати пристрої з електромережі.

## 10. Завершення роботи:

- Вимкнути всі прилади, витяжку, воду. Прибрати робоче місце, ретельно вимити руки.

Лабораторія обладнана вогнегасниками, ящиками з піском і ковдрами. Працівники повинні знати місце розташування протипожежного обладнання та порядок евакуації.

У лабораторії є аптечка, а всі працівники повинні володіти навичками надання першої допомоги у разі нещасних випадків (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1

Перша медична допомога під час нещасних випадків

Подія	Перша допомога
<b>ОПІКИ</b>	
I-й ступінь (почервоніння)	Накласти вату, змочену етиловим спиртом. Повторити змочування.
II-й ступінь (пухирі)	Те ж саме. Обробляти 5% -м розчином $KMnO_4$ або 5% -м розчином таніну.
III-й ступінь (руйнування тканин)	Покрити рану стерильною пов'язкою і викликати лікаря.
Опіки кислотами, хлором або бромом	Промити опік великою кількістю води, потім 5% -ним розчином $NaHCO_3$ .
Опіки лугами	Промити рясно водою.
Опіки очей	При опіку кислотами промити 3% -м розчином $Na_2CO_3$ . При опіку лугами застосовувати 2% -й розчин оцтової кислоти.
<b>ОТРУСННЯ</b>	
Попадання їдких речовин в рот й органи травлення	У випадку попадання кислоти – випити кашку з оксиду магнію; у випадку попадання лугу – випити розчин лимонної кислоти або дуже розбавленої оцтової кислоти.
Отруєння твердими або рідкими речовинами	Викликати блювоту, випивши 1% -й розчин сульфату міді(II) $CuSO_4$ .
Отруєння газами	Потерпілого негайно вивести на свіже повітря.
Порізи шкіри	Рану продезінфікувати розчином перманганату калію або спиртом, обробити з країв йодом і перев'язати бинтом або заклейти лейкопластиром. У разі надмірної кровотечі накласти джгут.
Потрапляння стороннього тіла в очі	Стороннє тіло видаляють струменем розчину борної кислоти або чистої води, спрямовуючи його від виска до носа, і якщо не вдасться видалити – негайно звернутися до лікаря.

## Висновки до 2-го розділу

Використання установки УДПКПУ, що була розроблена спеціалістами ДІ «Українаукагеоцентр». Вона призначена для вимірювання фазової проникності на зразках керну з діаметром 30 мм та довжиною 30 або 60 мм. Установка забезпечує рівномірне стиснення зразка як у радіальному, так і в осьовому напрямку, створюючи гідростатичне навантаження, яке максимально наближене до природних умов залягання порід та проводити усі технологічні операції для дослідження впливу кислотних розчинів на зміну фільтраційно-ємнісних характеристик пластів. Сучасна лабораторія дозволяє проводити дані дослідження з достовірною точністю та в безпечних умовах під пильним наглядом висококваліфікованих спеціалістів.

Отже, при виконанні досліджень зразків керну, технічне оснащення дозволяє провести всі зазначені роботи в повному обсязі та з високою точністю отримати надійні результати, які можна використовувати в подальшій роботі по оцінці впливу кислотних композицій на основі соляної кислоти на фільтраційні характеристики продуктивних горизонтів.

### 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОЗЧИНУ НА ОСНОВІ СОЛЯНОЇ КИСЛОТИ НА ЗРАЗКИ КЕРНОВОГО МАТЕРІАЛУ

#### 3.1. Визначення початкових фільтраційно-емісійних характеристик зразків керну

Зразок керну №1 відібраний з глибини 5235,21 м (рисунок 3.1).

Пористість даного зразка складає 6,93 %.



Рисунок 3.1 – Зразок керну № 1 до початку дослідження

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P=1,5 - 3,0$  МПа). Результати замірів початкової проникності наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Початкова проникність зразка керну №1

Тиск на вході, кг/см <sup>2</sup>	Тиск на виході, кг/см <sup>2</sup>	Кількість пропущеного азоту, см <sup>3</sup>	Час, с	Проникність, мД
300,00	280,80	9500	60	4,367
300,00	278,40	11000	60	4,513
300,00	278,40	11200	60	4,595
300,00	280,80	10000	60	4,597
300,00	278,40	11000	60	4,513
300,00	276,00	12500	60	4,635
Середнє значення проникності, мД				<b>4,537</b>

Зразок керну №2 відібраний з глибини 5241,63 м (рисунок 3.2).

Пористість даного зразка складає 8,01 %.



Рисунок 3.2 – Зразок керну № 2 до початку дослідження

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P = 1,5 - 3,0$  МПа). Результати замірів початкової проникності керну №2 наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Початкова проникність зразка керну №2

Тиск на вході, кг/см <sup>2</sup>	Тиск на виході, кг/см <sup>2</sup>	Кількість пропущеного азоту, см <sup>3</sup>	Час, с	Проникність, мД
300,00	283,20	12000	60	6,278
300,00	280,80	13000	60	5,976
300,00	283,20	12500	60	6,540
300,00	280,80	14000	60	6,436
300,00	283,20	13500	60	7,063
300,00	280,80	13200	60	6,068
Середнє значення проникності, мД				<b>6,393</b>

Зразок керну №3 відібраний з глибини 5236,12 м (рисунок 3.3). Пористість даного зразка складає 8,32 %.



Рисунок 3.3 – Зразок керну № 3 до початку дослідження

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P = 1,5 - 3,0$  МПа). Результати замірів початкової проникності керну №3 наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Початкова проникність зразка керну №3

Тиск на вході, кг/см <sup>2</sup>	Тиск на виході, кг/см <sup>2</sup>	Кількість пропущеного азоту, см <sup>3</sup>	Час, с	Проникність, мД
300,00	271,20	20000	60	6,232
300,00	268,80	21000	60	6,066
300,00	271,68	21500	60	6,807
300,00	270,00	20200	60	6,055
300,00	271,44	21100	60	6,627
300,00	269,28	20100	60	5,892
Середнє значення проникності, мД				<b>6,280</b>

Зразок керну №4 відібраний з глибини 5239,12 м (рисунок 3.4). Пористість даного зразка складає 9,52 %.



Рисунок 3.4 – Зразок керну № 4 до початку дослідження

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 2,1 – 3,0 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P = 0,6 - 0,8$  МПа). Через велику швидкість фільтрації азоту через зразок керну №4 витримати значення депресії на рівні 5-10 % виявилось технологічно неможливо. Результати замірів початкової проникності керну №4 наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Початкова проникність зразка керну №4

Тиск на вході, кг/см <sup>2</sup>	Тиск на виході, кг/см <sup>2</sup>	Кількість пропущеного азоту, см <sup>3</sup>	Час, с	Проникність, мД
300,00	292,80	22000	60	26,422
300,00	292,32	23000	60	25,918
300,00	291,60	23500	60	24,241
300,00	293,52	20200	60	26,923
300,00	292,80	21100	60	25,341
300,00	293,28	20100	60	25,844
Середнє значення проникності, мД				<b>25,781</b>

Отже, виходячи з результатів визначення початкових ФСВ зразків кернового матеріалу спостерігається подібність значень проникностей по кожному зразку, що свідчить про високу якість виконаних замірів.

### 3.2. Дослідження впливу 15 % соляної кислоти на зміну фільтраційних характеристик зразку керну

В якості рідини інтенсифікації, що використовувалася для зразку керну №1, було використано розчин 15-% соляної кислоти HCl, який подавався на вихідну лінію при тиску 450 кг/см<sup>2</sup>. Тиск азоту на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні 300 кг/см<sup>2</sup>. За таких умов рідина витримувалася протягом 1 години. Відновлення тиску на вхідній лінії (300 кг/см<sup>2</sup>) було незначним, близько 6-7 кг/см<sup>2</sup> за годину. Це свідчить про

дуже повільну фільтрацію кислоти через керн. За 1 годину витримки виходу рідини інтенсифікації з керну не зафіксовано.

Продувка керну після дії на нього кислоти проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну до отримання стабільного потоку газу без виносу рідини. Стабільний потік азоту було досягнуто після 4 продувок з певним інтервалом між ними для відновлення тиску виході близьким до тиску, що подавався на вхідну лінію ( $300 \text{ кг/см}^2$ ). Розчин, що виносився при продувці був світлого кольору з незначними частинками породи, що стають помітними після відстоювання.

Для зразку керну № 2 з метою підтвердження результатів дії соляної кислоти на карбонатні породи Сахалінського родовища, в якості рідини інтенсифікації також було використано розчин 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$ , який подавався на вихідну лінію при тиску  $450 \text{ кг/см}^2$ . Тиск азоту на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні  $300 \text{ кг/см}^2$ . За таких умов рідина витримувалася протягом 1 години. Відновлення тиску на вхідній лінії ( $300 \text{ кг/см}^2$ ) майже не зафіксовано. Це свідчить про відсутність фільтрації кислоти через керн. За 1 годину витримки виходу рідини інтенсифікації з керну не зафіксовано.

Продувка керну після дії на нього кислоти проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну до отримання стабільного потоку газу без виносу рідини. Стабільний потік азоту було досягнуто після 3 продувок з певним інтервалом між ними для відновлення тиску виході близьким до тиску, що подавався на вхідну лінію ( $300 \text{ кг/см}^2$ ). Розчин, що виносився при продувці був прозорим з пачками згустків темно сірого кольору.

### 3.3. Дослідження впливу підготовленого розчину на основі 15 % соляної кислоти на зміну фільтраційних параметрів досліджуваного зразка

Для підвищення ефективності використання звичайної соляної кислоти було розглянуто додавання 7 % тетрафторборної кислоти, що має підвищити вплив на карбонатні породи, та, як результат, призвести до підвищення фільтраційно-смієсних характеристик пласта.

Фтороборна кислота – це сильна кислота зі слабо координуючою, неокислюваною сполученою основою. Вона структурно подібна до перхлоратної кислоти, але не має шкідливих факторів, пов'язаних з окислювачами.

В якості рідини інтенсифікації, що використовувалася для зразку керну № 3, було використано розчин 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  з додаванням 7 % тетрафторборної кислоти  $\text{HBF}_4$ , який подавався на вихідну лінію при тиску  $450 \text{ кг/см}^2$ . Тиск азоту на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні  $300 \text{ кг/см}^2$ . За таких умов рідина витримувалася протягом 1 години. Протягом 40 хвилин витримки відновлення тиску на вхідній лінії ( $300 \text{ кг/см}^2$ ) майже не відбувалося. Після 40 хвилин розчин кислот почав фільтруватися через зразок керну № 3. За наступні 20 хвилин при репресії  $150 \text{ кг/см}^2$  було профільтровано  $180 \text{ см}^3$  розчину кислот. Попередньо була протестована дія розчину 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  + 7-% розчин тетрафторборної кислоти  $\text{HBF}_4$  на полімер-калієвий розчин при стандартних умовах. Розчин 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  + 7-% розчин тетрафторборної кислоти  $\text{HBF}_4$  досить добре розчиняє полімер-калієвий розчин, що використовується в якості бурового розчину при бурінні свердловин..

Продувка керну після дії на нього кислоти проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну до отримання стабільного потоку газу без виносу рідини. Стабільний потік азоту було досягнуто після 3

продувок. Розчин, що виносився при продувці був жовтого кольору з пачками згустків темно сірого кольору.

Для зразка керну № 4 в якості рідини інтенсифікації було використано розчин 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  + 7-% розчин тетрафторборної кислоти  $\text{HBF}_4$ , який подавався на вихідну лінію при тиску  $450 \text{ кг/см}^2$ . Тиск азоту на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні  $300 \text{ кг/см}^2$ . За таких умов рідина витримувалася протягом 20 хвилин. Фільтрація суміші кислот через зразок керну № 4 почалася одразу. За 11 хвилин при створеній репресії в  $150 \text{ кг/см}^2$  через керн № 4 було профільтровано  $295 \text{ см}^3$  рідини. Надалі, через неможливість технологічно витримувати задане значення репресії, було прийнято рішення урівняти тиски на вході та виході з керну на рівні  $300 \text{ кг/см}^2$ . Попередньо була протестована дія розчину 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  + 7-% розчину тетрафторборної кислоти  $\text{HBF}_4$  на рідину буровий розчин при стандартних умовах.

Продувка керну після дії на нього рідини інтенсифікації проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну до отримання стабільного потоку газу без виносу рідини. Стабільний потік азоту було досягнуто після 4 продувок.

#### **3.4. Визначення фільтраційних характеристик зразків кернавого матеріалу після дії на них кислотних композицій**

Визначення проникності зразків керну відбувалася аналогічно як і при визначенні їх початкових параметрів.

Визначення проникності зразка керну №1 по азоту після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P = 1,84 - 2,35 \text{ МПа}$ ). Результати замірів проникності керну №1 після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  наведені в таблиці 3.5.

Проникність зразка керну №1 після дії на нього розчину  
15-% соляної кислоти HCl

Тиск на вході, кг/см <sup>2</sup>	Тиск на виході, кг/см <sup>2</sup>	Кількість пропущеного азоту, см <sup>3</sup>	Час, с	Проникність, мД
300,00	281,28	13000	60	6,124
300,00	278,88	15000	60	6,289
300,00	278,16	14900	60	6,049
300,00	280,32	14000	60	6,284
300,00	279,12	14500	60	6,147
300,00	276,00	15600	60	5,785
Середнє значення проникності, мД				<b>6,113</b>

Результати візуального огляду зразка керну № 1 після дослідження та розвантаження системи для вилучення зразка з установки зображено на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – зразок керну № 1 після проведення досліджень

Визначення проникності зразка керну № 2 по азоту після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти HCl проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P = 1,12 \div 2,59$  МПа). Результати замірів проникності керну №2 після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти HCl наведені в таблиці 3.6.

Проникність зразка керну №2 після дії на нього розчину  
15-% соляної кислоти HCl

Тиск на вході, кг/см <sup>2</sup>	Тиск на виході, кг/см <sup>2</sup>	Кількість пропущеного азоту, см <sup>3</sup>	Час, с	Проникність, мД
300,00	273,60	24600	60	8,327
300,00	278,40	20600	60	8,452
300,00	273,60	24100	60	8,158
300,00	280,80	21600	60	9,929
300,00	278,40	21100	60	8,657
300,00	276,00	20800	60	7,713
Середні значення проникності, мД				<b>8,539</b>

Результати візуального огляду зразку керну № 2 після дослідження та розвантаження системи для вилучення зразка з установки зображено на рисунку 3.6.



Рисунок 3.6 – зразок керну № 2 після проведення досліджень

Визначення проникності зразка керну № 3 по азоту після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти HCl проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P = 2,71 + 3,06$  МПа). Результати замірів проникності керну № 3 після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти HCl + 7% тетрафторобоної кислоти HFВ<sub>4</sub> наведені в таблиці 3.7.

Проникність зразка керну №3 після дії на нього розчину  
15-% соляної кислоти HCl + 7-% тетрафторборної кислоти HFB<sub>4</sub>

Тиск на вході, кг/см <sup>2</sup>	Тиск на виході, кг/см <sup>2</sup>	Кількість пропущеного азоту, см <sup>3</sup>	Час, с	Проникність, мД
300,00	268,80	2600	60	0,751
300,00	270,00	2500	60	0,749
300,00	270,72	2400	60	0,736
300,00	271,68	2500	60	0,792
300,00	272,40	3000	60	0,973
300,00	268,80	2600	60	0,751
Середнє значення проникності, мД				<b>0,792</b>

Результати візуального огляду зразку керну № 3 після дослідження та розвантаження системи для вилучення зразка з установки зображено на рисунку 3.7.



Рисунок 3.7 – зразок керну № 3 після проведення досліджень

Визначення проникності зразка керну № 4 по азоту після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти HCl проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 5-10 % від тиску азоту на вході в зразок керну ( $\Delta P = 2,71 \div 2,94$  МПа). Результати замірів проникності керну № 4 після дії на нього розчину 15-% соляної кислоти HCl + 7% тетрафтороборної кислоти HFB<sub>4</sub> наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8

Проникність зразка керну №4 після дії на нього розчину  
15-% соляної кислоти  $\text{HCl}$  + 7-% тетрафторборної кислоти  $\text{HBF}_4$

Тиск на виході, $\text{кг/см}^2$	Тиск на виході, $\text{кг/см}^2$	Кількість пропущеного азоту, $\text{см}^3$	Час, с	Проникність, мД
300,00	271,20	11000	60	3,428
300,00	270,00	10500	60	3,148
300,00	271,68	11200	60	3,546
300,00	272,40	10000	60	3,245
300,00	272,40	10000	60	3,245
300,00	270,72	10300	60	3,160
Середні значення проникності, мД				<b>3,295</b>

Результати візуального огляду зразку керну № 4 після дослідження та розвантаження системи для вилучення зразка з установки зображено на рисунку 3.8.



Рисунок 3.8 – зразок керну № 4 після проведення досліджень

Виходячи з результатів визначення кінцевих ФСВ зразків керового матеріалу спостерігається подібність значень проникностей по кожному зразку, що свідчить про високу якість виконаних замірів.

### 3.5. Статистична обробка результатів дослідження

В процесі досліджень при виборі зразків керну для дослідження важливу роль відігравала його початкова пористість (таблиця 3.9).

Таблиця 3.9

Пористість та проникність зразків керну перед дією на них кислотними розчинами.

Керн №	1	2	3	4
Пористість, %	6,93	8,01	8,33	8,52
Початкова проникність, mD	4,537	6,393	6,280	25,781

На підставі отриманих даних при визначенні початкової проникності зразків керну з урахуванням даних, наведених у таблицях 3.1 – 3.4, 3.9, отримана графічна залежність початкової проникності керну від її початкової пористості, яка представлена на рисунку 3.9.

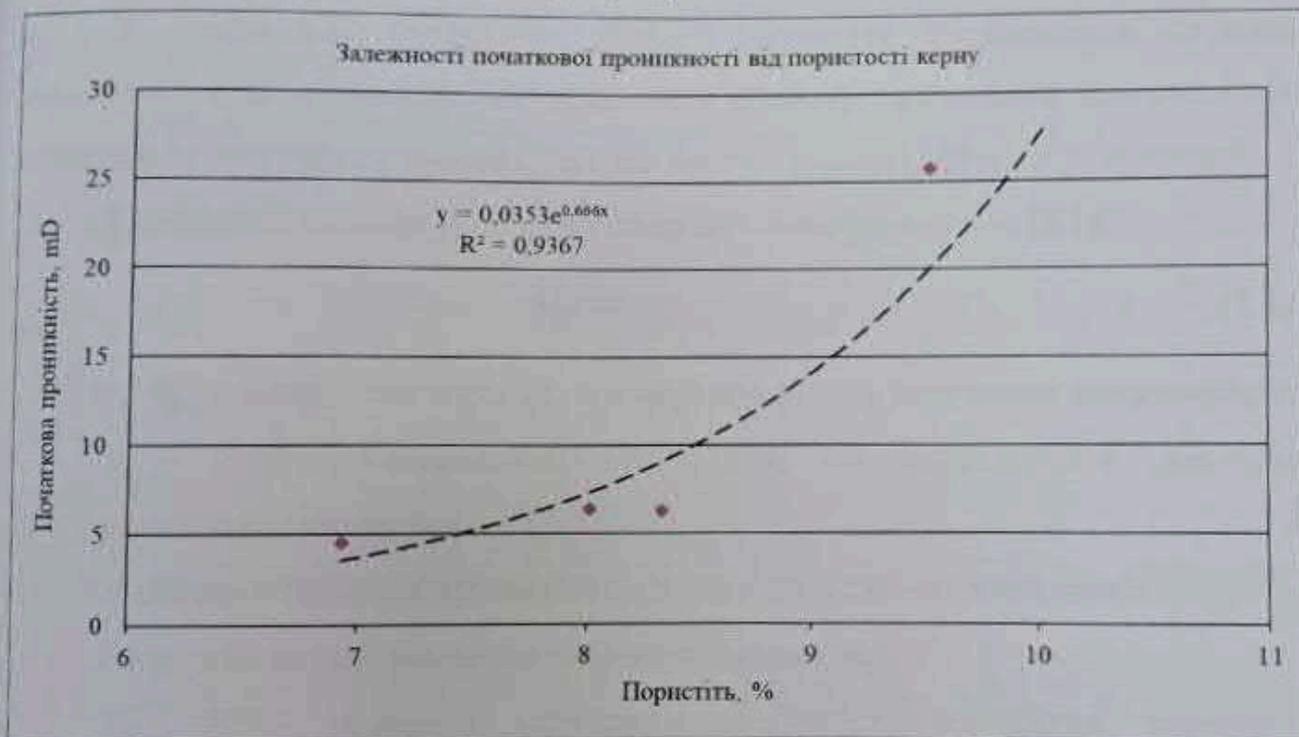


Рисунок 3.9 – залежність початкової проникності від пористості представлених зразків керну.

Аналіз представленого графіку дозволяє зробити висновок, що збільшення пористості керну призводить до зростання проникності. Залежність зміни проникності від пористості – не лінійна.

Однією з важливих складових для визначення впливу рідин інтенсифікації на зразки керну є точність визначення початкових (до проведення досліджень) та кінцевих (після дії кислотних розчинів)

проникностей та їх розбіжність, щоб достеменно визначити якісний вплив до та після проведення дослідження.

З метою визначення ступеня коливання значення проникності в процесі дослідження початкових та кінцевих показників фільтрації мною було використано коефіцієнт варіації (таблиця 3.10).

Коефіцієнт варіації (coefficient of variation; CV) – це статистичний показник, який визначає співвідношення між середньоквадратичним відхиленням та середнім значенням аналізованого показника.

Цей коефіцієнт відображає рівень варіації досліджуваного показника. У фінансовому менеджменті його зазвичай застосовують для оцінки ступеня фінансових ризиків.

У статистиці коефіцієнт варіації дозволяє порівнювати ступінь розсіювання двох випадкових величин з різними одиницями вимірювання відносно їх очікуваних значень, що дає змогу отримати зіставні результати.

Коефіцієнт варіації розраховується за такою формулою (3.1):

$$V_{\sigma} = \frac{\sigma}{\bar{x}} \quad (3.1)$$

де,  $V_{\sigma}$  – коефіцієнт варіації, що виражає рівень коливання показника, %;

$\sigma$  – середньоквадратичне відхилення, що характеризує діапазон коливання показника;

$\bar{x}$  – середнє значення групи аналізованих однотипних показників.

Розрізняють такі значення відносних коливань:

$V_{\sigma} < 10\%$  - незначне коливання, сукупність однорідна, значення середньої є типовим рівнем ознаки в даній сукупності;

$10\% \leq V_{\sigma} \leq 33\%$  - середнє коливання, сукупність в межах однорідності, значення середньої можна вважати типовим рівнем ознаки в даній сукупності;

$V_{\sigma} > 33\%$  - високий рівень варіації, сукупність неоднорідна, значення середньої неможна вважати типовим рівнем ознаки в даній сукупності.

Визначення коефіцієнту варіації отриманих даних при замірі  
проникності керну

Замір № п/п	Проникність керну №1		Проникність керну №2		Проникність керну №3		Проникність керну №4	
	поч.	кін.	поч.	кін.	поч.	кін.	поч.	кін.
1	4,367	6,124	6,278	8,327	6,232	0,751	26,422	3,428
2	4,513	6,289	5,976	8,452	6,066	0,749	25,918	3,148
3	4,595	6,049	6,540	8,158	6,807	0,736	24,241	3,546
4	4,597	6,284	6,436	8,550	6,055	0,792	26,923	3,245
5	4,513	6,147	7,063	8,657	6,627	0,873	25,341	3,245
6	4,635	5,785	6,068	7,713	5,892	0,751	25,844	3,160
<b>Ср.знач.</b>	<b>4,537</b>	<b>6,113</b>	<b>6,393</b>	<b>8,310</b>	<b>6,280</b>	<b>0,792</b>	<b>25,781</b>	<b>3,295</b>
<b><math>V_{\sigma}, \%</math></b>	<b>1,94</b>	<b>2,78</b>	<b>5,59</b>	<b>3,74</b>	<b>5,23</b>	<b>9,46</b>	<b>3,29</b>	<b>4,39</b>

Виходячи з отриманих даних, значення коефіцієнту варіації коливається в межах 1,94 – 9,46 %, що свідчить про незначне коливання та слабку мінливість між замірами [15]. Дана сукупність – однорідна.

Як бачимо, використання рідини інтенсифікації (розчин 15-% соляної кислоти HCl) дозволило покращити проникність зразка керну №1 до значення 6,113 мД, що становить 26 % від початкового значення (рисунок 3.10).



Рисунок 3.10 – Результати дослідження зразка керну № 1

При застосуванні рідини інтенсифікації (розчин 15-% соляної кислоти HCl) проникність зразка керну збільшилася до 8,310 мД, що становить 23 % від початкового значення (рисунок 3.11).

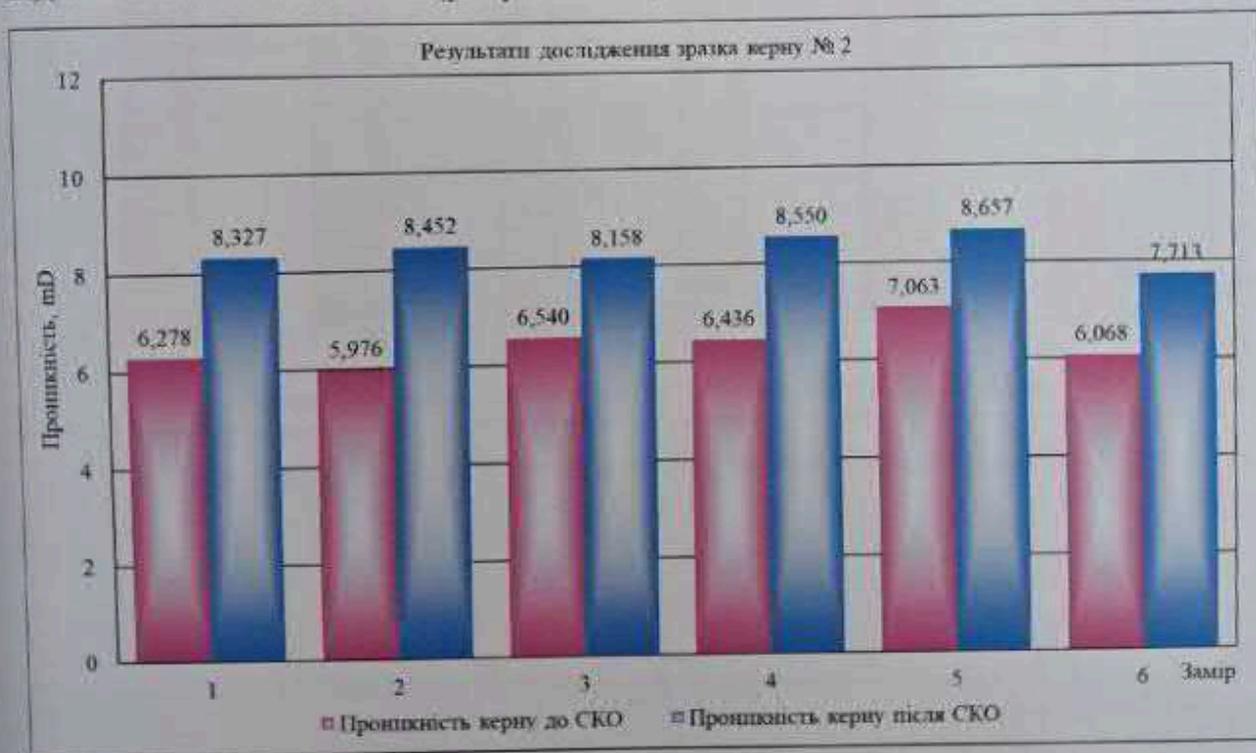


Рисунок 3.11 – Результати дослідження зразка керну № 2

Досить несподіваним є результат дослідження керну при застосуванні на нього суміші кислот 15-% HCl+7-% HBF<sub>4</sub>, так як соляна кислота досить добре

справилася з поставленими задачами, а додавання до неї сильної тетрафторборної кислоти навіть в незначній мірі призвело до сильного погіршення початкових фільтраційних властивостей.

Так, за результатами дослідження зразка керну № 3 зафіксовано погіршення проникності керну з 6,280 мД до 0,792 мД, що становить 87 % від початкового значення проникності (рисунок 3.12).

Як бачимо, використання рідини інтенсифікації (розчин 15-% соляної кислоти HCl з додавання 7-% тетрафторборної кислоти HBF<sub>4</sub>) призвело до погіршення проникності зразка керну №4 зі значення 25,781 мД до 3,295 мД, що становить 87 % від початкового значення (рисунок 3.13).



Рисунок 3.12 – Результати дослідження зразка керну № 3



Рисунок 3.13 – Результати дослідження зразка керну № 4

### Висновки до 3-го розділу

За результатами дослідження 4-х зразків кернового матеріалу на предмет зміни фільтраційних характеристик визначено початкові параметри проникності представлених зразків та кінцеві значення проникності після дії на них кислотних розчинів.

За підсумком робіт встановлено, що представлені зразки мають пряму залежність проникності від пористості. Так, при збільшенні пористості збільшується і проникність породи.

Аналізуючи результати впливу кислот на зміну проникності зразків можна зробити наступні висновки:

- При використанні 15-% соляної кислоти проникність зразка № 1 та № 2 збільшилася на 23-26 %.
- Застосування 15-% соляної кислоти в поєднанні з 7-% тетрафторборної кислоти на зразках № 3 та № 4 призвело до

значної погіршеності фільтраційних характеристик керну знизивши початкові параметри майже в 10 раз.

Отже, додавання сильної тетрафторборної кислоти 7-% концентрації навіть в незначних кількостях не призвело до покращення фільтраційних характеристик керну, а навпаки погіршило в декілька раз, що може бути спричинено руйнуванням значної частини порового простору зразка, які забруднили сполучення між існуючими поровими каналами.

## 4. ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗЧИНУ НА ОСНОВІ СОЛЯНОЇ КИСЛОТИ НА ПРИКЛАДІ САХАЛІНСЬКОГО НГКР

### 4.1. Загальні відомості про родовище

Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище знаходиться в межах Краснокутського району Харківської області України. Найближчими до нього населеними пунктами є села Настенківка, Коломакський Шлях, Китченківка та Ворошилівка (рисунок 4.1). Населені пункти Коломак, Водяне, Краснокутськ і Китченківка пов'язані між собою асфальтованими дорогами, тоді як решта з'єднані ґрунтовими шляхами, придатними для пересування лише в суху погоду.

Центром району є місто Краснокутськ, що розташоване за 15 км на північ від родовища. Залізнична магістраль Харків-Полтава проходить на південному сході від Сахалінського родовища, при цьому найближчими станціями є Водяна та Коломак.

Економіка району, де розташоване родовище, базується переважно на сільському господарстві та добре розвиненій нафтогазовидобувній промисловості. Поруч знаходяться інші родовища, такі як Карайкозівське, Краснокутське, Мар'їнське та Качалівське. Район має розвинену мережу енергопостачання та забезпечений водою із палеогенових і крейдових горизонтів.

Крім нафти і газу, тут також є поклади піску, глини, торфу та лесоподібних суглинків. Територія родовища розташована на вододільному просторі річок Коломак і Мерла, які є лівими притоками річки Ворскла.

У рельєфному плані ця місцевість являє собою горбисту ерозійну рівнину, розділену невеликими річками, ярами, балками і прохідними долинами, які в дощовий період можуть заболочуватися. Безпосередньо на площі родовища протікає верхня течія річки Коломак, що тече з північного сходу на південний захід. Вона живиться атмосферними опадами і має асиметричну долину, де правий берег крутий і високий, а лівий – пологий.

Балки мають згладжені й задерновані схили, їх русла часто заболочені, а більшість ярів і балок вкриті чагарниками та лісовою рослинністю [3].

## САХАЛІНСЬКЕ РОДОВИЩЕ ХАРКІВСЬКА ОБЛАСТЬ Масштаб 1:200000



Рисунок 4.1 – Ситуаційний план

## 4.2. Стратиграфія

В геологічній будові осадового комплексу Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища приймають участь відклади палеозойської (розкриті девонські, кам'яновугільні та пермські), мезозойської (тріасові, юрські, крейдові) та кайнозойської ератем.

Свердловинами пошукового та розвідувального буріння із палеозойських відкладів розкриті девонські, кам'яновугільні та пермські, мезозойських – тріасові, юрські, крейдові, а також типовий для даної частини западини комплекс кайнозойських формувань.

### Палеозойська ератема (PZ)

#### Девонська система (D)

В межах Сахалінської площі до девонських відносять хомогенні відклади соляного штоку, який прорвав теригенні відклади нижнього карбону.

#### Кам'яновугільна система (C)

Відклади кам'яновугільної системи мають широке розповсюдження на даній території і представлені нижнім, середнім та верхнім відділами.

#### Нижній відділ (C<sub>1</sub>)

#### Турнейський ярус (C<sub>1t</sub>)

Відклади турнейського ярусу представлені вапняками та алевролітами. Керном охарактеризовані тільки вапняки мілководні, сірі, дрібнозернисті, піщанисті з конкреціями піриту, рідкими уламками остракод, уривками трубчастих водоростей та мало-чисельним комплексом форамініфер: *Calcisphaera* sp., *Archaesphaera* sp., *Rouserina notata* Antr., *Earlandia* sp., *Paraealigella et. antropovi* Zip., *Baitugonella* sp., *Septoglomospiranella* sp., *Tourmayella of aiseadea* Dain., *Cherovshimella ex ar. disputabilis* Dain., *Quasiendothyra of commnis* (Raus.).

#### Візейський ярус (C<sub>1v</sub>)

У покладах візейського ярусу виділяються нижньо- та верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейський під'ярус ( $C_{1v_1}$ ) представлений XIV-XIII мікрофауністичними горизонтами.

Відклади нижньовізейського під'ярусу складені аргілітами, які перешаровуються з вапняками та прошарками алевролітів, літологічні відмінності згруповані у літологічні пачки В-24, В-25, В-26.

Товщина вапняків збільшується у верхній частині розрізу. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, вапнисті, щільні.

Вапняки глибоководної фації темно-сірого до чорного кольору, тонкозернисті, глинисті, піритизовані, з залишками брахіопод, остракод, пелещипод, гастропод, криноїдей і морських їжаків, з трубчастими водоростями та форамініферами.

Розкрита товщина відкладів нижньовізейського під'ярусу становить від 20 м до 125 м.

Верхньовізейський під'ярус ( $C_{1v_2}$ ) відокремлений XIIIa, XII, XI, X горизонтами.

Палеонтологічно під'ярус не охарактеризований і всі мікрофауністичні горизонти, які входять до його складу, виділяються по співставленню з Березівською та Козіївською площами.

XIIIa мікрофауністичний горизонт зі стратиграфічною незгідністю залягає на утвореннях нижньовізейського під'ярусу. Він складений пісковиками і алевролітами з невеликою кількістю прошарків аргілітів та вапняків, які об'єднані у літологічні пачки В-21-В-23. Нижня частина розрізу складена аргілітами з прошарками вапняків. Вапняки темно-сірі, глинисті, органогенно-детритові з залишками остракод, брахіопод, моховаток, спікул губок, трубчастих водоростей.

До пісковиків пласта В-22 приурочений промисловий газоконденсатний поклад.

XII мікрофауністичний горизонт складений у нижній частині розрізу аргілітами, вапняками, алевролітами, які перешаровуються, в верхній –

пісковиками, алевролітами, аргілітами та вапняками, об'єднаними у літологічні пачки В-17-В-20.

В керні аргіліти темно-сірі до чорних з рідкими відбитками фауни, щільні з пилчастю окремістю, нерідко перешаровуються з алевритовими прошарками.

Вапняки темно-сірі з коричневим відтінком, мікрозернисті, мішні, глинисті, під мікроскопом різнозернисті, нерівномірно розкриталізовані, піритизовані, з тонкими тріщинами, вздовж яких простежується темно-бура органічна речовина. Зустрічаються рештки остракод, брахіопод, криноїдей, моховаток, трубчастих та комірчастих водоростей та форамініфер.

Нижня границя XI мікрофауністичного горизонту проведена в підшві глинистої пачки з прошарками вапняків по співставленню з сусідніми площами.

Горизонт представлений в нижній частині перешаруванням вапняків, аргілітів, з рідкими прошарками пісковиків і алевролітів (пачка В-16). Верхня частина складена потужними карбонатно-піщаними і глинистими пачками (В-14-В-15).

В нижній частині керном охарактеризовані аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, неясношаруваті, щільні, вуглисті, тріщинуваті та вапняки темно-сірі, прихованокристалічні, глинисті, грудкуваті, під мікроскопом мікрозернисті, глинисті з включеннями піриту з залишками брахіопод, криноїдей, остракод, моховаток, водоростями *Girvanella* та рідкими форамініферами.

X мікрофауністичний горизонт відноситься до візейського ярусу верхнього відділу, зокрема літологічна пачка В-14 представлена карбонатно-піщано-глинистими відкладами.

До пісковиків пластів В-14, В-15, В-16 належать газонафтові та газоконденсатні поклади.

Розкрита товщина верхньовізейського під'ярусу складає 223-628 м.

Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>)

Серпуховський ярус представлений нижньо- та верхньосерпуховськими під'ярусами.

Нижньосерпуховський під'ярус (C<sub>151</sub>), IX мікрофауністичний горизонт, розкритий свердловинами, які піддали тектонічні порушення, по яких частина відкладів нижньосерпуховського під'ярусу випала. Відклади нижньосерпуховського під'ярусу зі стратиграфічною незгідністю залягають на утвореннях верхньовізейського під'ярусу. Верхня частина нижньосерпуховських відкладів незгідно залягає на розмитій поверхні девону. Нижня границя проводиться в підощві глинистої пачки, що простежується на сусідніх площах.

Під'ярус складений аргілітами та алевролітами з підпорядкованими прошарками пісковиків та рідкими прошарками вапняків.

Пісковики від світло- до темно-сірих з буруватим відтінком, дрібнозернисті, алевритисті, проверстками середньозернисті, неясношаруваті.

Алевроліти сірі, темно-сірі, неодноріднозернисті, слюдинопольовошпатово-кварцові з гідрослюдистим цементом, відносяться до озерно-болотних та заливно-лагунних фаций, часто піритизовані по нашаруванню, зустрічаються рідкі стягнення крупнозернистого залізного карбонату.

Аргіліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, вапнисті, гідрослюдистого складу з домішками каолініту.

Вапняки мілководні, сірі до темно-сірих, детритусові, тріщинуваті з включеннями криноїдей, брахіопод, остракод, моховаток, гастропод, голками морських їжаків та форамініферами.

Верхньосерпуховський під'ярус (C<sub>152</sub>) представляє VIII та VII-V мікрофауністичні горизонти.

VIII мікрофауністичний горизонт представлений перешаруванням в нижній частині аргілітів та алевролітів з прошарками пісковиків, інколи вапняків. Вверх по розрізу кількість та товщина карбонатних прошарків збільшується.

VII-V мікрофауністичні горизонти розкриті всіма свердловинами, які розкрили серпуховські відклади.

Горизонти представлені чергуванням аргілітів, пісковиків та вапняків, інколи алевролітів, які об'єднуються у літологічні пачки C-2-C-5.

Пісковики в керні підняті з пластів C-3, C-4 та C-5. Пісковики C-5 мілководноморські світло-сірі з кремовим відтінком, дрібнозернисті з ледве помітною пологонахиленою шаруватістю, кварцового, близького до олігоміктового, складу з характерним оолітовим карбонатним цементом. До пісковиків пласта C-5 приурочений промисловий газоконденсатний поклад.

Пісковики C-4 від світло- до темно-сірих різнозернисті від дрібно- до крупнозернистих поліміктового складу з полімінеральним цементом (каоліновим, карбонатним, гідрослюдистим), рідше кварцовим регенераційним. Пісковики різного ступеня зцементованості, з рідкими включеннями вуглефікованої органіки. До пісковиків пласта C-4 приурочені нафтовий та газоконденсатний поклади.

В пачці C-3 відмічений прошарок пісковиків різнозернистих до гравійних з забарвленням від світло- до темно-сірого, олігоміктового складу, з базальним карбонатним цементом з дрібними оолітами.

Алевроліти C-2-C-5 сірі, темно-сірі неодноріднозернисті, з горизонтально-хвилястою та лінзовидною шаруватістю, слюдисто-польовошпатово-кварцові з гідрослюдистим цементом, з дрібними карбонатними стягненнями.

Аргіліти темно-сірі до чорних, тонковідмучені, з плитчастою окремістю, каолінит – гідрослюдистого складу, збагачені вуглефікованим рослинним детритом з частими відбитками фауни, інколи з дзеркалами сковзання.

Розкрита товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу становить 25-378 м.

### Середній відділ (C<sub>2</sub>)

Середньокам'яновугільні відклади представлені башкирським та московським ярусами. Башкирський ярус (C<sub>2</sub>b)

Башкирський ярус залягає зі стратиграфічною незгідністю на підстилаючих утвореннях верхньосерпуховського під'ярусу.

Пісковики мілководні, прибережно-морського та заливного типу, сірі, бурувато-сірі, дрібнозернисті, середньо-дрібнозернисті, прошарками алевритисті. Склад їх поліміктовий, інколи мезоміктовий, текстури однорідні, шаруваті, паралельношаруваті. Цемент – каолінит-гідрослюди́стий або карбонатний, більшою частиною змішано-глинисто-карбонатний з перевагою одного з компонентів. Тип цементу базально-поровий, контактово-поровий.

Алевроліти сірі та темно-сірі, неоднорідно-зернисті, піщанисті, поліміктового складу.

Текстури шаруваті та безладні. Цемент карбонатно-глинистий або глинистий з перевагою гідрослюди. У прошарках заливно-лагунного типу та фацій заболочених прибережно-морських рівнин є детрит та фрагменти вуглефікованих рослинних решток.

Аргіліти заливні, мілководні, темно-сірі, інколи алевритисті, каолінит – гідрослюди́стого складу з незначною домішкою хлориту або карбонатизовані з тонким вуглистим детритом і піритом.

Вапняки мілководні світло- і темно-сірі, нерівномірно розкристалізовані, мікрозернисті, мікрокриптозернисті і нерідко тріщинуваті, зі стилолітами, прошарками детритусово-шламові, донецелові, з залишками криноїдей, брахіопод, морських їжаків, гастропод, трилобітів, моховаток, гідрактиній та форамініфер.

Розкрита товщина відкладів до 642 м.

#### Московський ярус (C<sub>2</sub>m)

Московські відклади залягають на розмитій поверхні башкирського ярусу.

Відклади ярусу представлені чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів з прошарками вапняків, які входять у літологічні пачки.

Товщина відкладів московського ярусу – 249-505 м.

### Верхній відділ (C<sub>3</sub>)

Пісковики заливні, прибережно-морські, світло-сірі, сірі, зеленувато-сірі, нерівномірно-, середньо-, дрібнозернисті, горизонтально-шаруваті, зі слою по нашаруванню, поліміктові, мезоміктові, з полімінеральним цементом. Такі пісковики характерні для літологічних пачок К-6, К-5 касимовського ярусу, до яких приурочені нафтові поклади.

Алевроліти зеленувато-сірі, темно-сірі, піщанисті, шаруваті, поліміктові, з карбонатним або глинисто-карбонатним цементом, місцями глинисті, заливного та заливно-морського походження.

Аргіліти темно-сірі, зеленувато-сірі з безладною текстурою, з розсіяним вуглигим детритом та піритом.

Літологічно розріз представлений чергуванням потужних (15-45 м) піщаних пластів з менш потужними пластами аргілітів та алевролітів, серед яких виділяються рідкі прошарки доломітів та вапняків.

Доломіт темно-сірий щільний, мікрозернистий, вапнистий, без фауни.

Вапняки світло-сірі, зеленувато-сірі, мікрозернисті, нерівномірно-розкristалізовані, доломітисті, шаруваті, з алевритовою домішкою, з залишками криноїдей, трилобітів, остракод, брахіопод мілководного та заливно-морського генезису.

### Пермська система (P)

Являє собою нижній відділ. Виділяють картамишську (P<sub>1</sub>kt), микитівську (P<sub>1</sub>pk), та слав'янську світи (P<sub>1</sub>sl). Керном розріз не охарактеризований.

Загальна товщина відкладів 214-280 м.

### Мезозойська ератема (MZ)

### Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи залягають на розмитій поверхні нижньопермських і являють собою піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну, глинисту товщі.

Піщано-глиниста товща представлена глинами строкатобарвними, щільними та пісковиками зеленувато-сірими, цегельно-червоними.

Піщана товща складена сірими, світло-сірими до білих з зеленуватим відтінком, вапнистими пісковиками з прошарками глин коричневого та сірувато-зеленого кольору.

Піщано-карбонатна товща представлена чергуванням світло-сірих з зеленуватим відтінком пісковиків з прошарками грудкуватих вапняків та глин.

Глиниста товща представлена глинами строкатобарвними, зеленувато-сірими, цегельно-червоними, піщанистими, ділянками карбонатними, у верхній частині з прошарками сірих з зеленуватим відтінком пісковиків.

Товщина тріасових відкладів становить 648-814.

#### Юрська система (J)

Юрські відклади з кутовою та стратиграфічною незгідністю залягають на відкладах глинистої товщі тріасу. Юрська система представлена середнім і верхнім відділами.

#### Середній відділ (J<sub>2</sub>)

#### Байоський ярус (J<sub>2b</sub>)

В нижній частині ярус представлений сірими, світло-сірими, кварцовими пісковиками з прошарками алевролітів, в верхній частині – сірими, темно-сірими, щільними глинами.

#### Батський ярус (J<sub>2bt</sub>)

Ярус підрозділяється на нижньо- та верхньобатський під'яруси. Нижньобатський під'ярус складений сірими, темно-сірими, блакитно-сірими, вапнистими, щільними глинами.

Верхньобатський під'ярус складений сірими, зеленувато-сірими, піщанистими глинами з прошарками сірих, дрібно-, середньозернистих пісковиків та алевролітів.

#### Келовейський ярус (J<sub>2k</sub>)

Відклади ярусу складені сірими, крупнозернистими пісками, пісковиками та піщано-алевритистими глинами.

Товщина середньоюрських відкладів становить 185-224 м.

#### Верхній відділ ( $J_3$ )

##### Окефордський ярус ( $J_{3o}$ )

Відклади ярусу представлені світло-зеленими, блакитно-сірими, вапнистими глинами з прошарками світло-сірих алевролітів та рідко вапняків.

##### Кімериджський ярус ( $J_{3km}$ )

Складений голубувато-сірими, червоно-коричневими, вапнистими глинами з прошарками коричнево-бурих пісковиків і блакитно-сірих щільних алевролітів.

Товщина верхньоюрських відкладів становить 326-355 м.

#### Крейдіяна система (K)

Відклади крейдяної системи представлені нижнім та верхнім відділами.

#### Нижній відділ ( $K_1$ )

Відклади нижнього відділу крейдяної системи незгідно залягають на утвореннях юрської системи та представлені світло-сірими, різнозернистими пісками та пісковиками, які перешаровуються блакитно-сірими піщаними глинами.

Товщина відкладів становить 152-176 м.

#### Верхній відділ ( $K_2$ )

Відклади верхнього відділу крейдяної системи представлені сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським, маастрихтським ярусами. Сеноманський ярус складений зеленувато-сірими, піщанистими глинами, які переходять у сірі, дрібно- та крупнозернисті кварцові піски. Всі інші яруси – крейдою білою писальною, мергелями.

Товщина відкладів верхнього відділу крейдяної системи 709-739 м.

#### Кайнозойська ератема (KZ)

##### Палеогенова система (P)

Відклади палеогенової системи незгідно залягають на відкладах верхньокрейдяної системи, представлені в обсязі канівської, бучацької, київської та харківської світ, які складені кварцовими, тонко- та

мікрозернистими, глинистими, сірими з зернами глауконіту пісковиками з прошарками зеленувато-сірих піщанистих глин. Київська світа представлена зеленувато-сірими мергелями з фосфоритовими конкреціями.

#### Неогенова та четвертинна системи

Нерозчленована товща неогенових та четвертинних відкладів. Представлена сургучно-червоними, щільними пісками та цегельно-червоними піщанистими глинами.

Товщина відкладів кайнозойської ератеми від 307 м до 361 м.

### 4.3. Тектоніка

У регіональному тектонічному аспекті Сахалінське родовище розташоване в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, приуроченій до смуги північно-західного схилу Високопольського виступу фундаменту. За характером розвитку структурних форм це родовище належить до Комишнянсько-Коломацької зони антиклінальних підняттях. У межах фундаменту ця територія представлена чітко вираженим моноклінальним схилом, ускладненим поздовжніми скидовими порушеннями.

Головним структуроутворюючим елементом осадової товщі родовища є соляний шток, який значно вплинув на формування його складної геологічної будови. Ріст соляного штоку тривав у процесі накопичення відкладів візейського, серпуховського, башкирського та московського ярусів.

Найбільш складна геологічна структура спостерігається в межах нижньовізейсько-турнейського підповерху. Відклади цього структурного рівня перекривають девонський розріз, який розчленований блоковою тектонікою та галокінезом, і залягають на різновікових його шарах.

Такий характер геологічної будови зумовлений впливом галокінезу, який викликав структуроформуючі коливальні рухи під час різних етапів осадконакопичення. Це призвело до формування складних структурних рівнів

із різними літофаціальними типами розрізу, пастковими формами, а також варіативністю розмірів і кількості промислових скупчень вуглеводнів.

По верхньовізейському геологічному поверху Сахалінське підняття являє собою асиметричну куполовидну антиклінальну, прорвану в апікальній частині девонськими сольовими масами до передверхньосерпуховського стратиграфічного рівня і розчленовану скидовими порушеннями на три структурно-тектонічні елементи.

Ізометричність форми структури обумовлена нерівномірністю проявів галокінезних структуроформуючих рухів, які знайшли своє відображення у викладенні східної периклінальної та південно-західної крилової частини верхньовізейського структурного плану.

Внаслідок таких умов формування загальний структурний план верхньовізейського продуктивного геологічного поверху характеризується досить складною будовою, зумовленою проявом тектонічних рухів як стиску, так і розтягу.

Куполовидна антиклінальна форма Сахалінського підняття набула округло-ізометричного габітусу, ускладненого системою різноорієнтованих скидових порушень, які надають загальному структурному верхньовізейському геологічному поверху східчасто-горсто-грабенної будови.

За величиною зміщення шарів порід, своєю протяжністю та кутами нахилу, виділяються основні порушення та другорядні:

- поперечне субмеридіональне порушення з мінливою амплітудою зміщення шарів порід від 725 м в південній частині до 220-250 м в північній, дугоподібно відділяє північно-західну перикліналь від основної частини структури і створює самостійний структурно-тектонічний елемент родовища.

- повздовжнє субширотного напрямку скидове порушення одночасно зі штоковим склепінним девонським сольовим масивом розділяє основну продуктивну частину верхньовізейського геологічного поверху на два крупних структурно-тектонічних елемента.

- скидове тектонічне порушення надає західній зануреній периклінальній частині східчасто-блокової будови.

Основні скидові порушення, що розчленовують структуру родовища на ряд структурно-тектонічних елементів належать до конседиментаційних багатоетапних з простеженням до мезозойського (включно) стратиграфічного рівня і контролюють просторове розміщення покладів вуглеводнів по продуктивному розрізу.

Сахалінське підняття представляє собою досить чітку наскрізну двоелементну прискидову і куполовидну антиклінальну гетерогенну форму, здібну акумулювати вуглеводні в різноманітних її частинах та утворювати самостійні нафтогазоносні комплекси [3].

#### 4.4. Нафтогазоносність

Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище, відповідно до чинного нафтогазогеологічного районування, відноситься до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району і розташоване в межах Котелевсько-Березівської зони накопичення нафти і газу.

Район розташування родовища охоплює найбільш перспективну територію північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини з високою щільністю прогнозних і перспективних ресурсів та з доведеною продуктивністю і широким стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності від юрських до девонських відкладів включно.

Переважає більшість підняття, до яких приурочені поклади ВВ, зумовлені проявом галокінезу з різним стратиграфічним рівнем соляного ядра від внутрішньодевонського до передпалеогенового. В результаті відтоку значних соляних мас в склепінні частини солянокупольних підняття, навколо них сформувалися компенсаційні мульди та міжструктурні прогини, в процесі розвитку яких виникали занурені структури, окремі блоки та градієнтні зони, спроможні утворювати пастки покладів ВВ.

Особливістю нафтогазоносного району є також широке розвинення зональних скупчень вуглеводневих покладів, які створюють чітко визначені території промислового нафтогазонакопичення. В межах нафтогазоносного району мають розвиток форми третього порядку – валя та виступи, які об'єднують групи підняти в окремі протяжні структурні кільцеві зони.

За своїми літофаціальними особливостями розріз Сахалінського родовища найбільш сприятливий для утворення різноманітних пасток вуглеводнів. В зв'язку з цим промислові скупчення вуглеводнів мають місце в різноманітних частинах антиклінальних структурних форм (в склепіннях, присклепіннях, субсклепіннях) в літологічно та тектонічно екранованих пастках.

Кількість геологічних поверхів нафтогазоносності та продуктивних стратиграфічних комплексів залежить від умов осадконакопичення та динаміки формування підняти і їх геоструктурного положення в нафтогазоносному геологічному районі.

Сахалінське родовище, належить до Зіньківсько-Березівсько-Сахалінської зони нафтогазо-накопичень, яка охоплює родовища: Зіньківське, Пірківське, Загорянське, Сухівське, Котелевське, Березівське, Степове, Краснокутське, Сахалінське та Мар'їнське з стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності від касимівських до турнейських відкладів [3].

#### **4.5. Ефективність застосування розглянутих кислотних розчинів на прикладі Сахалінського НГКР**

З метою обґрунтування доцільності впровадження в практичну діяльність підприємства запропонованих у роботі заходів визначено їх ефективність [31].

Ефективність показує результативність будь-яких затрат, тому її визначення передбачає співставлення сукупного ефекту від виконаних запропонованих заходів до витрат на їх виконання та реалізацію (4.1).

$$EF = \frac{E}{B} \times 100, \quad (4.1)$$

де EF – ефективність запропонованих заходів, %;

E – сукупний ефект від впровадження запропонованих заходів, грн;

B – витрати, необхідні для впровадження запропонованих заходів, грн.

Економічний ефект визначається як різниця між грошовою оцінкою отриманих результатів і сукупними витратами ресурсів, залученими на всіх етапах реалізації та протягом усього періоду впровадження запропонованих заходів. На величину економічного ефекту впливають такі фактори, як зростання прибутку від виробничо-експлуатаційної діяльності, зниження собівартості завдяки економії матеріально-технічних ресурсів, збільшення обсягу продажів, підвищення ефективності використання виробничих потужностей, скорочення термінів будівництва, продовження строку служби основних фондів, зростання фондівіддачі, підвищення продуктивності праці, прискорення обороту оборотних засобів, а також прибуток від ліцензій, патентів і впровадження інновацій.

Зростання прибутку за рахунок збільшення обсягу виробництва ( $\Delta P_{RP}$ ). Можливе збільшення суми прибутку при нарощуванні обсягу виробництва та реалізації продукції може бути визначено за формулою (4.2):

$$\Delta P_{RP} = \left( \frac{RP_1}{RP_0} - 1 \right) \times P_0 \quad (4.2)$$

де  $RP_0$ ,  $RP_1$  – обсяг реалізованої продукції відповідно базового та планового періодів, тис. грн;

$P_0$  – сума прибутку, отримана від реалізації продукції у базовому періоді, тис. грн.

Термін окупності (payback period method – PP) – один з найчастіше вживаних показників для аналізу інвестиційних проектів [8].

Термін окупності – це найкоротший період часу, починаючи з моменту старту проекту, після якого інтегральний економічний ефект стає стабільно

позитивним. Іншими словами, це інтервал (у місяцях, кварталах або роках), після закінчення якого початкові інвестиції та інші витрати, пов'язані з реалізацією проєкту, повністю компенсуються сумарними доходами від його виконання.

Розрахунок терміну окупності рекомендується здійснювати з урахуванням дисконтування.

Якщо не враховувати чинник фактор часу, тобто коли рівні суми доходу, що отримуються одержують в різний час, розглядаються розглядаються як рівноцінні, то показник терміну окупності можна визначити за формулою:

$$n_y = \frac{CI}{P}, \quad (4.3)$$

де  $n_y$  – спрощений показник терміну окупності, роки;

$CI$  – сума інвестицій;

$P_k$  – щорічний чистий дохід.

Інакше кажучи, період окупності в цьому випадку – тривалість часу, протягом якого недисконтовані прогнозовані надходження вступу грошових коштів перевищать недисконтовану суму інвестицій, тобто це число років, необхідних для відшкодування стартових інвестиційних витрат.

Для визначення величини економічного ефекту від впровадження інтенсифікації на свердловинах Сахалінського родовища проведено розрахунок дебіту газу із пласта, що має фільтраційно-ємнісні характеристики, які відповідають розглянутим зразкам керну на яких проводилися дослідження.

Визначення дебіту газу свердловини до проведення інтенсифікації та після використано з використанням формули Дюпюї з врахуванням властивостей пластового газу та термобаричних умов (4.4):

$$Q = \frac{784,696kh(P_{пл}^2 - P_{вн}^2)}{\mu z T \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)} \quad (4.4)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата газу в свердловині, тис.м<sup>3</sup>/д;

$k$  – проникність пласта, мкм<sup>2</sup>;

$h$  – ефективна товщина пласта, м;

$P_{пл}, P_{виб}$  – значення пластового та вибійного тисків на середину інтервалу продуктивного горизонту (пласта), МПа;

$\mu$  – в'язкість пластового газу при термобаричних умовах, МПа·с;

$T$  – пластова температура, К;

$Z$  – коефіцієнт надстисливості газу;

$R_k/R_c$  – радіус контуру живлення та радіус свердловини відповідно, м.

При проведенні розрахунку початкового дебіту свердловини до проведення інтенсифікації свердловини з використанням рівняння 4.4 використано наступні параметри пласта: середня проникність до СКО –  $k = 5,465$  мД, ефективна товщина пласта  $h_{эф.} = 2,20$  м,  $P_{пл}/P_{виб} = 12/9$  МПа, в'язкість газу  $\mu = 0,0154$  МПа·с, коефіцієнт надстисливості газу  $z = 0,948$ , пластова температура  $T_{пл} = 133$  °С.

Провівши всі необхідні розрахунки, отримано значення початкового дебіту газу до проведення СКО свердловини Сахалінського НГКР:

$$Q_1 = \frac{784,696 \cdot 5,465 \cdot 2,2 \cdot (12^2 - 9^2)}{0,0154 \cdot 0,948 \cdot 406 \cdot \ln\left(\frac{250}{0,09}\right)} = 12,67 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$$

Аналогічно було розраховано значення дебіту газу після проведення інтенсифікації свердловини, при цьому вихідні дані беруться аналогічно як і при визначенні початкового дебіту газу за виключенням проникності свердловини, яка покращиться після проведення всі вищезазначених робіт і середнє значення становитиме  $k = 7,210$  мД. Так, дебіт свердловини після проведення свердловини буде становити:

$$Q_2 = \frac{784,696 \cdot 7,210 \cdot 2,2 \cdot (12^2 - 9^2)}{0,0154 \cdot 0,948 \cdot 406 \cdot \ln\left(\frac{250}{0,09}\right)} = 16,72 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$$

Отже, порівнюючи результати розрахунку дебіту газу, що буде видобувати свердловина до проведення інтенсифікаційних робіт та після них, бачимо, що добовий дебіт свердловини збільшиться на 4,05 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Виходячи з цього можна порахувати орієнтовний річний приріст газу, враховуючи коефіцієнт експлуатації свердловини (0,9) на технологічні операції та ремонтні роботи в процесі експлуатації свердловини протягом року. Звідси отримуємо, що річний видобуток газу до проведення соляно-кислотної обробки свердловин становитиме орієнтовно 4,16 млн.м<sup>3</sup>/рік, тоді як після впровадження всіх заходів по інтенсифікації це значення становитиме орієнтовно 5,48 млн.м<sup>3</sup>/рік, тобто річний приріст газу по свердловині становитиме 1,33 млн.м<sup>3</sup>.

Так як при проведенні дослідження впливу 15-% СКО + 7-%НВF<sub>4</sub> на зразках керну отримано погіршення фільтраційних характеристик, то використання даної суміші кислот та її впровадження є недоцільним. Отримані результати можуть використовуватися при виборі рецептури рідин інтенсифікації враховуючи отриманий ефект, задля недопущення погіршення фільтраційних характеристик пласта.

Виходячи з вищенаведеного розрахувати ефективність впровадження нової дослідженої суміші кислот немає сенсу, так як дані затрати лише призведуть до погіршення існуючого стану та дебіту свердловини.

При цьому результати отримані при дослідження звичайної 15-% соляно-кислоти показали хороші результати, що призведуть при застосуванні на свердловині до збільшення добового дебіту на 30 % від початкового значення.

При реалізації продукції протягом року після проведення СКО можна отримати дохід в розмірі близько 74 млн. грн, тоді як дохід від реалізації газу до проведення інтенсифікації орієнтовно становив би 56 млн. грн. Виходячи з даних розрахунків можна оцінити ефективність та доцільність проведення інтенсифікації.

Зростання прибутку за рахунок збільшення обсягу виробництва ( $\Delta\Pi_{\text{рп}}$ ) становитиме:

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = \left( \frac{74,02 \text{ млн. грн}}{56,10 \text{ млн. грн}} - 1 \right) \times 56,10 \text{ млн. грн} = 17,91 \text{ млн. грн}$$

Термін окупності проведених заходів при умові що вартість проведення СКО становити близько 1,32 млн. грн становитиме:

$$n_y = \left( \frac{1,32 \text{ млн. грн}}{17,91 \text{ млн. грн}} \right) = 0,07 \text{ роки або близько 1 місяця}$$

При роботі свердловини після проведення СКО з дебітом свердловини 16,72 тис.м<sup>3</sup>/год, протягом одного місяця роботи, ефективність запроваджених заходів становитиме:

$$ЕФ = \frac{1,64 \text{ млн. грн}}{1,32 \text{ млн. грн}} \times 100 = 124,26 \%$$

Отже, як видно з розрахунків, застосування СКО на свердловині дасть змогу збільшити дебіт на 30 %, що в свою чергу дає високий економічний ефект з малим терміном окупності і надвисокою ефективністю. Проте досліджуваний зразок суміші кислот HCl+HBF<sub>4</sub> показав негативний результат, що призвів до багатократного погіршення фільтраційних показників пласта, тому немає жодних підстав для впровадження даної суміші кислот.

#### 4.6. Охорона праці, надр і довкілля при проведенні інтенсифікаційних робіт

Охорона надр – заходи, які здійснюються з метою повного (комплексного) вилучення корисних копалин з надр і максимально можливого, економічно доцільного зменшення втрат при їх розробці.

При виконанні інтенсифікаційних робіт видобування нафти і газу мають виконуватися згідно чинного законодавства України [40-42, 44] та чинних внутрішніх актів з охорони праці, над і довкілля.

Загальні положення :

##### 1. Організація робіт:

Роботи із закачування води, газу, теплоносіїв (гарячої води, пари), хімічних реагентів (полімерів, ПАР, розчинників нафти) та інших речовин у свердловини виконуються згідно з проектом і затвердженим планом, розробленим нафтогазовидобувним підприємством. План має

містити детальний опис підготовчих робіт, розташування обладнання, технологію процесу, заходи безпеки та призначення відповідальної особи.

2. Вимоги до обладнання:

Пересувні насосні установки для роботи на свердловинах повинні бути оснащені запірними і запобіжними пристроями, а також приладами контролю основних параметрів процесу.

3. Технічні вимоги:

- У нагнітальній лінії біля устя свердловини встановлюється зворотний клапан.
- Перед початком закачування лінія повинна бути опресована з коефіцієнтом запасу 1,5.
- Під час гідравлічних випробувань персонал має знаходитися поза межами небезпечної зони.

4. Умови роботи в зимовий період:

Перед початком роботи необхідно переконатися у відсутності льодових пробок у трубопроводах. Обігрів трубопроводів відкритим вогнем заборонений.

5. Безпека під час закачування хімічних речовин:

Роботи із закачування агресивних реагентів виконуються із засобами індивідуального захисту, аварійними запасами спецодягу, нейтралізуючими речовинами (вапно, крейда) та запасами чистої води.

6. Гідравлічний розрив пласта (ГРП):

- Виконується під керівництвом відповідального спеціаліста за затвердженим планом.
- Устя свердловини та трубопроводи мають бути обладнані запобіжними пристроями, манометрами та клапанами.
- Роботи здійснюються на безпечній відстані від устя свердловини (не менше 10 м).

Основними вимогами в галузі охорони надр [19, 27, 58, 59] є:

1. Комплексне геологічне вивчення:  
Забезпечення повного дослідження надр із додержанням встановленого законодавством порядку користування.
2. Рациональне використання ресурсів:  
Використання запасів корисних копалин має здійснюватися ефективно з максимальним вилученням наявних компонентів.
3. Запобігання негативним впливам:  
Не допускається шкідливий вплив робіт на збереження запасів корисних копалин, експлуатаційних свердловин, гірничих виробок і підземних споруд.
4. Охорона від забруднення:  
Забороняється забруднення надр під час зберігання нафти, газу, захоронення шкідливих відходів і скидання стічних вод.
5. Інші вимоги:  
Додержання правил законодавства про охорону навколишнього середовища та запобігання необґрунтованій забудові територій залягання корисних копалин.

#### Висновки до 4-го розділу

Розглянувши геологічні умови залягання Сахалінського родовища, дослідивши особливості структур та наявних продуктивних карбонатних горизонтів було розглянуто можливості застосування інтенсифікаційних робіт та їх ефективність на даному родовищі. Так було визначено ефективність застосування соляно-кислотної обробки та кислотної суміші на основі соляної кислоти з додавання тетрафторборної кислоти.

За результатами проведених робіт встановлено, що використання звичайної соляно-кислотної обробки має позитивний результат та призведе до покращення дебіту свердловини на 30 %, що в свою чергу має високий

позитивний економічний ефект, низький термін окупності та дозволить збільшити видобуток газу, який є важливим для енергетичної незалежності країни.

Розглянута і досліджена в роботі суміш кислот  $\text{HCl} + \text{HBF}_4$  показала дуже негативний результат та призвела до суттєвого погіршення фільтраційних характеристик досліджуваного зразка.

Також важливим елементом у впровадженні рідин інтенсифікації на свердловині є дотримання охорони праці, надр і довкілля задля недопущення забруднення ґрунтів і повітря та безпечного виконання робіт з метою недопущення нещасних випадків при виконанні.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

За результатами проведеного комплексу робіт з дослідження впливу кислотної композиції на основі соляної кислоти на зразки керну в порівнянні з класичною 15-% HCl зроблено наступні висновки:

1. Виявлено основні причини забруднення привибійної зони пласта, що безпосередньо пов'язані з первинним розкриттям пласта, неякісним підбором як розчинів буріння так і розчинів для глушіння свердловини з метою проведення капітального чи поточного ремонту свердловин, а також при вторинному розкритті пласта та процесах забруднення ПЗП внаслідок випадіння рідких ВВ, появою пластової води в продукції та відкладання солей.
2. Визначено вплив розчину 15 % соляної кислоти на зміну фільтраційно-емісійних параметрів зразків кернавого матеріалу та встановлено, що використання звичайної соляно-кислотної обробки має позитивний результат та призведе до збільшення дебіту свердловини на 30 %
3. Встановлено, що розчин на основі 15 % соляної кислоти з додаванням 7 % розчину тетрафторборної кислоти негативно впливає на фільтраційні параметри зразка кернавого матеріалу і призводить до суттєвого погіршення значення проникності майже в 10 раз.
4. Визначено фільтраційно-емісійні властивості кернавого матеріалу після проведення досліджень та встановлено, що представлені зразки мають пряму залежність проникності від пористості – при збільшенні пористості збільшується і проникність породи. Аналізуючи результати впливу кислот на зміну проникності зразків можна дійти такого висновку, що додавання сильної тетрафторборної кислоти 7-% концентрації навіть в незначних кількостях не призводить до покращення фільтраційних характеристик керну, а навпаки погіршує в декілька раз, що може бути спричинено руйнуванням значної частини порового простору зразка, які забруднили сполучення між існуючими поровими каналами.

5. Застосування СКО на свердловині дасть змогу збільшити дебіт, що в свою чергу дає високий економічний ефект з малим терміном окупності і надвисокою ефективністю. Проте досліджуваний зразок суміші кислот  $\text{HCl} + \text{HBF}_4$  показав негативний результат, що призвів до багатократного погіршення фільтраційних показників пласта, тому немає жодних підстав для впровадження даної суміші кислот.

21. Кондрат Р.М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Н.С. Дремлюх. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.
22. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу характеристик розкриття газоносних пластів перфорацією на видобувні можливості свердловини. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. № 4 (73). С. 46-53.
23. Кондрат Р.М., Щепанський М.І., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу забруднення привибійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. № 3(76). С. 23-32.
24. Лабораторний практикум із фізики нафтового, газового та газоконденсатного пласта : навч.-методич. посібник / О. І. Наливайко, О. В. Ромашко, Н. І. Капцова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова [та ін.]. – Харків : ФОП Панов А.М., 2019. – 86 с. ISBN 987-617-7859-15-3
25. Лебідь В. П. Аналогове моделювання – основний принцип прогнозу продуктивності нижнього нафтогазоносного комплексу Дніпровсько–Донецького розсуву / В. П. Лебідь // Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 6. – С. 3–6.
26. Масвська Н. В. Державне управління екологізацією надрокористування у вугільній промисловості України / Н. В. Масвська // Університетські наукові записки. – 2005. – № 1-2 (13-14). – С. 276-284.
27. Маєвський Б. Й. Вплив тріщинуватості порід-колекторів на особливості нафтовилучення і заводнення нафтових покладів Долинського родовища / Б. Й. Маєвський, О. С. Паславський // Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 5. – С. 21–25.
28. Мала гірничо-енциклопедія : у 3 т. / заред. В. С. Білецького. – Д. : Донбас, 2004. — Т. 1 : А — К. — 640 с. — ISBN 966-7804-14-3.

29. Методика тестування ефективності соляно-кислотних обробок порід-колекторів (на прикладі нижньопермських відкладів Дніпровсько-Донецької западини): В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький, Т.В. Здерка – Львів, 2013.
30. Методичні рекомендації до організації самостійної роботи, проведення практичних занять і виконання розрахунково-графічної роботи з навчальної дисципліни «Новітні технології розробки та експлуатації нафтових, газових та газоконденсатних родовищ», Харків ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021.
31. Методичні рекомендації до розрахунку ефективності пропозицій дипломних робіт студентів освітньо-кваліфікаційних рівнів "бакалавр" та "магістр" напрямку підготовки "Менеджмент" / укл. О. М. Ястремська, К. В. Яковенко, Г. Б. Веретенникова та ін. – Х. : Вид. ХНЕУ, 2013. – 28 с. (Укр. мов.)
32. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України. К.: НІКА-ЦЕНТР, 2014. – 280 с.
33. Наливайко О. І. Фізика пласта. Фізика нафтового, газового та газоконденсатного пласта (нафтогазова механіка) : навч. посібник / О. І. Наливайко, А. М. Мангура, Л. Г. Наливайко. – Полтава : ПолтНТУ, 2016. – 320 с.
34. Нестеренко М.Ю., Петраш Ю.І., Бондарчук Г.П. Методика обґрунтування нафтовіддачі та граничних значень параметрів колекторів // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносності надр України: Зб. наук. пр. Т. 2. – Львів: УкрДГРІ, 1997-1998. – С. 3-11.
35. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.
36. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Монографія / М.Ю. Нестеренко. – К.:УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

37. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.
38. Основні Принципи Відновлення Продуктивності Свердловин Закільматованих У Процесі Їх Буріння Та Експлуатації Методом Кислотних Обробок: І. Г.Зезекало, І. О. Іваницька, О. О. Агейчева
39. Охорона праці: Навчальний посібник. Я.І. Бердій, В.С. Джигирей, А.І. Кидасюк, П.І. Огринський, С.І. Дембіцький, В.М. Єнкало, М.І. Шевченко. Львів, ПТВФ «Афіша», 1997. – 258 с.: іл.
40. Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій : наказ Держпраці від 17.06.1999 р. № 112 / Держпраці// Охорона праці. – 2015. - № 3. – С. 15-23.
41. Правила пожежної безпеки в Україні : наказ Міністерства внутрішніх справ України від 30 грудня 2014 року № 1417 / Міністерство внутрішніх справ України.- Режим доступу : <http://ppb2015.io.ua/>.
42. Про затвердження правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду, Наказ від 27 квітня 2023 року N 2610. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України, 2008 р. - Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0928-23>.
43. Про охорону навколишнього середовища. Закон УССР від 25.06.91.
44. Про охорону праці: закон України від 14 жовтня 1992 року N 2695-XII / Верховна рада України. – К.: Відомості Верховної ради, 2012. – № 48. - 16 с. 2. Кодекс законів про працю України : від 10.12.1971 № 322-VIII / Верховна рада України. – К.: Держпраці, 2015. – 57 с.
45. Ремонт свердловин: Навчальний посібник. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. – 219 с.
46. Римчук Д.В. Обладнання устя для капітального ремонту свердловин без глушіння. // Питання розвитку газової промисловості України [науково-виробничий збірник]. №XLIII, 2015 р. – С. 15-18.

47. Рудий М.І. Нові технології кислотної дії на привибійну зону пласта / М.І. Рудий. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2010. – 285 с.
48. Свердловини на нафту і газ. Технологія, розчини і обладнання для глушіння та освоєння свердловин з аномально-низьким пластовим тиском. СОУ 11.2-30019775-023:2004 [Чинний від 15.12.2004] ДК «Укргазвидобування», 2004. – 32 с
49. Світлицький В.М. До питання підвищення продуктивності нафтогазових свердловин. – Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 1. – С.2 – 3.
50. Світлицький В.М. Обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів – К.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
51. Світлицький В.М. Дослідження впливу забруднення привибійної зони пласта - Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. – 219 с.
52. Технологія проведення соляно-кислотної обробки за допомогою колтубінгової установки на пізній стадії експлуатації: М.В. Петруняк, к.т.н., доцент, В.О. Бовкун, аспірант Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
53. Федішин В.О., Нестеренко М.Ю., Іванишин В.С. Проблеми вивчення та освоєння колекторів з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1998. - №2(103). – С. 3-9
54. Федішин В.О. Низькопористі породи – колектори газу промислового значення. – К.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
55. Фінанси підприємств: Підручник/Керівник авт. кол. і наук, ред. проф. А.М. Поддєрьогін. 4-те вид., перероб. та доп. – К.: КНЕУ, 2002. – с. 50-85.
56. Хайдарова Л.І., Гедзик Н.М. Підвищення продуктивності видобувних свердловин на га-зових родовищах шляхом покращення стану привибійної зони пласта. The IV International Science Conference

- привибійної зони пласта. The IV International Science Conference «Prospects and achievements in applied and basic sciences», February 9–12, 2021, Budapest, Hungary. С. 698-703.
57. Хімічні методи дії на привибійну зону пласта: М.В. Петруняк, к.т.н., доцент В.Ю. Гризодуб, студент гр. 401-НГ Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».
58. Шем'яков О. П. Правова охорона надр: поняття та проблематери / О. П. Шем'яков // Право України. – 2002. – № 2. – С. 111-114.
59. Шуміло О.М., Зуєв В.А., Бригадир І.В. та ін. Екологічне право України. Особлива частина К.: Центр учбової літератури, 2013. — 432 с.
60. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів: вид. Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.
61. A comprehensive analysis of carbonate matrix acidizing using viscoelastic diverting acid system in a gas field: Mostafa Keihani Kamal, Javad Mahdavi Kalatehno, Peyman Daneshfar & Fatemeh Yousefmarzi
62. Dargi, M., Khamehchi, E. & Mahdavi, K. J. Optimizing acidizing design and effectiveness assessment with machine learning for predicting post-acidizing permeability. Sci. Rep. 13(1), 11851 (2023). Khalil, R., Emadi, H., Gamadi, T. (eds) An experimental investigation analyzing
63. French, S. W., Economides, M. J., Yang, M. (eds) Hydraulic fracture design flaws-proppant selection. SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference; 2013: Society of Petroleum Engineers.
64. Khamehchi, E., Dargi, M., Imeri, M., Kalatehno, J. M. & Khaleghi, M. R. Pipe diameter optimization and two-phase flow pressure drop in seabed pipelines: A genetic algorithm approach.
65. Kondrat O. Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. New developments in mining engineering. Theoretical and practical solutions of mineral resources mining. Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. P. 479-484.

66. Kondrat O.M., Hedzyk N.M. Increasing natural gas production from tight terrigenous re-servoirs. Socar Proceedings. No 4, 2017. P. 42-51.
67. Saber, Mohamed R. A New Technique to Increase the Performance of Organic Acids to Stimulate Carbonate Reservoirs at High Acid Concentrations [Электронный ресурс] / Saber Mohamed.R, Ahmed I. Rabie and H.A. Nasr-El-Din//SPE 175192. 2015. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/175192-MS>
68. Sarma,D.K. Application of Self-Diverting Acid System for Stimulation of Multilayered Wells in Carbonate Reservoir: A Case Study [Электронный ресурс] / D.K.Sarma., Y.R.L.Rao., B.Mandal and P.K.Bhargava. SPE 154554, SPE oil and gas India conference and exhibition. 2012. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/154554-MS>
69. Sayed, M. A. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs: Coreflood and Acid Reaction Studies [Электронный ресурс] / M. A. Sayed., H. A. Nasr-El-Din., J. Zhou., L.Zhang and S. Holt. SPE 151062, The North Africa Technical Conference and Exhibition. 2012. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/151062-MS>
70. Sayed, M. A. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / M. A. Sayed., H. A. Nasr-El-Din., J. Zhou., S. Holt and H. Al- Malki. SPE 151061, international symposium and exhibition on formation damage control. 2012. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
71. Sayed, M. A. Reaction Rate of Emulsified Acids and Dolomite [Электронный ресурс] / M. A. Sayed and H. A. Nasr-El-Din. SPE 151815, international symposium and exhibition on formation damage control. 2012. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/151815-MS>
72. Study on reservoir damage during acidizing for high-temperature and ultra-deep tight sandstone: Jie Wang, Yixiao Huang, Fujian Zhou, Ziyu Song, Xingyuan Liang.

73. Xiujian, D., Guangdi, L., Mingliang, S. & Pangen, W. Origin of polygonal fault systems: A case from the Sanzhao sag in the Songliao Basin, East China. *Pet. Explor. Dev.* 40(3), 333–343 (2013).
74. Zhang, L. et al. Experimental investigation on wormhole propagation during foamed-VES acidizing. *J. Petrol. Sci. Eng.* 198, 108139 (2021).