

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

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

До захисту
завідувач кафедри
В.О. Дирда НІСІКТ
С. Габрик

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА
на тему: «Технологія підвищення продуктивності пластів у
заглинених колекторах»

Пояснювальна записка

Керівник

старший викладач кафедри
нафтогазової інженерії та технологій
Забичиний І.В.
посада, наук. ступінь,

підпис, дата

Виконавець роботи

Чернушенко М.І.
студент, ПІБ
група 603МВ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

старший викладач
Ляшенко А.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н, доцент, доцент
Рубель В.П.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н, доцент, доцент
Михайловська Ф.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

старший викладач
Забичиний І.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01.2025р

Полтава, 2025р.

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ
В.о. директора ІНСТІТ
" " С. Гавриш 20 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Чернушенко Максиму Івановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Технологія підвищення продуктивності пластів у заглинених колекторах»

Керівник роботи Забишиний Іван Вікторович, старший викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від "29" 29 2024 року № 2024/02

2. Строк подання студентом роботи 24.12 2024 року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності). 3. Проекти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ або інші технологічне схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.

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

Анотація.

Вступ

1. Аналіз причин погіршення продуктивності свердловин та ефективність фізико-хімічних методів її відновлення у різних геолого-промислових умовах. Мета та завдання досліджень

2. Лабораторні дослідження щодо оцінки ефективності застосування композицій хімічних реагентів для розглинизації пласта

3. Технологія промислових робіт під час проведення реагентної розглинизації привибійної зони пласта

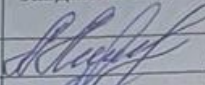
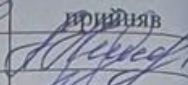
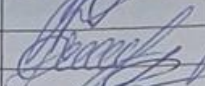
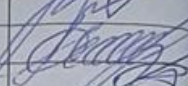
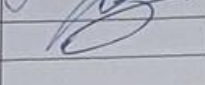
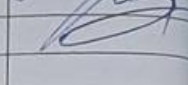
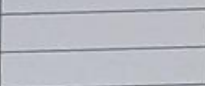

4. Контроль ефективності проведення реагентної розглинизації

Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація із демонстрацією результатів наукової роботи

6. Консультанти розділів роботи

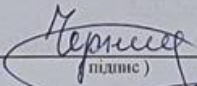
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	ст. викладач Ляшенко А.В.		
2	к.т.н, доц., доц. Рубель В.П.		
3	к.т.н, доц., доц. Михайловська О.В.		
4	ст. викладач Забишний І.В.		

7. Дата видачі завдання _____

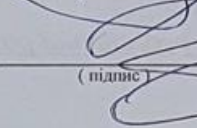
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Теоретична частина	21.10-03.11
3	Моделювання. Експериментальна частина.	04.11-17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-15.12
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12-29.12
6	Попередні захисти робіт	06.01-19.01
7	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент

 Чернушенко М.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 Забишний І.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПРИЧИН ПОГІРШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ МЕТОДІВ ЇЇ ВІДНОВЛЕННЯ У РІЗНИХ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВАХ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	10
1.1 Зміна властивостей порід-колекторів при бурінні та в процесі експлуатації свердловин. Причини погіршення продуктивності свердловин	10
1.1.1 Кольматація привибійної зони продуктивних пластів під час первинного розкриття пласта та при промиванні свердловини	15
1.1.2 Вплив глушіння свердловин на фільтраційні властивості привибійної зони пласта	17
1.2 Глинисті мінерали та їх вплив на колекторські властивості теригенних і теригенно-карбонатних порід-колекторів	19
1.3 Характеристика фізико-хімічних методів впливу на привибійну зону пласта	25
1.3.1 Кислотні обробки	26
1.3.2 Обробка привибійної зони пласта розчинами поверхнево-активних речовин	29
1.4 Методи впливу на привибійну зону пласта з метою розглинизації	31
1.5 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень	38
РОЗДІЛ 2. ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОМПОЗИЦІЙ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ ДЛЯ РОЗГЛИНИЗАЦІЇ ПЛАСТА	41
2.1 Фізико-хімічні властивості реагентів, що мають сильні окисні властивості	41
2.2 Експериментальна оцінка ефективності дії композиціями хімічних реагентів на природні зразки теригенних гірських порід	45

2.2.1 Вибір композицій хімічних реагентів	45
2.2.2. Дослідження фізико-хімічних властивостей композицій реагентів	46
2.2.3 Методика проведення експериментальних досліджень	51
2.2.4 Результати проведення експерименту з фільтрації на природних зразках теригенних гірських порід	53
2.3 Висновки до розділу 2	55
РОЗДІЛ 3. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОМИСЛОВИХ РОБІТ ПІД ЧАС ПРОВЕДЕННЯ РЕАГЕНТНОЇ РОЗГЛИНИЗАЦІЇ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА	57
3.1 Методика вибору свердловин для реагентної розглинизації	57
3.2 Технологія виконання робіт, машини та обладнання, що застосовуються при проведенні реагентної розглинизації	59
3.3 Висновки до розділу 3	67
РОЗДІЛ 4. КОНТРОЛЬ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ РЕАГЕНТНОЇ РОЗГЛИНИЗАЦІЇ	68
4.1 Оцінка технологічної ефективності застосування реагентної розглинизації промислово-статистичними методами	68
4.2 Висновки до розділу 4	70
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	73

АНОТАЦІЯ

Чернушенко М.І. Технологія підвищення продуктивності пластів у заглинених колекторах. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено вирішенню актуальної проблеми – підвищення продуктивності свердловин у заглинених теригенних пластах із застосуванням комплексної технології на основі реагентів, що мають сильні окисні властивості

В першому розділі проведено аналіз причин погіршення продуктивності свердловин та ефективність фізико-хімічних методів її відновлення у різних геолого-промислових умовах.

У другому розділі виконано лабораторні дослідження щодо оцінки ефективності застосування композицій хімічних реагентів для розглинизації пласта.

У третьому розділі описано технологію промислових робіт під час проведення реагентної розглинизації привибійної зони пласта, а також наведено методику вибору свердловин для реагентної розглинизації.

У четвертому розділі проведено контроль ефективності проведення реагентної розглинизації та оцінено технологічну ефективність застосування даної технології.

Ключові слова: свердловина, геолого-фізичні умови, заглинені теригенні пласти, привибійна зона пласта, реагент.

ВСТУП

Актуальність теми. Досягнення максимально допустимого коефіцієнта вилучення нафти (КВН) на родовищах, що розробляються – основне завдання, яке стоїть перед суб'єктами нафтовидобувного комплексу.

В даний час відбувається як зниження ефективності розробки продуктивних пластів, так і збільшення частки складних запасів нафти. Технології розробки, що застосовуються, не можуть забезпечити високі показники КВН із пластів зі складними запасами.

При розробці об'єктів зі складними запасами ключовим моментом є прийнятна для даних геолого-фізичних умов робота свердловини. Можливість регулювання процесу фільтрації у нафтовому пласті визначається станом привибійної зони пласта (ПЗП) всіх свердловин. На родовищах України широко застосовуються різноманітні методи впливу на ПЗП: фізико-хімічні, гідродинамічні, теплові. Їхня успішність не більше 80 %, а у третині свердловин, витрати на проведення дії перевищують вартість додатково здобутої нафти. Це пов'язано з тим, що при проведенні певного методу обробки ПЗП не до кінця враховуються всі механізми впливу на колектор, а також вибір методу та дотримання технології впливу на ПЗП у конкретних геолого-фізичних умовах проводяться на промислах на неналежному рівні. Таким чином, розробка та застосування композицій хімреагентів повинні здійснюватись для конкретних умов пласта.

Зважаючи на те, що частка важковидобувних вуглеводнів постійно зростає, питання впливу на ПЗП об'єктів з трудновидобуваними запасами та регулювання розробки стають дедалі актуальнішими. Вагома частка важковидобуваних запасів посідає теригенні заглинизовані колектори, підвищення ефективності вироблення яких пов'язане із застосуванням різних модифікацій методів їхньої реагентної розглинизації.

Мета роботи – підвищення продуктивності свердловин у заглинзованих теригенних пластах із застосуванням комплексної технології на основі реагентів, що мають сильні окисні властивості.

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

1. Визначення геолого-фізичних та технологічних умов застосування методів інтенсифікації видобутку нафти під час здійснення впливу на ПЗП з метою розглинизації. Виявлення ефективних композицій реагентів щодо розглинизації порід ПЗП.

2. Розробка методики проведення експериментів щодо оцінки впливу композицій хімреагентів на фільтраційно-ємнісні характеристики (ФЄХ) природних зразків гірських порід.

3. Дослідження впливу вибраних композицій хімреагентів на ФЄХ природних зразків гірських порід та визначення оптимальних умов проведення заходів щодо реагентної розглинизації порід ПЗП.

4. Розробка методичних підходів виявлення свердловин-кандидатів для проведення реагентної розглинизації порід ПЗП.

Об'єкт дослідження – нафтові об'єкти розробки у різних геолого-фізичних умовах представлені заглинзованими теригенними колекторами.

Предмет дослідження – механізм взаємодії композицій хімреагентів, що мають сильні окисні властивості з теригенними заглинзованими колекторами.

Методи вирішення поставлених завдань. Лабораторні експерименти з вивчення взаємодії композицій хімреагентів із зразками природного кернового матеріалу виконані з застосуванням методу еволюційного планування експерименту та використання стандартних лабораторних методів та математичного моделювання.

Наукова новизна результатів роботи:

1. Встановлено, що ефективність реагентної розглинизації порід ПЗП теригенних колекторів підвищується за рахунок правильного вибору концентрацій реагентів (пероксокарбонат натрію 12- 14 % мас, соляна кислота 10-12 %) та часу їх реагування в пласті (6-8 ч і 4-6 год відповідно).

2. Виявлено залежність відносної зміни коефіцієнта проникності порід ПЗП від температури проведення обробок за технологією їх реагентної розглинизації. При температурі пласта вище 40 °С рекомендується збільшення концентрації пероксокарбонату натрію в розчині межах 12-14 %.

3. Встановлено характер впливу геолого-фізичних (масова глинистість, товщина пласта, обводненість продукції свердловин) та технологічних (концентрації та об'єми технологічних розчинів, час реагування, дебіт свердловини) параметрів на ефективність обробок порід ПЗП по технології реагентної розглинизації на основі речовин, що володіють сильними окисними властивостями.

Практичне значення отриманих результатів полягає в обґрунтуванні рекомендацій щодо підвищення продуктивності нафтових теригенних заглинених пластів та оцінка технологічної ефективності застосування реагентної розглинизації промислово-статистичними методами.

Особистий внесок автора полягає в наступному: аналіз науково-технічних джерел за напрямком роботи; обґрунтування мети та задач досліджень; планування та реалізація досліджень концентрацій реагентів та часу їх реагування в пласті, оцінка ефективності запропонованої технології.

Структура та обсяг роботи. Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел із 75 найменувань на 8 стор. Загальний об'єм роботи 80 стор., у т. ч. 73 стор. основного тексту, 2 табл. і 10 рис.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Магістрант щиро вдячний своєму науковому керівнику старшому викладачу кафедри нафтогазової інженерії та технологій Івану Вікторовичу Забишному.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПРИЧИН ПОГІРШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ МЕТОДІВ ЇЇ ВІДНОВЛЕННЯ У РІЗНИХ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВАХ

1.1 Зміна властивостей порід-колекторів при бурінні та в процесі експлуатації свердловин. Причини погіршення продуктивності свердловин

До розкриття родовища свердловинами всі фізичні параметри пласта – температура, тиск, розподіл нафти, води та газу в покладі – знаходяться у стані, що встановився протягом геологічних періодів, що пройшли з формування покладу [11, 18-19, 33]. З розкриттям пласта і початком його експлуатації ці умови порушуються, і настає період, що супроводжується зміною властивостей пластових рідин, їх рухом та перерозподілом у пористому середовищі [44].

При розкритті пласта утворюється привибійна зона пласта (ПЗП), у якій відбулися, відбуваються і можуть відбуватися різні процеси, що порушили або порушують початковий рівноважний механічний та фізико-хімічний стан колектора. Поняття ПЗП дещо невизначене та відноситься до розкритої частини пласта (обсадженої, зацементованої та перфорованої або залишається відкритою). Глибина зони (за радіусом від центру свердловини) також не визначена, але мається на увазі, що вона може становити від метра до десятків метрів. У практиці, під ПЗП мається на увазі зона пласта, схильна до впливу ззовні, дренована і активно працююча. Ця зона може мати найрізноманітнішу конфігурацію (рисунок 1.1) [1, 11, 55].

Привибійна зона свердловини – поняття ширше: до нього входить зона більша, ніж товщина продуктивного пласта [33]. Через неї з продуктивного пласта в свердловину відбувається фільтрація пластового флюїду. Про формування цієї зони необхідно подбати перед розкриттям продуктивного пласта. Її та особливо ПЗП необхідно формувати з урахуванням збереження природної проникності [1, 11, 55].

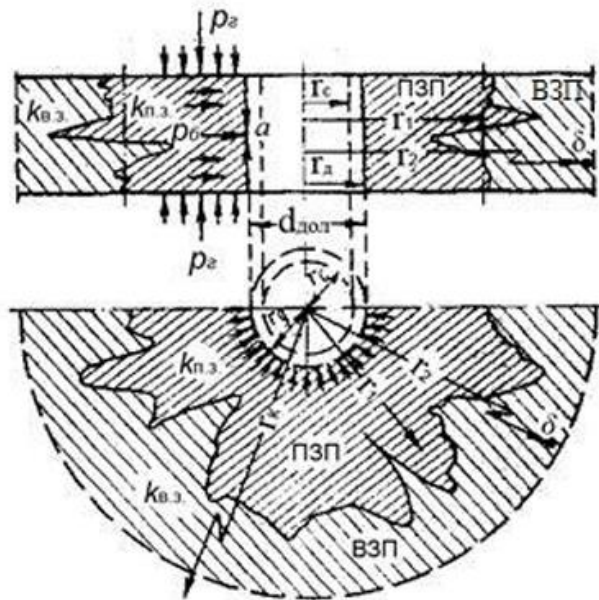


Рис. 1.1. Схема привибійної зони пласта:

ПЗП – привибійна зона пласта; ВЗП – віддалена зона пласта; r_c – радіус свердловини; r_d – радіус свердловини по долоту; r_1 – усереднений радіус ПЗП; r_2 – радіус контуру живлення; P_r – гірничий тиск; P_b – рівнодіюча бічного гірського тиску

Привибійна зона свердловин – це область, в якій всі процеси протікають найінтенсивніше. Тут як у єдиний вузол сходяться лінії струмів при вилученні рідини або розходяться при закачуванні, а швидкість руху рідини, градієнти тиску, втрати енергії, фільтраційні опори максимальні [19]. При проектуванні та аналізі дебітів свердловин, поточного нафтовидобування, вирішення інших геолого-промислових завдань стан навколосвердловинної зони пласта відіграє важливу роль. Зазвичай пласти оцінюють як колектори за результатами випробування після розкриття бурінням. На практиці часто трапляються випадки, коли явні пласти-колектори не дають припливу, тому що при їх розкритті фільтраційні властивості пласта (ФВП) у навколосвердловинній зоні незворотно погіршилися. Поряд зі зниженням продуктивності свердловин погіршення ФВП у приблизних зонах призводить до зниження коефіцієнта нафтовидобування, темпів розробки, збільшення термінів розробки покладу

загалом. У зонах погіршеної проникності втрачається значна частина пластової енергії, що знижує ефективність штучного впливу на пласт загалом [18-19].

Аналіз стану видобутку нафти і газу на багатьох родовищах свідчать, що однією з основних причин зниження продуктивності свердловин є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні у процесі розкриття пластів та його розробки. Стан ПЗП може бути погіршений при первинному та вторинному розкритті пласта, при її глушінні перед чисельними ремонтами, а також у процесі експлуатації через набухання глин, що містяться в колекторі, відкладень у порах породи асфальтосмолопарафінових утворень, неорганічних солей, механічних домішок та інших (рисунок 1.2) [12, 24, 37].

Аналіз стану розкриття нафтових і газових пластів у різних геолого-фізичних умовах, систематичні дослідження впливу різних промивних рідин на проникність пористого середовища, а також дослідження, проведені в цій галузі в нашій країні та за кордоном, дозволяють зробити певні висновки про причини та механізм погіршення продуктивності свердловин при первинному розкритті пласта та в подальшій експлуатації [18-19, 25].



Рис. 1.2. Основні причини зниження проникності ПЗП

У літературі [9, 12, 24-27, 70 та ін.] причини, що викликають погіршення проникності ПЗП при первинному та вторинному розкритті продуктивного пласта прийнято ділити на чотири групи:

- пов'язані з механічним забрудненням ПЗП;
- фізико-літологічні;
- фізико-хімічні;
- термохімічні.

До першої групи можна віднести такі причини [9, 12, 24-27, 29]:

- засмічення пор ПЗП твердою фазою бурової (при бурінні) та промивальної (при експлуатації) рідини. У гравелітових пропластках та крупнозернистих пісках тверда фаза глинистого розчину може проникати на великі відстані – до сотні метрів [9, 12, 24-27, 60, 64, 70];
- збагачення ПЗП колоїдно-дисперсною системою за рахунок кольматажу та суффозії при зворотно-поступальному русі фільтрату та пластового флюїду в процесі спуско-підйомних операцій [9, 25, 26];
- закупорювання тонкого шару породи навколо вибою глиною або тампонажним цементом у процесі кріплення свердловин [38, 44, 67, 69];
- впресовування в пористе середовище ПЗП зерен породи, що руйнується долотом при бурінні [38, 44];
- забруднення ПЗП частинками, які містяться у воді із системи підтримки пластового тиску [26, 38, 70];
- кольматація ПЗП під час експлуатації свердловини мінеральними частинками, пластовими флюїдами, що приносяться з віддалених зон пласта [32].

До другої групи належать причини, що погіршують проникність ПЗП внаслідок взаємодії прісної води з цементуючим матеріалом та скелетом породи [6, 9, 19].

До третьої, фізико-хімічної групи відносять [6, 9, 19]:

- проникнення в пористе середовище води, що призводить до створення «блокуючої» перешкоди фільтрації нафти і газу за рахунок різниці поверхневого натягу (ефект Жамена) [6, 9, 68 та ін.];
- виникнення капілярного тиску, що проявляється під час проникнення фільтрату в породу, що залежить від кута змочування породи водою. При куті змочування $< 90^\circ$ надлишковий капілярний тиск протидіє витісненню води з пласта, при $> 90^\circ$ – сприяє її витісненню [25, 26, 38 та ін.];
- закупорювання пор краплями нафти в потоці фільтрату (води) або фільтрату у потоці нафти [1, 9, 19 та ін.];
- утворення емульсії у гідрофобному середовищі [6, 7, 58 та ін.];
- спінювання в пористому середовищі фільтрату бурового розчину, який, як правило, обробляється різними хімреагентами. Це явище особливо характерно для ПЗП малодобітних газових свердловин [25, 26, 48 та ін.];
- зниження проникності нагнітальних свердловин у початковий період закачування води внаслідок випадіння солей на скелеті породи ПЗП при змішуванні закачуваної та пластової вод [1, 25, 26 та ін.].
- До четвертої групи причин, що призводять до зниження проникності ПЗП при зміні термодинамічної рівноваги, відносять:
 - відкладення парафіну на скелеті пласта в покладах, де відбулося зниження пластової температури до температури кристалізації парафіну нафти [11, 14, 66];
 - проникнення в продуктивний пласт нижніх високотемпературних та сильно мінералізованих вод з подальшим їх охолодженням та відкладенням солей [14, 66 та ін.].

Існує безліч причин, які здатні значно погіршити фільтраційно-емісійні характеристики порід ПЗП як при бурінні, так і при експлуатації. Чинники, які викликають ці негативні наслідки, мають як фізичну, так і хімічну природу. До фізичних факторів слід віднести перепад тиску, при якому відбувається фільтрація в пласті, капілярні сили, форму порових каналів, а до хімічних –

різноманітні іонообмінні процеси, що відбуваються між фільтратом та породою, електрохімічні та електроосмотичні явища [45]. Зупинимося більш докладно на причинах погіршення фільтраційно-ємнісних характеристик ПЗП, внаслідок яких відбувається привнесення глинистих частинок та набухання глинистих частинок цементу породи в ПЗП.

1.1.1 Кольматація привибійної зони продуктивних пластів під час первинного розкриття пласта та при промиванні свердловини

Як правило, продуктивні пласти розкриваються під тисками, що значно перевищують пластові, що обумовлено необхідністю зберігати протитиск для безпеки буріння. При цьому під дією репресії відбувається фільтрація промивальної рідини зі свердловини у пласт, при цементуванні у пласт фільтрується цементний розчин [6, 9, 25 та ін.].

Відповідно до [36] статичний тиск на пласт при бурінні свердловин на 10 - 15 % має перевищувати пластовий тиск при глибині пласта до 1200 м та на 4 - 10 % – на глибині понад 1200 м. Тобто для неглибоких свердловин до 1200 м репресія тиску має бути 1,2 - 1,8 МПа, а для глибин 1200 - 5000 м – відповідно від 1,2 - 1,8 до 2,5 - 5,0 МПа. Однак на практиці ці норми нерідко перевищуються в 5 - 10 разів. В реальних умовах внаслідок зупинки насосів, нерівномірної подачі розчину, утворення пробок, при обвалах породи та інших факторів виникають і пульсуючі перепади тиску. Під час спуско-підйомних операцій приріст гідродинамічної репресії тиску може бути рівним гідростатичного тиску [6]. Внаслідок релаксаційних властивостей в'язкопружних рідин, до яких можна віднести глинистий розчин, незначна зміна тиску біля гирла, наприклад, час спуско-підйомних операцій, що призводить до нарощування амплітуди обурення із глибиною, тобто до збільшення імпульсу тиску, причому тривалість цього ефекту значно більше, ніж від початкового імпульсу [70]. Якщо врахувати величину гідростатичної репресії тиску і те, що гідророзриви у колекторах цих родовищ відбуваються при репресії тиску величиною 60 - 80 %, а в пористо-

тріщинуватих і тріщинуватих породах – 30 - 60 % від гірського тиску, очевидні негативні наслідки такого розкриття продуктивних порід [6, 70].

Основним видом рідини для промивання під час буріння свердловин є глинистий розчин, який є полідисперсною системою у вигляді суспензії у воді тонкоподрібненої диспергованої фази – глинопорошок. Більшість глинистих частинок мають розмір 100 мкм, але разом з тим до 10 % менше 100 мкм, які утворюють колоїдний розчин [80]. Оскільки розміри пор колекторів можна порівняти з розмірами глинистих частинок, то фільтраційна поверхня швидко закупорюється і на стінці утворюється практично непроникна глиниста кірка. Описаний процес призводить до того, що привибійна зона має, власне, чотири зони, які значно відрізняються умовами свого формування та особливостями фільтрації – це зони глинистої кірки, проникнення твердої фази розчину в пласт, проникнення фільтрату бурового розчину та фільтрації пластового флюїду [4, 45].

Проникнення твердої фази в пори та тріщини продуктивних пластів підтверджено значною кількістю лабораторних експериментів та результатами дослідження кернів. Розміри цієї зони можуть бути різні та залежать від властивостей породи та розчину, співвідношення розмірів пор, тріщин та грубих частинок, гідродинамічного режиму буріння.

За результатами експериментів на кернах бистрицької світи, проникнення глинистих частинок відбувається навіть за проникності 0,001 - 0,01 мкм², причому з її збільшенням ступінь негативного твердого впливу фази зростає, а рідкої – зменшується [75].

Тверді частинки рідини для промивання з розмірами, що перевищують розміри пор, відкладаються на стінки свердловини, утворюючи глинисту кірку, а інша частина твердої фази з розмірами частинок менше діаметра пор проникає в пласт і осідає в свердловинній області у вигляді зони кольматації. Ступінь зниження проникності може досягати 70 - 95 %, аж до повної втрати проникності у зоні кольматації. Існуючі оцінки впливу зони кольматації на втрати продуктивності свердловин неоднозначні. Лабораторні експерименти, які

За результатами досліджень різних авторів [10, 38, 64 та ін.] коефіцієнт продуктивності свердловин залежить від кратності операцій глушіння і від типу рідин, що застосовуються при цьому, особливо великі зміни фільтраційних властивостей ПЗП, зниження продуктивності до десяти раз, відбувається при первинному глушінні свердловини. При подальшому зростанні кратності обробок спостерігається зниження темпу падіння продуктивності свердловин і настає момент, коли проведення операції глушіння практично не впливає на роботу свердловини. Межа відносного зниження продуктивності значною мірою залежить від будови та фільтраційно-ємнісних характеристик колектора в привибійній зоні свердловини, і може змінюватися від 2 - 4 разів, для порівняно однорідних високопроникних пластів, до 200 разів і вище, для складнозбудованих низькопроникних пластів.

Одна з основних причин зниження продуктивності видобувних свердловин після проведення ремонтних робіт – це невідповідність застосовуваних рідин глушіння геолого-технічним умовам роботи свердловин. Найбільш поширеною рідиною глушіння в даний час є розчин NaCl, значно рідше використовуються розчини CaCl₂. В умовах низькопроникних заглинених колекторів застосування цих рідин глушіння веде до зниження продуктивності свердловин внаслідок хімічного механізму впливу рідини глушіння на продуктивний пласт [38, 51].

Механізм взаємодії рідин глушіння з елементами ПЗП достатньо повно сформульований у роботах [20, 38, 72]. Він включає в себе:

- взаємодія рідин глушіння із пластовими флюїдами [20, 38];
- взаємодія рідин глушіння з твердими поверхнями каналів фільтрації [38, 72];
- взаємодія рідин глушіння з фільтровою частиною конструкції свердловин [38, 64].

1.2 Глинисті мінерали та їх вплив на колекторські властивості теригенних і теригенно-карбонатних порід-колекторів

Одним із основних критеріїв мікронеоднорідності, що визначають приналежність об'єктів до неоднорідних, є ступінь заглинизованості гірських порід. Глинисті мінерали можуть становити значну частку, до 20 - 50 % у теригенних колекторах і до 30 % у теригенно-карбонатних колекторів [70].

Заглинизовані гірські породи – це осадові гірські породи, складені більш ніж на 5 % маси частинками розміром менше 0,01 мм (пелітової розмірності), серед яких переважають глинисті мінерали, причому виділяються чотири ступеня ущільнення заглинизованих порід [68, 70].

Глинисті мінерали містяться в гірських породах у вигляді цементуючого матеріалу між зернами материнської породи: базальний, поровий, контактний (рисунок 1.3), а також у вигляді глинистих прошарків. Тип цементації визначається генезисом породи, в основному епігенезисом, та видом глинистої складової [55].

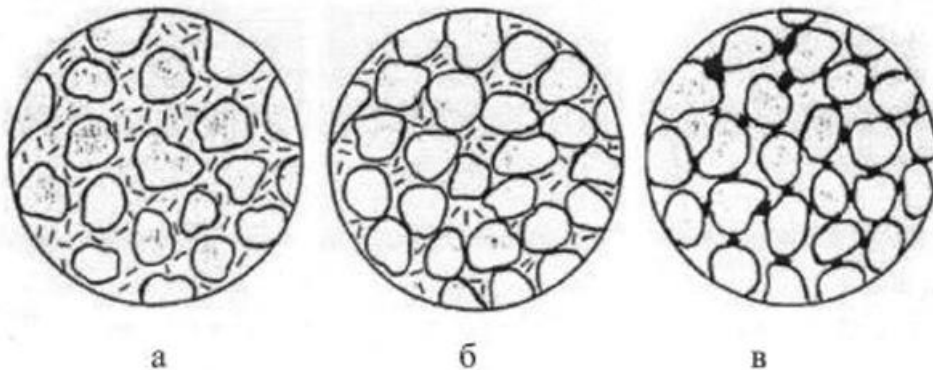


Рис. 1.3. Типи цементації осадових порід:
а – базальний; б – поровий; в – контактний

Глинисті полімерні речовини з переважанням того чи іншого типу глинистих мінералів за мінералогічним складом виділяють кілька груп глинистих мінералів [27, 47, 55, 56, 59, 73]:

- монтморилоніто-бейделлітова (монтморилоніт, бейделліт, нонтроніт, вермікуліт, гекторит, сапоніт);
- гідрослюдисто-ілітова (мусковіт, глауконіт);
- каолінітова (каолініт, галуазит, дикіт, накритий);
- хлоритовий (шамозит).

Основні нафтоносні пласти Полтавського регіону містять наступні типи глинистих мінералів [15, 55, 56]:

- у теригенній товщі девону переважають [55, 56]:
 - а) каолінітові;
 - б) гідрослюдисті;
 - в) незначні домішки монтморілонітової групи;
- у теригенній товщі нижнього карбону розвинені [15]:
 - а) каолініт;
 - б) гідрослюда;
 - в) монтморилоніт;
 - г) невпорядкований змішано-шаровий компонент монтморілоніт-гідрослюди.

На родовищах Полтавської області глинисті речовини представлені, в основному, наступними типами глинистих мінералів [68]:

- каолінітові;
- гідрослюдисті;
- хлоритові.

Породи з різким переважанням у складі одного глинистого мінералу, наприклад каолініту (каоліни), монтморилоніту (бентоніти) та деяких інших, трапляються досить рідко. Заглинизовані породи є поширеними колекторами нафти та газу, головним чином ускладнені різним ступенем неоднорідності, як по розрізу, так і простягання, і характеризуються невеликими товщинами пластів та пропластків, тобто близькі безпосередньо до непроникної покрівлі та підшви,

чим і можливо пояснити підвищений глиносмiст, так як генези утворення пластiв i покришок найбільш спорiдненi мiж собою [15, 55, 57].

Глинистi мiнерали є високодисперсними та вiдносно стабiльними мiнеральними сполуками груп водних силiкатiв шаруватої або ланцюгової будови, що утворилися переважно у процесi хiмiчного вивiтрювання гiрських порiд, причому їх склад залежить вiд клiмату, рельєфу та складу материнських порiд. Вони входять до складу бiльшостi уламкових i карбонатних порiд, тобто є найпоширенiшими мiнералами у бiльшостi осадових басейнiв. У седиментогенезi та дiагенi перетворення глинистих мiнералiв незначнi; епiгенетичнi змiни бiльш суттєвi. З усiх мiнералiв осадових порiд вони надають найбільшiй вплив на перетворення вуглеводнiв, у тому числi на процеси утворення нафти та газу. Вiд складу глинистих мiнералiв залежать екрануючi властивостi глинистих порiд – покришок, а також колекторськi властивостi багатьох теригенних та теригенно-карбонатних порiд [55, 56, 59].

Каолiнiт – глинистий мiнерал, що має двошарову структуру пакетiв за типом 1:1, що вiдповiдає структурнiй формулi $Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8$ [16, 60]. У цементi пiщаних порiд частка каолiнiту серед iнших глинистих мiнералiв у середньому вище, причому нерiдкi пiсковики, особливо кварцовi, де у цементi присутнi тiльки каолiнiт [56, 73]. У цементах пiсковикiв вiн, як правило, приурочений до iзометричних порiв, утворює великолускатi агрегати i тому практично не погiршує колекторськi властивостей навiть за його вiмсту до 10 %. З цим пов'язане рiзке покращення колекторських властивостей пiсковикiв при епiгенетичнiй каолiнiзацiї гiдрослюдистих та хлоритових цементiв [55, 73].

Монтморилонiт – глинистий мiнерал, що має тришарову структуру пакетiв за типом 2:1, що вiдповiдає структурнiй формулi у загальному виглядi $(Ca, Na)(Al, Mg, Fe)_2 [(Si, Al)_2 O_5]_2 (OH)_2 \cdot nH_2O$ [16, 27, 60, 74]. Бентонiтом називається монтморилонiтова глина з рiзко вираженими сорбцiйними властивостями. Вiн широко використовується як основна складова бурових розчинiв. Бентонiт здатний сильно розбухати при гiдратацiї (14 - 16 раз). При обмеженнi простору для вiльного набухання у присутностi води утворюється щiльний гель, який

перешкоджає подальшому проникненню вологи [29]. Невеликий вміст монтморилоніту (частки %) у піщаних породах призводить до значного зниження проникності та, внаслідок цього, до погіршення колекторських властивостей [1, 11].

Гідрослюди (ілліти) – глинисті мінерали, що мають тришарову структуру пакетів на кшталт 2:1. Структура гідрослюд є подобою структури монтморилоніту, але відмінністю є те, що ізоморфні заміщення в гідрослюдах більшою мірою відбуваються в поверхневих (тетраедричних) шарах. Крім того, гідрослюдисті мінерали майже не мають здатності до внутрішньокристалічного набухання [33, 44].

Хлорити – глинисті мінерали, шаруваті мінерали змінного складу, мають тришарову структуру пакетів за типом 2:1, відповідні структурної формули у загальному вигляді $(\text{Mg,Fe}^{2+})_3[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}](\text{OH})_2 \cdot 3(\text{Mg,Fe}^{2+})(\text{OH})_2$ [11, 18]. Хлорити є дуже поширеним цементом піщаних порід-колекторів, особливо поліміктових. Присутність у них порового хлориту в кількості 10 - 15 % різко погіршує колекторські властивості, а наявність плівкового хлориту навіть у кількості 5 - 7 % значно знижує проникність. Поліпшення колекторських властивостей відбувається при епігенетичній каолінізації хлоритів [55].

Висока дисперсність глинистих мінералів, а звідси і специфічність їх властивостей (пептизація, коагуляція, адсорбція, обмін іонів та інші) досягається завдяки особливостям кристалохімічної будови, і насамперед – здібності базальних (плоскопаралельних) граней їх мікрочастин активно взаємодіяти з молекулами води [10].

Основною особливістю глинистих мінералів є їх здатність до іонного обміну [55]. Час протікання іонного обміну залежить від структури глинистих мінералів: іонний обмін у каолініті протікає майже миттєво, а в монтморилоніті або гідрослюдах за кілька годин. Іонний обмін призводить до поглинання глинами води із порового простору (адсорбція води) та перетворення одних мінералів на інші, а, отже, до зміни структури пористого середовища [55]. Наслідком даного процесу можливо зменшення проникності колектора в десятки

разів [33, 55] і збільшення об'єму глинистого цементу в кілька разів [22, 23, 37, 68]. Внаслідок збільшення об'єму глини цей процес називають набуханням глини. Набухання глини збільшується зі зменшенням мінералізації фільтрується у колекторі води і визначається типом глинистих мінералів [55, 71]. Найбільш набухаючими є монтморилонітові глини, в меншій ступеня гідрослюди, що практично не набухають є каолінітові глини [70].

У роботі [23] проведено детальне експериментальне вивчення процесу фільтрації у глиновмісних колекторах, присвячене, в основному, однофазної фільтрації води чи нафти. У [23] показано, що кількість адсорбованої води збільшується зі збільшенням глинистості та зі зменшенням мінералізації води, що фільтрується. Автор безпосередньо пов'язує збільшення кількості адсорбованої води із зменшенням пористості зразка. Також тут зазначено, що утримання води глинами не є повністю оборотним і характеризується гістерезисом. На підставі формули Козені-Кишені в роботі [23] показано, що проникність глиновмісних зразків в більшості випадків може бути оцінена як величина, пропорційна п'ятого ступеня їх пористості. Обговорюючи питання щодо наявності граничного градієнта для фільтрації води або нафти у щільних глинах (у глинистих породах), автор говорить про відсутність цього ефекту в глиновмісних зразках, хоча закон про фільтрацію води в глиновмісних колекторах нелінійний, відзначаючи важливу відмінність глинистих і глиновмісних зразків. При малих значеннях коефіцієнта вагової глинистості відмінність закону фільтрації в глиновмісних колекторах від лінійного невелика [23].

Негативні наслідки застосування для закачування в свердловини вод, складу та мінералізації відмінних від пластової води (зниження проникності), змусили нафтовиків освоїти технологію закачування до свердловини пластової води, що отримується з горизонтів, що розробляються, попутно з нафтою, що добувається [68].

Зміна проникності при закачуванні в пласт води менш мінералізованою, чим пластова може бути виміряна безпосередньо, а зміна пористості колектора

може бути приблизно оцінено на основі методики визначення набухання глин, розробленої в роботі [37].

Набухання глинистих мінералів пов'язані з їх шаруватою будовою. Кожен шар являє собою неорганічний поліаніон, що складається з двох плоских сіток полікремнієвих кислот, побудованих з кремнієвих тетраедрів, між якими розташована сітка, побудована з алюмокислорідних октаедрів. Між шарами алюмосилікатних поліаніонів розташовуються шари слабо пов'язаних гідратованих катіонів, які легко піддаються заміні на іони водного розчину, що закачується в пласт. Реакції іонного обміну відбувається в еквівалентних співвідношеннях і в основному є оборотними [33].

Проведені в роботі [19] дослідження залежності фільтруючої здібності кварцових пісковиків від вмісту в них мінералів глин показали, що при коефіцієнті глинистості (частки глинистих мінералів загалом об'єм скелета колектора) більше 15 - 20 % порода-колектор стає практично непроникною. Отже, з погляду розробки, колектори з глинистістю до 15 - 20 % і з глинистістю більше за цю величину мають важливу різницю [11].

Найбільший вплив на умови розробки мають алотігенні (первинні, мають те ж джерело накопичення, що і піщано-алевритові пласти-колектори) та ранньокатагенетичні (утворені в початковій стадії вторинної трансформації компонентів породи) глинисті мінерали шаруватого типу [68].

Проникність порід з алогенним глинистим цементом залежить від її кількості, а також значною мірою від характеру розташування глинистих частинок у поровому просторі. Залежно від кількості глинистого цементу найбільша проникність спостерігається у піщано-алевритових порід з плівковим та контактним типами цементу, тоді як базальний та поровий типи цементу роблять породу майже непроникною. Аутигенний глинистий цемент надає інший вплив на колекторські властивості піщано-алевритових порід, значний розвиток новостворених глинистих мінералів найчастіше різко знижує проникність породи [70].

Врахування впливу глинистих мінералів на зміни фізичних властивостей продуктивних порід можливе лише при застосуванні сучасних методів дослідження, таких як електронна мікроскопія, електроннограф, рентгеноспектральний аналіз, диференціальна термографія, інфрачервона спектроскопія [73].

1.3 Характеристика фізико-хімічних методів впливу на привибійну зону пласта

Фізико-хімічні методи впливу на привибійну зону пласта з метою інтенсифікації припливу базуються на якості гірських порід вступати у взаємодію з багатьма хімічними речовинами, а також на властивості деяких хімічних речовин впливати на поверхневі та молекулярно-капілярні зв'язки у поровому просторі порід [45].

Серед відомих фізико-хімічних методів впливу на пласт поширеними є [24-27]:

- солянокислотна обробка ПЗП (HCl);
- глинокислотна обробка пласта (HCl+HF);
- обробка пластів вугільною, сульфаміною, сірчаною, оцтовою кислотою;
- обробка пластів розчинами ПАР;
- обробка інгібіторами гідратуутворення.

При застосуванні методів хімічного впливу на пласт ефект досягається за рахунок очищення та розширення каналів для руху флюїду з пласта до свердловини, утворення нових каналів за рахунок розчинення мінералів, що входять до складу породи, зміни фазової проникності пласта [45].

В останні роки розширився асортимент реагентів, що використовуються для хімічних обробок. Поєднання та застосування суміші різних хімічних речовин (розчинників, поверхнево-активних речовин, електролітів) дозволяють покращити умови припливу флюїдів із пласта в свердловину, що збільшує коефіцієнт продуктивності свердловини і внаслідок цього дебіт свердловин.

Мицелові дисперсії, які є сумішшю вуглеводневої рідини з водою, за наявності ПАР та електроліту теж застосовуються для збільшення припливу флюїдів із пласта в свердловину [45].

1.3.1 Кислотні обробки

Одним із поширених способів обробки ПЗП при видобуванні нафти є застосування водних розчинів кислот [15, 39-41, 45, 47, 50-52].

Суть всіх кислотних обробок полягає у розчиненні мінерального матеріалу породи, пластового цементу або матеріалу, що забруднює ПЗП, а також в утворенні нових та розширенні наявних фільтраційних каналів у пористому середовищі [47].

У роботах [15, 23, 43, 59] зазначається, що крім використання розчинів кислот з різною концентрацією або сумішей кислот, можна застосовувати кислоти, утворені у процесі нагнітання розчинів хімреагентів за рахунок реакції між ними чи з елементами пластової системи. До теперішнього часу перспектива цього практично слабо вивчена. Зі збільшенням глибини залягання нафтових покладів до 4000 м і більше на родовищах, що відкриваються, за пластової температури (більше 100 °С) дослідження цього завдання набуває актуального значення [20].

Найбільш поширеними є соляно-кислотні та глино-кислотні обробки, рідше застосовують оцтову та сульфамінову кислоти [15, 39-41, 45, 47, 50-52].

Обробки хлористоводневою кислотою застосовують переважно для впливу на карбонатні породи та породи, що мають у своєму складі карбонатні цементи.

Солі CaCl_2 та MgCl_2 є водорозчинними, тому легко виносяться з пористого середовища ПЗП розчином, що відреагував при освоєнні [45].

У теригенних колекторах соляна кислота розчиняє карбонатний цемент, а також оксиди лужних та лужноземельних металів, що входять до складу глинистих мінералів. При застосуванні висококонцентрованого розчину соляної

кислоти розчиняються близько 3 - 5 % деяких фракцій глинистого цементу: магнезит, монтморіллоніт, шамозит та ін. Але варто врахувати, що при реакції соляної кислоти з монтморіллонітом і шамозитом утворюється драглиста маса SiO_2 , яка переходить у гель. Гель, твердне, цементує фільтраційні канали, тим самим погіршує проникність породи [15, 45, 47].

Під час проведення соляно-кислотних обробок основними компонентами робочого розчину є: соляна кислота, вода та допоміжні компоненти (інгібітори корозії, стабілізатори, сповільнювачі реакції та інші хімічні реагенти, що підвищують ефективність методу [64, 65].

Найчастіше для обробки ПЗП застосовують соляну кислоту 8 - 15 % концентрації. При цьому збільшення концентрації кислоти не рекомендується через сильну корозію обладнання та можливість розчинення гіпсу з подальшим закупорюванням пласта. Застосування кислотного розчину меншої концентрації вимагає приготування великих об'ємів розчину, що призводить до ускладнення технологічних процесів, утруднення його зворотного вилучення із пласта після закінчення реакції з породою [47]. З аналізу літературних джерел [15, 39-41, 45, 47, 50-52] та промислового матеріалу оптимальними є 10 - 15 % розчини соляної кислоти. Час витримування кислоти у пласті на реагування становить приблизно 16-24 години, але краще визначати для кожного родовища окремо. Нижче наводяться рекомендації, отримані різними авторами, щодо вибору оптимальних концентрацій соляно-кислотних розчинів у різних геолого-фізичних умовах [15, 39-41, 45, 47, 50-52]:

- пісковики з карбонатним цементом – 8 - 10 %;
- карбонатні породи високої проникності при низькому пластовому тиску – 10 - 12 %;
- карбонатні породи низької проникності при високому пластовому тиску – 12 - 15 %.

Крім обробок звичайними розчинами соляної кислоти практично широко стали застосовуватися закачування аерованої кислоти, а також нафтокислотних

емульсій типу «кислота в нафті». Способи проведення цих технологій докладно представлені в чисельних роботах [15, 39-41, 45, 47, 50-52].

Для обробки пісковиків з незначною кількістю карбонатного цементу (менше 15 %) застосовуються глинокислотні обробки – суміш хлористоводневої та фтористоводневої або плавикової кислот ($\text{HCl} + \text{HF}$) [15, 39-41, 45, 47, 50-52].

У зоні проникнення в ПЗП фтористоводнева кислота входить у реакцію із зернистим кварцем та силікатним цементуючим матеріалом породи (глини, аргіліти). Реакція із зернистим кварцем протікає повільно і не істотно впливає на зміну фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони. Швидкоплинна та повна реакція плавикової кислоти з глинистим цементом є визначальною у процесі дії [47].

У теригенних колекторах використання кислотних обробок почалося у 50-ті роки для освоєння та збільшення прийомистості девонських нагнітальних свердловин [2, 42, 67]. Цими обробками прагнули, що кислотні розчини вилуговувати кислоторозчинені карбонатні матеріали в породі, розчищати пори, забиті глинистим розчином, очищати поровий простір від корозійних відкладень та інших замулюючих відкладень [47]. Проте, девонські продуктивні пласти нафтових родовищ, в основному, представлені чисто кварцовими пісковиками із вмістом карбонатного цементу часто менше 1 %, тому кислотні обробки практично не призвели до розширення порових каналів та до збільшення проникності ПЗП від розчинення карбонатного цементу. Залишкова кислотність розчину після реагування його у пласті завжди виявлялася високою, а це означає, що закачувана кислота майже не реагувала із породами пласта. З огляду на недоцільність таких обробок виходячи з вищесказаного, проведення кислотних обробок на девонських нагнітальних свердловин було припинено [2, 47].

На ефективність кислотних обробок впливає чимало факторів. яких основними є хімічний та мінералогічний склад породи, властивості рідини, що насичує пласт-колектор, пластові температури та тиск, об'єм і концентрація кислотного розчину, час реагування кислоти з породою [15, 39-41, 45, 47, 50-52].

- до третьої групи входять ПАР-стабілізатори, що утворюють структуру як в об'ємі розчину, так і в адсорбційному шарі. Вони запобігають коагуляції частинок у воді, забезпечуючи гранично рівномірний розподіл їх у навколишній фазі. Ці речовини є активними стабілізаторами суспензій, пін та емульсій, використовуються для приготування бурових розчинів. Застосування даних ПАР для обробки ПЗП не рекомендується, внаслідок їх негативного впливу на продуктивність свердловин [10];
- до четвертої групи належать миючі речовини, що є одночасно диспергаторами та сильними стабілізаторами суспензій, пін та емульсій. Вони призводять до зниження поверхневого натягу з повітрям та рідинами, що не змішуються, гідрофілізують і змочують поверхні і утворюють просторові міцелярні структури в об'ємі розчину та у поверхневих шарах. При використанні цих ПАР для обробки ПЗП вони відмивають з тріщинуватого і пористого середовища залишки глинистого розчину, мулу, продуктів корозії та інших механічних домішок, і тримають їх у зваженому стані, перешкоджаючи їх зворотному прилипанню на поверхні, з яких були відмиті [10, 20].

При обробках ПЗП поверхнево-активними речовинами як самостійним методом, застосовуються в основному ПАР, що володіють відмиваючою і гідрофобізуючою дією. Відмиваючі здібності деяких поверхнево-активних речовин були досліджені в роботі [10]. Найбільше поширення як відмиваючих реагентів отримали такі ЕЛАВ, як ОП-7, ОП-10, дісолван, сульфонол, превоцел та ін. [10].

До гідрофобізаторів відносяться нафторозчинні ПАР: діаміндіолеат, дисольдіамін, ацетатдіамін, катіонат, поліетаксиламін [10]. Ефект гідрофобізації заснований на адсорбції ПАР на поверхні породи, поліпшенні змочуваності її нафтою та підвищення фазової проникності для нафти. Це сприяє збільшенню дебіту нафти та зниженню обводненості видобутої продукції.

В даний час розчини ПАР застосовують, в основному, в комплексі з іншими методами обробки ПЗП, а як самостійний метод обробок досить рідко.

Чисті розчини ПАР застосовуються в основному для очищення ПЗП від частинок глинистого та цементного розчину, нафтової емульсії, при цьому використовується їх відмиваюча і деемульгуюча здатність [10].

Чисельні промислові експерименти із закачування розчинів ПАР у свердловини показали, що найбільш ефективні обробки розвідувальних та нагнітальних свердловин, при цьому обробки ПЗП експлуатаційних свердловин виявилися малоефективними. ПАР прискорюють та покращують процес примусового очищення від глинистого розчину ПЗП свердловин, що виходять із буріння, а також збільшують приймальність нагнітальних свердловин за рахунок збільшення працюючої товщини пласта, зниження набухання глин і тиску нагнітання [10].

Серед недоліків застосування розчинів ПАР можна виділити такі [10, 25]:

- відносно висока вартість реагентів;
- висока адсорбція ПАР на поверхні породи, що веде до зростання витрати ПАР задля досягнення поставлених цілей;
- високий ступінь забруднення навколишнього середовища і слабка біорозкладність неіоногенних ПАР;
- висока чутливість аніоноактивних ПАР до мінералізації пластової води, вмісту мікроорганізмів, кисню та механічних домішок [27].

Незважаючи на недоліки, ПАР приймають активний процес у нафтовидобутку, має фізико-хімічну природу. Проблемами їх застосування займаються багато вчених, нові наукові дослідження та розробки дозволять значно збільшити ефективність обробки ПЗП розчинами ПАР [27].

1.4 Методи впливу на привибійну зону пласта з метою розглинизації

Одним з найбільш значущих факторів, що роблять свій внесок у погіршення фільтраційних властивостей ПЗП, є присутність частинок глинистих мінералів у поровому просторі гірської породи в області ПЗП. Висока дисперсність і шарувата будова глинистих мінералів визначають їх фізико-

хімічні властивості (пептизація, коагуляція, адсорбція, обмін іонів та інші). За інших рівних умов, найважливішу роль ступеня сорбційної, каталітичної та хімічної активності, відіграє ступінь дисперсності та невпорядкованості глинистих агрегатів [56, 60].

Існує безліч способів впливу на глинисті мінерали. Найбільш ефективними та вивченими з них є фізико-хімічні методи розглинизації (рисунк 1.4) [47].



Рис. 1.4. Методи розглинизації привибійної зони пласта

Під дією прісної або слабомінералізованої (менше 20 г/л) води відбувається мимовільне набухання та диспергування глини у пласті. Збільшення об'єму глинистих мінералів та порід обумовлено процесами утворення як дифузійних шарів, так і мономолекулярного адсорбційного шару, утворення якого відбувається із виділенням тепла. За даними [39] при цьому виділяється 98 калорій тепла на грам зв'язаної води. При додаванні хімічних реагентів цей ефект може бути як збільшений, так і зменшений. Залежно від тієї мети, яка переслідується, можна змінювати механізм впливу на пласти, що містять глину. Так, у вже добре промитих високопроникних зонах є сенс добитися набухання та диспергування глини, щоб затампонувати ці зони і перерозподілити потік

агента в менш вироблені ділянки колектора із меншою проникністю. В інших випадках, особливо в ПЗП, набухання глинистої складової колектора відіграє явно негативну роль, знижуючи нафтовидобуток пласта, що потребує стабілізації глини. Виділяють наступні напрямки робіт з дії на глинисту складову пласта [45, 47]:

- стабілізація глинистої фракції колекторів;
- диспергування глинистих частинок та винесення їх із ПЗП;
- розчинення глинистих включень та цементуючого матеріалу продуктивних колекторів.

До активних стабілізаторів глини відносяться водорозчинні солі та гідроксиди полівалентних металів, таких як алюміній, хром, кобальт, залізо, марганець, нікель, олово, цинк, бром, титан, а також розчини солей калію, кальцію, магнію. Здатність до катіонного обміну виявляють також деякі органічні речовини: азотовмісні сполуки (імідазолін, вінілпіроліден), полімери (катіонний триметилендіамін з великою молекулярною масою, розчин оксиду алкілену, полікатіонні лолімери), органічні кислоти (оцтова, лимонна, мурашина, винна та ін.). Також набухання глини запобігає закачування в пласт реагентів-гідрофобізаторів – ПАР (діаміндіолеат, дисольдіамін, катіонат та ін.), вуглеводнів (розчинів, отриманих при розчиненні у пентані важких фракцій переробки нафти, багатих смолами та асфальтенами, нафтопродуктами з ПАР), кремнійорганічних з'єднань [69].

Для диспергації глинистих частинок застосовують органічні та неорганічні солі лужних та лужноземельних металів, розчинні солі амонію перекисні сполуки, луи, здатні до катіонообмінних реакцій, а також застосовуються водорозчинні аліфатичні карбонільвміщуючі (формальдегід, ацетальдегід тощо), суміші диаксанових спиртів та ефірів, алкіларилсульфонат, карбоксиметилцелюлоза, ПАР з високими значеннями величин мінімуму граничної адсорбції [17, 18, 31].

Для розчинення глинистих частинок рекомендуються сильні кислотні реагенти, такі як фтористоводнева, кремнефтористоводнева, соляна кислота та

композиції на їх основі, суміш нітрлотриметилфосфонової та оксіетілендіфосфонової кислоти. Розчини на основі плавикової кислоти добре розчиняють глинистий цементуючий матеріал, при цьому соляна кислота запобігає утворенню гелю [12].

Розглянуті напрямки обробки глиновміщуючих колекторів з метою їх розглинизації мають свої переваги та недоліки, свою область застосування та ефективність, що залежить від різних факторів. При виборі методу обробки ПЗП слід, якомога повніше враховувати геолого-промислові особливості продуктивних колекторів, стан розробки, техніко-технологічні умови експлуатації свердловин, вплив на нафтопромислове обладнання, на навколишнє середовище та ін. [21].

З фізико-хімічного погляду технологія реагентної розглинизації свердловин заснована на іонному обміні між іонообмінним комплексом глини та іонами, що входять до складу реагентних розчинів. В результаті обмінної реакції глинисті утворення набухають і мимоволі диспергуються на тонкодисперсні агрегати. При створенні депресії на пласт глинисті частинки виносяться на поверхню, очищаючи цим поровий простір [24-27]. Розглянемо різні хімічні добавки до води, що впливають на глинисту складову колектора, залежно від їхньої ролі в описаних вище процесах.

Одними з таких добавок до води є ПАР. У роботі [10] показано, що зі зростанням концентрації ПАР всіх трьох типів величина набухання знижується не більше ніж на 35 % порівняно з набуханням у воді, проте говорити про повне придушення набухання глини дією ПАР необґрунтовано. Незважаючи на загальну тенденцію різних ПАР знижувати набухання глини, механізм їх взаємодії із нею різний. Неіоногенні та аніонактивні ПАР, конкуруючи з молекулами води, не дають їм можливості адсорбуватися та потрапляти в міжпакетний простір глини, однак, після прокачування 8 - 12 порових об'ємів прісної води набухання глини відновлюється. Механізм дії катіоноактивних ПАР на монтморилоніт відмінний. Адсорбція органічного катіону такого типу ПАР відбувається не тільки на зовнішній базальній поверхні, а й у міжпакетному просторі мінералу, що

наводить до модифікації поверхні монтморилоніту. Міцність зв'язку при катіоноактивній ПАР значно вищий, ніж при двох інших видах ПАР. Багаторазові промивання прісною водою дають лише часткову десорбцію катіонів [10].

У кислих та лужних середовищах можливі мінімуми та максимуми набухання глин залежно від властивостей та концентрації застосовуваних хімреагентів. При цьому єдиної закономірності впливу величини рН середовища набухання глин немає [39].

У роботі [47] проаналізовано механізм взаємодії кислот із глинистими мінералами. При дії кислотами (H_2SO_4 та HCl) відбувається глибока зміна структури та властивостей глини, що, перш за все, виражається в значному руйнуванні октаедричних шарів внаслідок розчинення окису магнію, дво- та тривалентного заліза і потім окису алюмінію. Руйнування цих прошарків веде до утворення аморфного кремнезему. Кислотний вплив не викликає суттєвих змін питомої поверхні мінералів з жорсткою кристалічною структурою: гідролуд, каолініту, однак, об'єм їх перехідних пор помітно збільшується [15].

Проведення кислотних обробок ПЗП свердловин у заглинизованих колекторах може призвести як до поліпшення, так і погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей пласта, тому до вибору кислоти та її оптимальної концентрації для обробки необхідно підходити комплексно, щоб виключити погіршення цих властивостей пласта. Наприклад, якщо глини в колекторі знаходяться в сухому або слабозволоженому стані, то при неоптимальних концентраціях кислоти відбудеться зростання обсягу частинок глини, що може викликати в результаті не збільшення, а зменшення коефіцієнта проникності колектора, а отже і зменшення продуктивності, і в цьому випадку ефект кислотної обробки буде негативним. В іншому випадку при наявності в колекторі сильно зволжених глин обробка кислотами сприяє зменшенню обсягу набряклих глин і, отже, підвищенню проникності пласта [30].

Досить простим у застосуванні та, тим не менш, ефективним способом фізико-хімічного впливу на нафтові пласти є лужне заводнення та його

модифікації у комплексі з іншими хімреагентами [28]. При цьому ефект досягається за рахунок зниження міжфазного натягу, змочуваності породи та емульгування нафти [15].

У роботі [28] дано огляд робіт, що вивчають результати впливу лугу в глиновмісних колекторах. У [54] розглянуті питання набухання глин у широкому діапазоні концентрацій лугу від 0,01 до 45 % та інтервалі температур від 20 до 60 °С, де показано, що при невеликому вмісті лугу (менше 0,5 - 1 %) кінцева величина коефіцієнта набухання в 1,1 - 1,3 рази вище, ніж у прісній воді. Зі зростанням концентрації лугу в розчині коефіцієнт набухання зменшується. Так, при концентрації лугу, що дорівнює 40 - 45 %, його величина в 1,5-3 рази менша, ніж для прісної води. При збільшенні температури досліду від 20 до 60 °С спостерігалось зменшення набухання глин приблизно 25-30 %. Проведені експерименти на кернах підтвердили, що існує деякий поріг концентрації луга в розчині (6 - 10 %), після якого проникність вища у порівнянні з прісною водою [55].

Характер взаємодії лугу та глини залежить від цілого ряду факторів: від типу глини, самого лужного реагенту, кількості глини в колекторі та концентрації лужного реагенту, температури, часу контакту та ін. [15].

При дії розчинами лугу з погіршеними з погляду набухання та диспергування глин виявилися наступними умовами: підвищений вміст монтморилонітових глин (вище 20 %), нормальна температура (20 - 23 °С), прокачування лугу з високоактивними обмінними іонами, низькі концентрації лужного розчину. У таких умовах проникність може досягати практично нуля, що призведе до зниження ефективності впливу [15].

Ще одним з тих, що вивчаються і знаходять широке застосування у вітчизняному та закордонному досвіді при впливі на заглинизовані об'єкти є речовини, що володіють сильними окисними властивостями, вивченню яких присвячена дана робота. За кордоном відомий ряд розробок іноземних дослідників із застосуванням хімічних реагентів, що характеризуються сильними окисними властивостями.

виробничих потреб, нагнітальних свердловин у системах підтримки пластового тиску [72].

Область застосування реагентів, що володіють сильними окислювальними властивостями, поширюється на породи теригенного та теригенно- карбонатного походження, представлені заглинизованими пісковиками, наприклад, девонські, киновські та пашийські відкладення та бобриківські, тутьські неоднорідні колектори. Також дані реагенти широко застосовуються і становлять високий інтерес щодо впливу на глинисті складові поліміктових колекторів, оскільки цей тип колекторів представлений складним складом скелета породи і особливо багатоконпонентним глинистим цементом, що містить практично всі основні типи глини і мають різноманітність типів цементації скелета породи [72].

1.5 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень

1. Розкриття пласта, освоєння, подальша експлуатація та ремонтні роботи свердловин призводять до зміни стану ПЗП, що характеризується коефіцієнтом продуктивності. Зниження коефіцієнта продуктивності свердловин пов'язано з неякісним розкриттям пласта при бурінні, порушенням термобаричної, фізико-хімічної рівноваги порід, що складають пласт і флюїдів, що його насичують, а також процесами, що відбуваються при експлуатації свердловин.

2. Проведений аналіз дає можливість виділити такі основні фактори, що призводять до зниження продуктивності нафтових свердловин і пластів:

- зволоження фільтратом глинистих частинок породи, які в результаті цього стають більш рухливими та закупорюють пори;
- гідратація глинистих компонентів та їх набухання при контакті з фільтратом бурового розчину;
- утворення у привибійній зоні свердловин стійких водонафтових емульсій з високими реологічними та структурними характеристиками та закупорюванням фільтраційних каналів дисперсною фазою емульсій;

- збільшення водонасиченості порового простору та зменшення фазової проникності для нафти і газу в результаті прояву молекулярно-поверхневих та капілярних явищ при закачуванні в пласт рідин глушіння та інших розчинів на водній основі;
- охолодження привибійної зони та випадання твердої фази парафінів.

3. Одним з найбільш значущих факторів, які роблять свій внесок у погіршення продуктивності свердловини, є присутність глинистих частинок у поровому просторі гірської породи в області ПЗП. Виділяють такі напрямки дії на глинисту складову пласта:

- стабілізація глинистої фракції колекторів;
- диспергування глинистих частинок та винесення їх із ПЗП;
- розчинення глинистих включень та цементуючого матеріалу продуктивних колекторів.

4. За результатами дослідження вітчизняного та зарубіжного досвіду застосування методів реагентної розглинизації, видно, що багато авторів вважають дуже перспективним завданням розглядати умови застосування реагентів, які мають сильні окисні властивості.

Тому **мета роботи** – підвищення продуктивності свердловин у заглинзованих теригенних пластах із застосуванням комплексної технології на основі реагентів, що мають сильні окисні властивості.

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

1. Визначення геолого-фізичних та технологічних умов застосування методів інтенсифікації видобутку нафти під час здійснення впливу на ПЗП з метою розглинизації. Виявлення ефективних композицій реагентів щодо розглинизації порід ПЗП.

2. Розробка методики проведення експериментів щодо оцінки впливу композицій хімреагентів на фільтраційно-ємнісні характеристики (ФЄХ) природних зразків гірських порід.

3. Дослідження впливу вибраних композицій хімреагентів на ФЄХ природних зразків гірських порід та визначення оптимальних умов проведення заходів щодо реагентної розглинизації порід ПЗП.

4. Розробка методичних підходів виявлення свердловин-кандидатів для проведення реагентної розглинизації порід ПЗП.

РОЗДІЛ 2. ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОМПОЗИЦІЙ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ ДЛЯ РОЗГЛИНИЗАЦІЇ ПЛАСТА

2.1 Фізико-хімічні властивості реагентів, що мають сильні окисні властивості

Одним із завдань дослідження був пошук найефективніших композицій хімічних реагентів за впливом на глинисті мінерали ПЗП для вирішення актуального на сьогоднішній день завдання з розглинизації пласта, з метою збільшення продуктивності свердловин.

Композиції хімічних реагентів повинні відповідати таким вимогам: екологічність, доступність, ефективність і порівняно невисока вартість [13].

Під час дослідження нами було виділено реагенти, які мають сильні окисні властивості, які багатьма вітчизняними та зарубіжними авторами відзначені як найбільш перспективні при проведенні реагентної розглинизації пласта.

Що стосується промислового використання виділено пероксидовмісні з'єднання, виходячи з доступності, щодо низької вартості технічного реагенту та характеру взаємодії у розчинах із складовими породи-колектора та пластовими рідинами. Розглянемо основні фізико-хімічні властивості виділених у результаті проведеного аналізу, розчинних у воді хімічних реагентів, що надають сильну окисну дію.

Пероксид водню (перекис водню), H_2O_2 – найпростіший представник пероксидів. Безбарвна рідина з «металевим» присмаком, необмежено розчинна у воді, спирті та ефірі. Пероксид водню є гарним розчинником. З води виділяється у вигляді нестійкого кристалогідрату $H_2O_2 \cdot 2H_2O$. Перекис водню (пергідроль), що є у продажу, – прозора рідина, що містить 27-31 % H_2O_2 , з густиною 1,112 т/м³, при густині чистого перекису водню 1,4 т/м³ [16].

Розчини перекису водню при взаємодії з кременистими сполуками вилучають із них іони лужних металів, що сприяє розкладанню даних з'єднань. У зв'язку з цим можна вважати перспективним застосування перекису водню та її похідних при впливі на теригенні породи як поліміктового, так і мономіктового складу, що містять у своєму складі кременисті та глинисті цементуючі речовини [21].

З усіх відомих окислювачів перекис водню є найсильнішою, а це означає, що здатність її надавати окисно-руйнівну дію досить велика. Якщо застосовувати перекис водню у поєднанні з кислотами галогеноводневого ряду, вони викликають прискорене розкладання перекису водню з інтенсивним виділенням активного кисню, який, у свою чергу, дуже впливає на складові скелета та цементу теригенних порід, викликаючи активне розкладання складної структури цементу, особливо глинистого, менш складні та більше дисперсні [21].

Застосування перекису водню в чистому вигляді пов'язане зі складністю, оскільки існує висока небезпека при транспортуванні, вибухонебезпечність у зв'язку з найсильнішою окисною здатністю, висока корозійна активність. Тому можливе застосування водних розчинів перекису водню низької концентрації, або застосування кристалогідроперекисів – групи хімічних сполук сольватованих перекисом водню за допомогою водневого зв'язку. До таких сполук, що широко застосовуються і з налагодженим масовим виробництвом, можна віднести кристалогідроперекис карбонату натрію (перкарбонат натрію, пероксокарбонат натрію), кристалогідроперекис борату натрію (перборат натрію) та кристалогідроперекис карбаміду (перкарбамід) [21].

Перкарбонат натрію ($\text{Na}_2\text{C}_2\text{O}_6$) – сіль невідомих у вільному стані кислот – пероксодікарбонної (надкутної) та пероксомонокарбонної (мононадугової).

Існує два види пероксокарбонатів: солі пероксокарбонних кислот (так звані справжні перкарбонати), до яких відносяться Na_2CO_4 , NaHCO_4 , $\text{Na}_2\text{C}_2\text{O}_6$ та сольватовані солі типу $\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 1,5\text{H}_2\text{O} \cdot \text{H}_2\text{O}$, утворені в результаті приєднання пероксиду водню до карбонату натрію за допомогою водневого зв'язку. Сольватовані перексидом водню карбонати одержують дією H_2O_2 на розчини

карбонатів, при цьому утворюється сполука, що містить 14 % (мас.) активного кисню. Справжні перкарбонати добре розчиняються у воді і легко гідролізуються з виділенням перекису водню, а сольватовані перкарбонати при розчиненні у воді дисоціюють на іони з виділенням пероксиду водню [20].

Тверді пергідрати карбонату натрію мають знижену стійкість, внаслідок присутності в них гідрату перекису натрію, карбонату, бікарбонату та хлориду натрію. Стосовно води вони більш стійкі, ніж справжні перкарбонати. За температури 20 °C втрата активного кисню становить 4 % на місяць від початкової кількості. Але при додаванні до нього таких стабілізаторів, як силікат магнію, рідкого скла, стійкість продукту значно підвищується, і втрати становлять уже 6 - 7 % активного кисню на рік.

На розкладання перкарбонату натрію вода та іони перехідних металів, насамперед заліза, надають каталітичний вплив. Стабільність збільшується у присутності комплексоутворювачів, що зв'язують іони металів в малоактивні сполуки і солей кремнієвої кислоти, наприклад, стабілізація можлива сульфатом магнію у поєднанні з трилоном Б, який є комплексоутворювачем [20].

Промисловий перкарбонат натрію ($\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 1,5\text{H}_2\text{O} \cdot \text{H}_2\text{O}$) – кристалічний порошок білого кольору, з молекулярною масою 157,01, із густиною 2,24 т/м³, у якому активного кисню 14 % (мас.) [20].

Ще одним кристалогідроперекисним з'єднанням, носієм сольватованого перекису водню є перборат натрію. Перборат натрію ($\text{NaBO}_3 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ або $\text{NaBO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$) – кристалічний порошок білого кольору, з молекулярною масою 153, з насипною густиною близько 0,7 т/м³, в якому активного кисню $10,4 \pm 0,3$ % (мас.) [20].

Розчинність перборату натрію у воді мала, 1,17 г на 100 мл при звичайній температурі. При збільшенні вмісту в продукті луга та метаборату, а також при додаванні сульфатів магнію або амонію, розчинність збільшується. Внаслідок гідролізу розчин має слаболужну реакцію та дає всі реакції на перекис водню. Якщо розчин нагріти, то за 50 - 60 °C починається повільне виділення кисню, що стає бурхливим ближче до 100 °C [20].

При взаємодії перборату натрію із розведеними кислотами виділяється перекис водню, а концентровані кислоти розкладають його з інтенсивним виділенням кисню та озону. При цьому стійкість у сухому стані виняткова, втрати протягом одного року у відкритих посудинах лише 0,1 % активного кисню, а протягом двох років лише 0,22 %.

Реакційну здатність реагенту визначають чотири фактори: концентрація перборату, рН, температура розчину, час взаємодії. Підвищення температури та концентрації до певного значення прискорюють процес реакції: максимальний ефект при 90 °С та рН у межах 9,0 - 9,5. При низьких температурах можливе застосування активуючих добавок, які підвищують реакційну здатність пероксидних сполук за рахунок утворення з ними у водних розчинах більш активних проміжних сполук. За кордоном широко поширені як активатори тетраацетилетилендіамін та пентаацетатглюкоза. Для стабілізації розчину перборату натрію найбільш часто застосовують комплексоутворювач трилон Б, який є сіллю етилендіамінтетраоцтової кислоти [20].

Застосування окислювачів для обробки свердловини надає комплексний вплив на складові гірської породи, кольматанти та пластові флюїди, а саме [20]:

- сприяє диспергації глини та втрати здатності до набухання;
- взаємодія з нафтою, внаслідок часткового окислення компонентів нафти, що призводить до утворення ПАР;
- частково перетворює АСПВ в газоподібні та рідкі продукти;
- розкладає окисленням полімерні включення, що кольматують поровий простір;
- має бактерицидну дію.

2.2 Експериментальна оцінка ефективності дії композиціями хімічних реагентів на природні зразки теригенних гірських порід

2.2.1 Вибір композицій хімічних реагентів

Хімічні реагенти, що мають сильні окисні властивості, можуть бути використані для впливу на складові гірської породи та речовини, що містяться у поровому просторі, з метою покращення фільтраційних властивостей гірської породи. З цією метою серед окислювачів нами були виділені пероксидовмісні сполуки.

У цій роботі під час проведення лабораторних експериментів як основна речовина, що впливає на глинисті складові гірських порід, з метою їх розглинизації та покращення фільтраційних властивостей, ми використовували пероксокарбонат натрію. Як активатор і розчинник використовували соляну та плавикову кислоти. З метою зниження сил поверхневого натягу, тим самим надання позитивного впливу на процеси взаємодії зі складовими породи-колектора використовували ПАР типу АФ₉¹². Як добавка до кислотного складу для запобігання випадання солей заліза та інгібітора корозії прийняли оцтову кислоту.

Нас цікавить досягнення більш повного проникнення у поровий простір нашого основного реагенту – пероксокарбонату натрію. Цього можна досягти додаванням ПАР в розчин реагенту. Крім цього при взаємодії нафти з окислювачем утворюються ПАР на основі окислених компонентів нафти [10].

При дії на глинисті компоненти цементу гірської породи, глинисті кристали практично повністю втрачають здатність до набухання, що пояснюється утворенням стійких сольватних оболонок протидіючих проникненню води у міжпакетний простір кристалів [56].

Крім втрати здатності до набухання глинистих частинок, необхідно домогтися виносу, або розчинення дисперсних агрегатів. При освоєнні свердловин ефект може бути не досягнутий, оскільки розміри і кількість

дисперсних частинок, геометричні параметри порового простору не завжди сприяють безперешкодному видаленню їх із ПЗП. Тому у процесі дренування можуть виникати суто механічні пробки, що запечатають поровий канал. Для зниження даних негативних ефектів необхідно здійснити вплив на дисперсні частки, а також складові гірської породи, кислотами, що надають розчинний вплив. В цій роботі можливе застосування як соляної кислоти, так і глинокислоти, що більш переважно, зважаючи на чітку спрямованість на розчинення дрібних диспергованих частинок і часткове розчинення більших, що дозволить їм ефектніше вписатися в геометрію пласта при виносі зі свердловини [67-75].

Також позитивним ефектом при дії після окислювача кислотою слід зазначити якісну взаємодію у розчині між реагентами. В результаті у поровому просторі відбувається різка зміна із вкрай лужного середовища на кисле, що значно впливає на властивості глинистих агрегатів і супроводжується яскравим виділенням теплової енергії, яка призводить до розплавлення АСПВ у поровому просторі [67-75].

При взаємодії активних окислювальних елементів, що виділилися під час протікання реакції при розкладанні окислювача з кислотою відбувається взаємне посилення реакційної дії [121].

Окислювачі впливають не лише на глинисту складову гірських порід, а також активно розкладають вуглисті включення гірської породи, тим самим паралельно впливаючи на видалення іншого компонента та розширюючи поровий простір. При дії з вуглистими включеннями окислювачі розкладають їх до діоксиду вуглецю, що виділяється у вигляді газу [57].

2.2.2. Дослідження фізико-хімічних властивостей композицій реагентів

Фізико-хімічні властивості реагентів, що закачуються в ПЗП, є важливою характеристикою, які необхідно враховувати під час проектування дії. Зокрема,

в'язкість впливає на фільтраційні опори, що виникають при закачуванні розчину в ПЗП, що позначається на необхідному тиску закачування, а також на ефективність обробки, внаслідок дії на охоплення пласта впливом. При обробці низькопроникних колекторів необхідно підбирати реагенти та їх концентрації з порівняно невисокою в'язкістю, а для високопроникних пластів цей показник може відігравати незначну роль [67-75].

У ході проведеного експерименту визначалися динамічні та кінематичні в'язкості розчинів пероксокарбонату натрію різних концентрацій за різних значень температури. Також було визначено коефіцієнти поверхневого натягу на межі розділу нафта-розчин пероксокарбонату натрію концентрації 10 % при додаванні ПАР типу АФ₉¹² у межах 0,05 - 5 %, з метою визначення оптимальної концентрації ПАР.

Для вимірювання в'язкості розчинів реагентів використовувався метод капілярної віскозиметрії із застосуванням капілярного віскозиметра ВПЗ-2.

Відносна похибка вимірювань при використанні капілярного віскозиметра становить 0,1 - 2,5 %.

Визначали в'язкість розчинів пероксокарбонату натрію з концентраціями в межах 8 - 14 % (мас.) з додаванням 0,5 % ПАР типу АФ₉¹² при температурах 20 - 80 °С. Розчинення реагенту проводилося за температури 40 - 50 °С. Для підтримки постійної температури розчину під час проведення вимірювань використовувався термошафа.

В результаті проведених робіт було визначено залежність в'язкості розчинів реагентів від концентрації за різних температур. Результати вимірювань наведено у таблиці 2.1; отримані динамічної залежності в'язкості показані рисунку 2.1.

Таблиця 2.1. Результати визначення в'язкості розчину пероксикарбонату натрію

Температура, Т, °С	Концентрація реагенту, С, %	Кінематична в'язкість розчину, $\nu, \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Густина розчину, $\rho, \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$	Динамічна в'язкість розчину, $\mu, \text{ мПа} \cdot \text{с}$
20	8	2,64	1,22	3,23
	10	4,23	1,90	8,05
	12	4,98	2,00	9,97
	14	7,24	2,04	14,76
40	8	2,13	1,22	2,60
	10	2,5	1,90	4,76
	12	3,37	2,00	6,75
	14	4,39	2,04	8,95
60	8	1,7	1,22	2,08
	10	1,96	1,90	3,73
	12	2,13	2,00	4,27
	14	3,21	2,04	6,55
80	8	1,34	1,22	1,64
	10	1,69	1,90	3,21
	12	1,71	2,00	3,43
	14	2,34	2,04	4,77

На підставі експериментальних даних визначено рівняння (2.1) – (2.4) залежності динамічної в'язкості μ розчину пероксикарбонату натрію концентрації 8 - 14 % з ПАР (0,5 %, мас.) від температури Т. Рівняння застосовні у інтервалі температур від 20 до 80 °С.

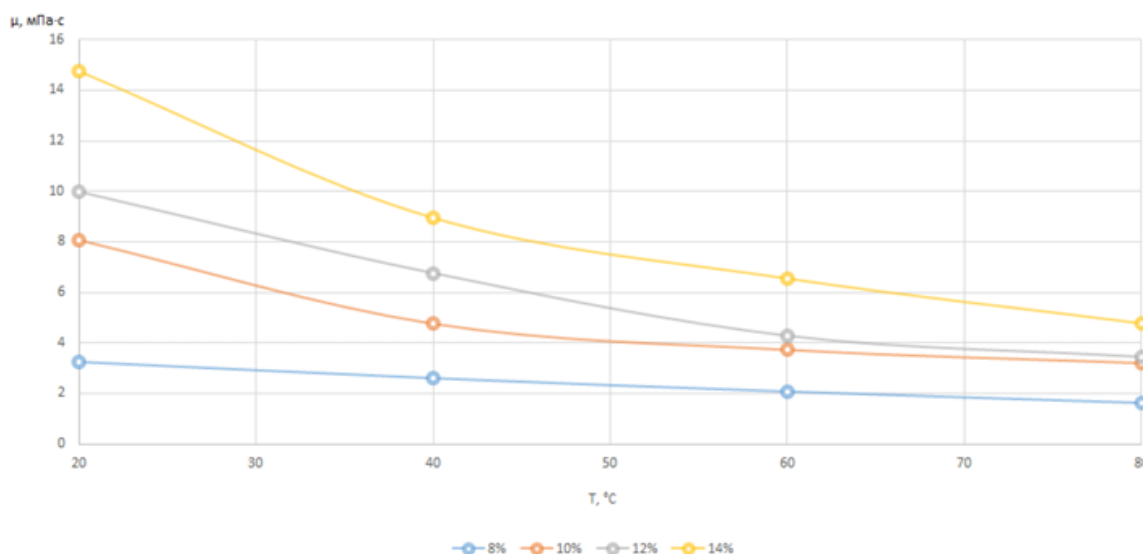


Рис. 2.1. Залежність динамічної в'язкості розчину пероксокарбонату натрію різних концентрацій від температури

$$\mu_{8\%} = 0,0001T^2 - 0,0379T + 3,9374, R^2 = 0,986; \quad (2.1)$$

$$\mu_{10\%} = -0,0004T^3 + 0,0072T^2 - 0,4947T + 15,35, R^2 = 0,971; \quad (2.2)$$

$$\mu_{12\%} = 0,0002T^3 - 0,0013T^2 - 0,1342T + 13,039, R^2 = 0,989; \quad (2.3)$$

$$\mu_{14\%} = -0,0004T^3 + 0,01112T^2 - 0,8002T + 26,754, R^2 = 0,992 \quad (2.4)$$

Вимірювання сили поверхневого натягу проводилося сталагмометричним методом. Якщо використовувати відносний метод визначення поверхневого натягу водних розчинів ПАР з використанням як стандартної рідини води, його розрахунок можна проводити за формулою:

$$\sigma = \sigma_0 \frac{V\rho}{V_0\rho_0} \quad (2.5)$$

де σ , σ_0 – коефіцієнт поверхневого натягу на межі нафта-розчин пероксокарбонату натрію та нафту-вода, відповідно, Н/м;

V , V_0 – середні об'єми краплі для двох вимірів відповідно м³;

ρ , ρ_0 – густини розчину пероксокарбонату натрію та води, відповідно, кг/м³.

До недоліків сталагмометричного методу можна віднести можливість випаровування рідини з поверхні крапель при їх тривалому утворенні та необхідність запровадження поправочних коефіцієнтів для точного визначення поверхневого натягу. При обліку всіх поправок похибка сталагмометричного методу вбирається у 1%. Метод використовується для вимірювання напівстатичного поверхневого натягу при тривалості утворення краплі 2 – 10 с [69].

Графік залежності коефіцієнта поверхневого натягу на границі розділу нафти-розчин пероксикарбонату натрію концентрації 10 % залежно від вмісту у розчині ПАР представлений рисунку 2.2. Оптимальною можна вважати концентрацію ПАР у розчині в межах 0,5 – 3 %.

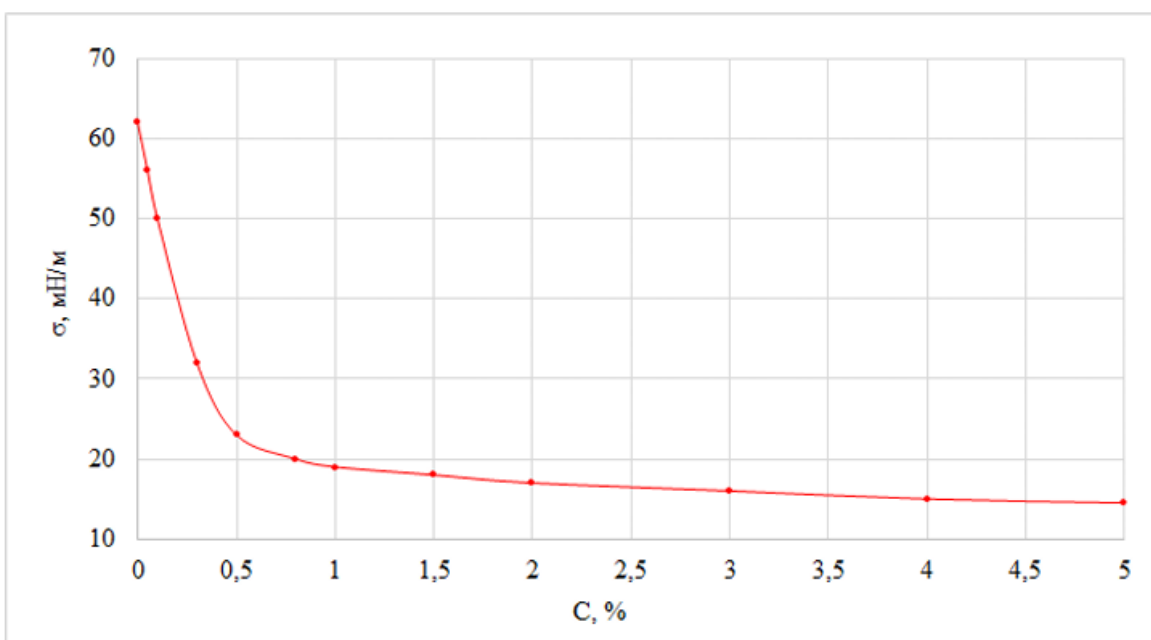


Рис. 2.2. Залежність коефіцієнта поверхневого натягу межі нафти-розчин пероксикарбонату натрію від концентрації ПАР

Результати проведеного дослідження можуть бути використані у розрахунках при проектуванні впливу розчином пероксикарбонату натрію на заглинизовані колектори при реагентній розглинизації.

2.2.3 Методика проведення експериментальних досліджень

Методика проведення фільтраційного експерименту щодо впливу на природні зразки гірських порід композиціями на основі пероксокарбонату натрію на представленій нижче лабораторній установці така (рисунок 2.3).

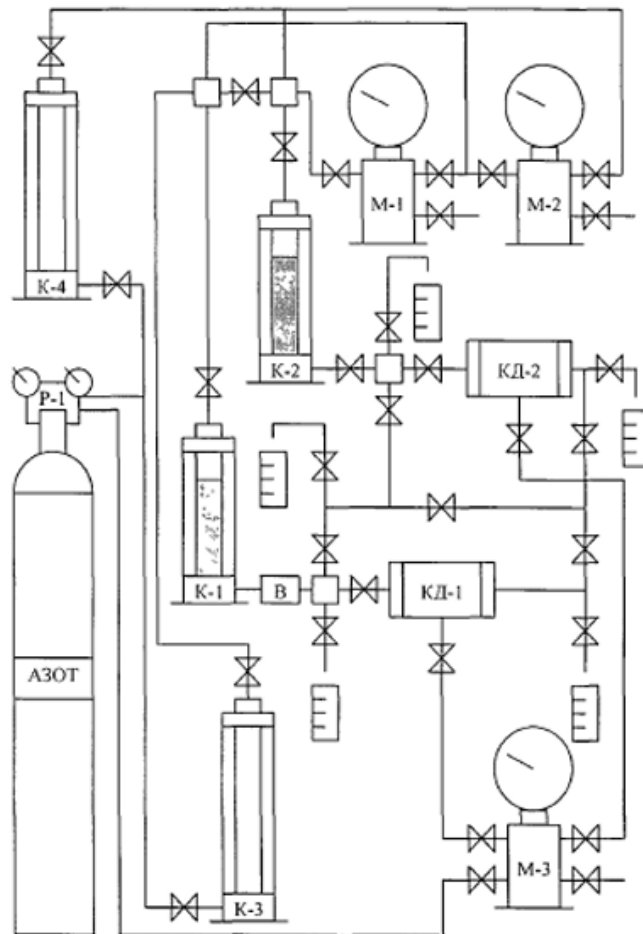


Рис. 2.3. Принципова схема лабораторної установки для проведення експерименту з фільтрації

Зразок гірської породи під вакуумом насичується газом і міститься у керноутримувач КД-1, який згідно зі схемою підключається до системи нагнітання робочого агента. Також газом наповнюється колонка К-1.

Нагнітання газу на колонки створюється надлишковий тиск в системі. Воно регулюється вентилями та встановлюється в межах 0,05 – 0,1 МПа.

При режимі фільтрації газу через зразок заміряється час закінчення певного його об'єму, що береться кратним поровому об'єму зразка. Розраховується витрата газу при встановленому значення перепаду тиску [70].

На наступному етапі через зразок прокачується водний розчин пероксокарбонату натрію заданої концентрації з добавкою 0,5 % ПАР в об'ємі кратному поровому об'єму, і дорівнює 5 - 6 порових об'ємів зразка. При цьому аналогічно створюється надлишок тиску в системі 0,05 - 0,1 МПа, залежно від моделюваних у своїй умов. Далі колонка К-1 відключається, та система ставиться на реагування, певний час.

Після часу реагування окислювача з породою, під нагнітання підключається колонка К-2 для прокачування кислотного розчину через зразок породи. Після закінчення прокачування кислоти обсягом 5-6 порових об'ємів зразка система ставиться на реагування, певний час.

Після закінчення реагування кислотного складу здійснюється повторна прокачування кислотного розчину, далі розчину окислювача зниженої концентрації у зворотному напрямку, без витримки на реагування, з метою моделювання процесу освоєння свердловини після проведення обробки ПЗП.

Далі зразок вилучається з керноутримувача, піддається екстрагуванню, сушінню. На кінцевому етапі проводиться повторна установка зразка в систему, прокачування через нього газу до стабілізації його витрати. Також заміряється час закінчення певного об'єму газу, при встановленому значення перепаду тиску.

У процесі проведення експерименту кожному етапі фіксується значення тиску закачування та витрата реагентів. Далі результати експерименту обробляються, визначається відносна зміна коефіцієнта абсолютної проникності зразка по газу.

Після гідродинамічного моделювання реальних умов обробки ПЗП та проведення відповідних розрахунків на підготовлені зразки гірничих порід, були отримані наступні параметри проведення дослідів (для моделі середини зони проникнення реагентів):

- радіус модельованої зони – 1,3 м;
- максимальний безрозмірний об'єм прокачування – 4;
- градієнт тиску у зразку – 0,17 МПа/м;
- швидкість фільтрації – $(3,1 - 3,5) \cdot 10^{-5}$ м/с;
- робочий тиск (надлишковий) – 0,05 - 0,1 МПа;
- тиск обтиску зразка породи – 4 МПа.

2.2.4 Результати проведення експерименту з фільтрації на природних зразках теригенних гірських порід

Підібрані в ході лабораторного експерименту хімічні композиції реагентів були випробувані на природних зразках гірських порід. Результати проведених фільтраційних експериментів представлені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Характеристика досліджуваного кернавого матеріалу та результати експериментів із фільтрації

Лабораторний номер зразка	Відкрита пористість, %	Проникність, мкм ²	Ефект від впливу, $K_{\text{прон. після}} / K_{\text{прон. до}}$
1	17,6	0,006	2,17
2	18,1	0,090	1,75
3	18,2	0,082	1,39
4	17,6	0,006	2,31
5	16,7	0,390	1,27
6	16,9	0,091	1,46
7	17,2	0,015	1,48
8	17,8	0,173	1,44

Як було сказано вище, оцінка ефективності обробки проводиться за відносної зміни коефіцієнта абсолютної проникності по гасу. За даним параметром можна оцінити у скільки разів у результаті впливу зростає абсолютна проникність зразка гірської породи.

При прокачуванні через зразки гасу в обсязі 8-9 порових об'ємів зразка спостерігається вихід на стаціонарний режим фільтрації. Досягнутий при цьому рівень абсолютної проникності враховувався для розрахунків як його значення до проведення обробки $k_{\text{прон.до}}$.

Під час проведення експерименту впливу на всі зразки показало позитивні результати. При прокачуванні через зразки гасу об'ємом 7-9 порових об'ємів зразка спостерігається вихід стаціонарний режим фільтрації. Досягнутий при цьому рівень абсолютної проникності враховувався для розрахунків як його значення після проведення обробки $k_{\text{прон.після}}$.

При спостереженні за процесом фільтрації було помічено, що практично у всіх випадках спостерігалось винесення твердих частинок із зразків породи. Можна припустити, що відкривалися нові канали, оскільки спостереження їх виносу короткочасне, відбувалося помітне зниження часу прокачування, і збільшувалася швидкість прокачування. Також спостерігався винос світлих пластівців є продуктами реакції глини із розчинами реагентів та проміжними речовинами у ланцюжку розчинення глинистої компоненти. Дані речовини розчиняються в кислоті.

У процесі проведення експерименту з фільтрації при зміні розчину окислювача після реагування на кислотний склад спостерігається різке зниження коефіцієнта фазової проникності. Це пояснюється додатковими опорами, що надають продукти реакції. При подальшому виносі продуктів реакції коефіцієнт фазової проникності починає зростати.

Додаванням ПАР в розглиниуючу композицію можна досягти зниження капілярного замикання крапель внаслідок підвищення в'язкості розчину, що прореагував. Також додавання ПАР призводить до зменшення негативного впливу плівок нафти на глинистому цементі породи в низькопроникних порах. У ході даних експериментів концентрація ПАР у розчині окислювача була постійною, що дорівнює 0,5 % (мас).

Концентрація ПАР береться вище середнього. Час витримування пропонується мінімізувати до 2 - 4 год. Для середньопроникних заглинизованих

порід концентрація ПАР рекомендується середня, а час витримки 3 - 6 год. Для високопроникних заглинзованих порід час витримки не повинен перевищувати 8 год. Час реагування окисного складу становив 5 - 8 год, а час реагування кислотного розчину 4 год.

За результатами видно, що розглянуті композиції надають позитивний вплив на природні зразки гірських порід, їх можна рекомендувати для застосування при проведенні обробок із розглинизації ПЗП свердловин.

2.3 Висновки до розділу 2

1. Нині до композицій хімічних реагентів висуваються високі вимоги, такі як: екологічна нешкідливість, доступність, ефективність і при цьому порівняно невисока вартість. Під час дослідження нами були виділені реагенти, що володіють сильними окисними властивостями, які багатьма вітчизняними та зарубіжними авторами відзначені як найперспективнішими при проведенні реагентної розглинизації пласта. Що стосується промислового використання виділені пероксидних з'єднань, виходячи з доступності, щодо низької вартості технічного реагенту та характеру взаємодії у розчинах із складовими породи-колектора та пластовими рідинами.

2. Проведено експерименти з визначення динамічних та кінематичних в'язкості розчинів пероксикарбонату натрію різних концентрацій (8-14 %, мас.) при різних значеннях температури (20-80 °С), виведені рівняння залежності динамічної в'язкості розчину від температури. Також визначено залежність коефіцієнта поверхневого натягу на границі поділу нафта-розчин пероксикарбонату натрію концентрації 10 % від концентрації ПАР. Визначено оптимальну концентрацію ПАР у розчині – 0,5-3 %.

3. Підібрані в ході лабораторного експерименту хімічні композиції реагентів були випробувані на природних зразках гірських порід. Ефект від дії, виражений у відносному збільшенні коефіцієнта абсолютної проникності по гасу

становив 1,27-2,31. Оптимальні концентрації (мас.) при проведення обробок складають для пероксикарбонату натрію – 10 %, для кислоти – 12 %.

4. За результатами на природні зразки гірських порід розчином пероксикарбонату натрію при різних значеннях температури можна сказати, що його збільшення позитивно впливає ефективність обробки. При плануванні обробок ПЗП свердловин необхідно врахувати пластову температуру, при її значенні вище 40 °С рекомендується збільшення концентрації пероксикарбонату натрію в розчині в межах 12-14 % для підвищення ефекту від дії.

5. Комплексна обробка розчином пероксикарбонату натрію та кислотним складом зразків теригенних порід-колекторів, з метою їх розглинизації, за наслідками експериментів дає позитивний ефект. Цю технологію можна рекомендувати для проведення обробок ПЗП заглинених низькопроникних колекторів з метою збільшення продуктивності свердловин.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОМИСЛОВИХ РОБІТ ПІД ЧАС ПРОВЕДЕННЯ РЕАГЕНТНОЇ РОЗГЛИНИЗАЦІЇ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

3.1 Методика вибору свердловин для реагентної розглинизації

Розглянута технологія спрямована впливати на глинисту складову теригенної, або теригенно-карбонатної породи-колектора, а саме, сприяння диспергації глин та втраті їх здатності до набухання. У зв'язку з цим одним із найважливіших та основних критеріїв при виборі свердловин є частка глинистого матеріалу, що міститься у гірській породі ПЗП, отримана з матеріалів інтерпретації геофізичних досліджень.

Глинистість міжзернового теригенного колектора характеризується часткою мінерального скелета породи, що представлена глинистими мінералами і за гранулометричним складом відноситься до фракції з розмірами зерен $d_z < 0,01$ мм. Кількісно глинистість характеризується масовим вмістом ($C_{\text{гл}}$) глинистих мінералів у твердій фазі породи, званої масовою чи ваговою глинистістю, виражена у відсотках чи д. од.

Для характеристики об'ємного вмісту глинистого матеріалу у породі використовують коефіцієнт об'ємної глинистості $K_{\text{гл}}$.

При виборі свердловин-кандидатів для обробки ПЗП оцінюється характеристика масової та об'ємної глинистості пласта. Масова глинистість, визначається за гамма-методом і змінюється від 0,1 до 20 %, а при 20 % масовій глинистості порода стає практично непроникною. Для більшої стандартизації аналізованих об'єктів масова глинистість перераховується у відносну. При цьому вважається, що за відносної глинистості 0,5 пласт стає неколектором.

На початковому етапі вибору свердловин-кандидатів пропонується збудувати карту вагової глинистості для об'єкта розробки, що розглядається. Дана технологія реагентної розглинизації показала ефективність при значеннях

масової глинистості в інтервалі 3 - 10 %. За картами вагової глинистості намічаються свердловини-кандидати, що потрапляє в «ефективний інтервал», проведення обробок [69].

На рисунку 3.1 представлена карта масової глинистості (%) для об'єкта Яблунівського нафтогазовонденсатного родовища, взятого з промислового атласу. По наведеній шкалі можемо проаналізувати та вибрати ті свердловини, які можна запропонувати для проведення реагентної розглинизації та проводити по ним додатковий аналіз за іншими критеріями, «ефективний інтервал » на карті показано зеленим світлом. Усі свердловини, що потрапляють у зелену зону на карті можна розглядати для подальшого аналізу з метою проведення реагентної розглинизації.

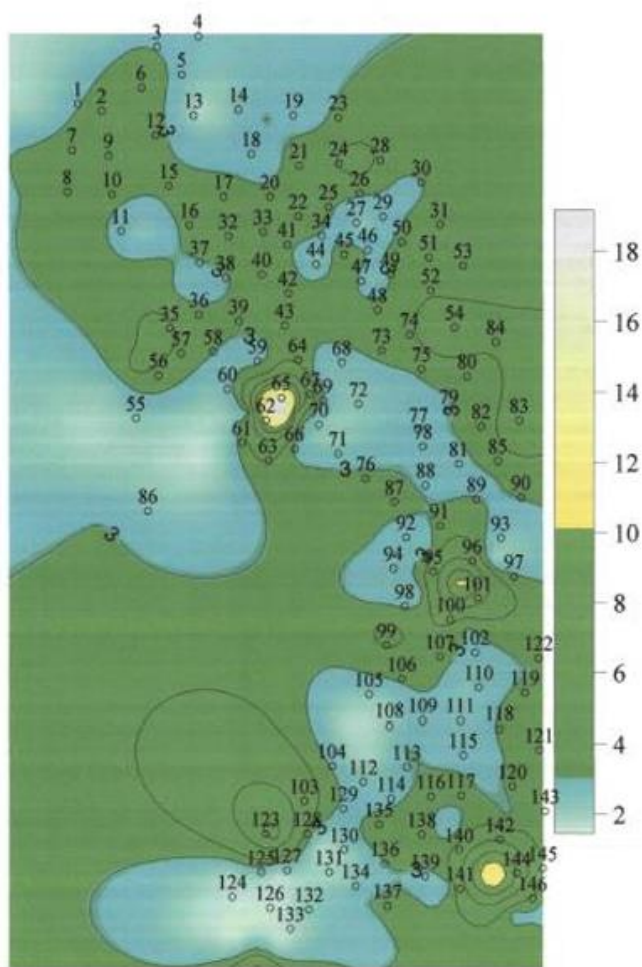


Рис. 3.1. Карта масової глинистості (%)

Для розглянутої технології можна виділити такі основні критерії для вибору свердловин [49]:

- об'єкт, на якому планується проведення даного технологічного впливу, повинен бути представлений переважно теригенними, або теригенно-карбонатними неоднорідними заглинيزованими колекторами;
- розглядається фонд свердловин $cf_v < 40 \%$, $Q_n \sim 4 - 6$ т/добу;
- за попередньо вибраними свердловинами проводиться аналіз динаміки видобутку нафти та рідини за попередній період експлуатації з метою виявлення та оцінки характеру обводнення продукції, для подальшого виключення свердловин, що обводнюються за рахунок чужих вод через їх технічну несправність, з вибором свердловин з рівномірним зростанням обводненості продукції;
- у продуктивній товщі вибираються свердловини, що повинні мати витриманий глинистий розділ між нафтоносними та підстилаючими водоносними пластами понад 1,5 метри, з метою виключення прориву пластових вод;
- вибираються свердловини з мінімальною ймовірністю можливих заколонних перетоків;
- за промисловими даними оцінюється орієнтовна величина залишкових запасів у районі свердловини, де планується проведення робіт, з вибором свердловин, у районі яких орієнтовна величина залишкових запасів становить 40-50 % від початкових видобутих.

3.2 Технологія виконання робіт, машини та обладнання, що застосовуються при проведенні реагентної розглинизації

Вибір складу та способу впливу здійснюють на основі вивчення причин зниження продуктивності свердловин, з урахуванням фізико-хімічних властивостей порід пласта-колектора і флюїдів, що його насичують, а також спеціальних гідродинамічних та геофізичних досліджень з оцінки фільтраційних

показників ПЗП. При цьому потрібний детальний підбір композиції для кожної ділянки родовища, що потребує ретельного вивчення мінералогічних властивостей порід-колекторів, роботи з обробки ПЗП в даний час час вимагають конкретного (ювелірного) підходу [49].

До та після проведення розглинизації рекомендується досліджувати свердловини методами відборів, що встановилися або не встановилися.

Перед проведенням реагентної розглинизації обов'язкове проведення підготовчих робіт, які включають забезпечення необхідним обладнанням та інструментом, а також підготовку стовбура свердловини, вибою та фільтру до обробки. Де необхідно, виконують підйом підземного обладнання, яке ускладнює проведення обробки ПЗП, наприклад, глибинний насос і спускають колону НКТ з необхідним обладнанням [67].

У технології реагентної розглинизації свердловин використовується обладнання та машини, що застосовуються під час проведення підземних ремонтних робіт на свердловин. У мірників цементних агрегатів (ЦА-320М, 2АН-500) готуються композиційні розчини з порошкоподібних реагентів, які потім по бурильним або насосно-компресорним трубам закачуються в інтервал перфорації. Як водну фазу використовується прісна вода. У холодну пору року для підігріву води, що використовується для приготування розчинів, застосовується пересувна парова установка (ППУ) [67].

До комплексу підготовчих робіт може входити соляно-кислотна ванна в разі потреби очищення поверхні відкритого вибою та стінок свердловин від цементної та глинистої кірки, продуктів корозії, кальцієвих відкладень пластових вод на поверхні НКТ, очищення вибою та інтервалу розкриття після ремонтних робіт та звільнення прихопленого обладнання. При забрудненні ПЗП асфальтосмолопарафіновими відкладеннями (АСПВ) необхідна обробка розчинником.

Об'єм реагентного розчину планують для кожної свердловини окремо, залежно від її геолого-технічної характеристики, з урахуванням товщини пласта, пористості, необхідної глибини проникнення відповідно по геофізичними

даними. Питома кількість реагенту на метр товщини пласта ($V_{\text{пит.}}$, м³/м) зазвичай приймається 0,25-1,5 м³/м [67].

Об'єм закачування реагенту (V , м³) ПЗП визначають за формулою:

$$V = V_{\text{пит}} \cdot h \quad (3.1)$$

де h – ефективна товщина, м.

Освоєння свердловин з метою видалення продуктів реакції, диспергованих глинистих частинок та залишків реагентів, а також з метою виклику припливу нафти здійснюється за допомогою установок для свабування. Коефіцієнт корисної дії методу свабування вкрай низький. За один спуск сваб витягує 800-1000 л рідини. Час на монтажу обладнання, спуск поршня, вилучення заданого об'єму продуктів реакції значно перевищує час реакції складу в пласті, при цьому ймовірність випадання осаду зі складу досить велика. Основні проблеми, через які відбувається зниження ефективності обробок ПЗП, пов'язані з недостатньо ефективним видаленням продуктів реакції у процесі дренажування свердловини після проведення обробки привибійної зони (ОПЗ) з моменту скасування компресорного способу освоєння свердловин, досі не застосовуються інші рівноцінні способи вилучення продуктів реакції з ПЗП. Застосовувані сьогодні методи мають низку істотних недоліків [67].

Технологічна схема розміщення обладнання під час проведення обробок ПЗП водним розчином пероксокарбонату натрію, з метою розглинизації, представлена на рисунку 3.2.

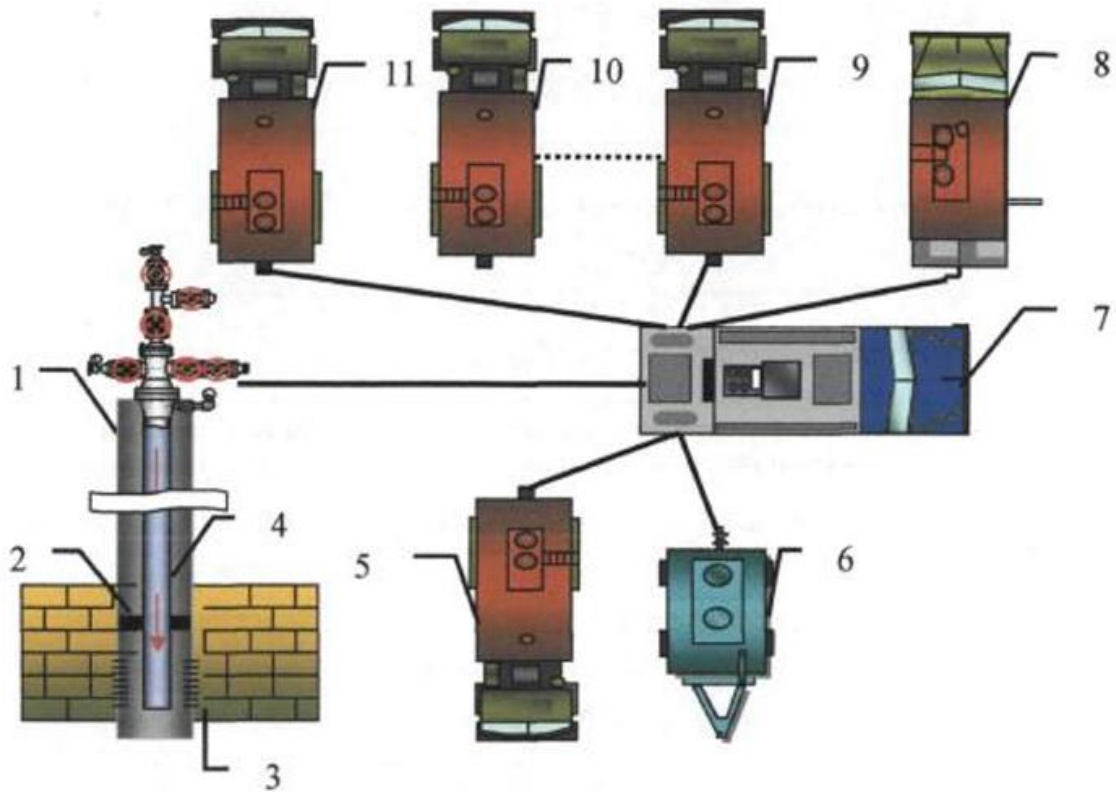


Рис. 3.2. Технологічна схема розміщення обладнання під час проведення реагентної розглинизації: 1 – свердловина; 2 – пакер; 3 – продуктивний пласт; 4 – НКТ; 5 – автоцистерна (АЦ-10) з технічною водою; 6 – ємність із прісною водою; 7 – насосний агрегат (2АН-500); 8 – автоцистерна (КП-6,5) з НС1; 9 – цементний агрегат (ЦА-320М) з реагентним розчином; 10 – пересувна парова установка; 11 – автоцистерна (АЦ-10) з ПАР

Нижче розглянемо порядок проведення робіт при обробці свердловин по технології реагентної розглинизації, згідно [68] із змінами.

1. Підготовчі операції.

1.1. Вимірюється динаміка відновлення рівня рідини у свердловині для побудови КВТ та визначення фільтраційних параметрів пласта.

1.2. Демонтується насосне обладнання.

1.3. Рекомендується провести в свердловині стандартні геофізичні дослідження, такі як термометрія та дебітометрія робочого інтервалу пласта.

1.4. Спускається та встановлюється у свердловині колона НКТ або бурильних труб для закачування розчину реагентів в інтервал перфорації. При цьому башмак колони повинен бути спущений до нижніх отворів інтервалу перфорації. У комплект колони НКТ входять пакер та хвостовик, який підбирається виходячи з інтервалу перфорації.

1.5. У разі необхідності очищення поверхні відкритого вибою та стінок свердловин від цементної та глинистої кірки, продуктів корозії, кальцієвих відкладень пластових вод на поверхні НКТ, очищення вибою та інтервалу розкриття після ремонтних робіт та звільнення прихопленого обладнання, і при приймальності свердловини менше 10 м³/добу при тиску рівному робочій депресії свердловини на пласт необхідно попередньо встановити соляно-кислотну ванну.

1.6. При виявленні піщаних або вибійних пробок, утворених внаслідок відбивання вибою, їх слід видалити промиванням або механічними методами. Промивання виконується відповідно до регламентів промивання.

1.7. При забрудненні ПЗП асфальтосмолопарафіновими відкладеннями потрібна обробка розчинниками АСПВ типу Нефрас, або аналогами.

2. Приготування розчину пероксикарбонату натрію.

2.1. Розчин для реагентної розглинизації свердловин готується в мірних баках цементувального агрегату, шляхом ретельного перемішування порошкоподібного пероксикарбонату натрію у воді до повного розчинення.

2.2. Контроль за розчиненням порошків здійснюється візуально.

2.3. Для кращого розчинення вода підігрівається за допомогою ППУ до температури 40-50 °С.

2.4. Об'єм реагентного розчину та концентрацію планують для кожної свердловини окремо, залежно від її геологотехнічної характеристики.

3. Обробка свердловини.

3.1. Можливі два варіанти закачування композиції реагентів пласт. Перший варіант передбачає встановлення пакеруючого пристрою вище за

інтервал перфорації, з наступним закачуванням реагентів по НКТ. Другий варіант передбачає закачування реагентів при закритій затрубній засувці.

3.2 Після промивання свердловини автоцистерну АЦ-10 із розчином ПАР приєднується до колони НКТ через насосний агрегат 2АН-500.

3.3. Закачування розчину ПАР проводять при відкритій засувці на фонтанній арматурі, що роз'єднує міжтрубний простір зі скидним колектором. Закачування ПАР проводиться на максимально можливій швидкості.

3.4. При заповненні інтервалу перфорації розчином ПАР засувка, що роз'єднує міжтрубний простір зі скидним колектором закривається, і закачування розчину продовжується вже за мінімальної швидкості. Тиск нагнітання не повинен перевищувати тиску опресування свердловини.

3.5. За відсутності достатньої проникності ПЗП після подачі певної маси розчину в свердловину та створення тиску, що дорівнює тиску опресування нагнітання припиняють і контролюють його за манометром. При скиданні тиску проводять подачу в свердловину залишкової маси розчину.

3.6. Після закінчення закачування розрахункового об'єму розчину ПАР засувка на фонтанній арматурі, що роз'єднує 2АН-500 та НКТ, закривається.

3.7. Далі цементувальний агрегат з реагентним розчином приєднується до колони НКТ через насосний агрегат 2АН-500.

3.8. Закачування реагентного розчину проводять при відкритій засувці на фонтанній арматурі, що роз'єднує міжтрубний простір зі скидним колектором на максимально можливій швидкості.

3.9. При заповненні інтервалу перфорації реагентним розчином засувки, що роз'єднує міжтрубний простір зі скидним колектором закривається, і закачування розчину продовжується при мінімальній швидкості. Тиск нагнітання не повинен перевищувати тиску обпресування свердловини.

3.10. За відсутності достатньої проникності ПЗП після подачі певної маси розчину в свердловину та створення тиску, що дорівнює тиску опресування нагнітання припиняють і контролюють його за манометром. При скиданні тиску проводять подачу в свердловину залишкової маси розчину.

3.11. Після закінчення закачування розрахункового об'єму реагентного розчину, він видавлюється технічною водою в стовбур свердловини. Об'єм технічної води повинен бути не більше ніж внутрішній об'єм НКТ та сполучних труб. Далі засувка на фонтанній арматурі, що роз'єднує 2АН-500 та НКТ, закривається. Таким чином, реагентний розчин заповнює весь інтервал перфорації у свердловині та поровий простір порід привибійної зони.

3.12. Контакт розчину реагентів з глинистими кольматуючими утвореннями привибійна зона повинна бути протягом 8 год, не більше.

3.13. Для інтенсифікації процесу диспергації глинистих частинок та виносу їх з пір порід, що складають привибійну зону, необхідно створення в ПЗП зворотно-поступального потоку, шляхом періодичного відкривання засувки, роз'єднуючої 2АН-500 та НКТ та заповнення мірника ЦА технічною водою, що надходить зі свердловини, з наступним закачуванням її на мінімальному швидкості зносу в НКТ. Таку операцію слід проводити протягом всього періоду обробки з інтервалами 1 год між окремими циклами. за Швидкість заповнення мірника можна судити про перебіг процесу розглінізації.

3.14. Після закінчення реакції між розчинами реагентів та глинистими кольматуючими утвореннями інтервал перфорації та привибійна зона заповнюється НКТ розчином соляної кислоти.

3.15. Закачування кислотного розчину проводять при відкритій засувці на фонтанної арматурі, що роз'єднує міжтрубний простір зі скидним колектор. Закачування кислотного розчину проводиться на максимально можливій швидкості.

3.16. При заповненні інтервалу перфорації кислотним розчином засувки, що роз'єднує міжтрубний простір зі скидним колектором закривається, і закачування розчину триває вже за мінімальної швидкості. Тиск нагнітання не повинен перевищувати тиску обпресування свердловини.

3.17. За відсутності достатньої проникності привибійної зони після подачі певної маси кислотного розчину в свердловину та створення тиску, рівного тиску обпресування нагнітання припиняють і контролюють тиск за манометром. При

скиданні тиску роблять подачу в свердловину залишкової маси кислотного розчину.

3.18. Після закінчення закачування розрахункового об'єму кислотного розчину, він видавлюється технічною водою в стовбур свердловини. Обсяг технічної води повинен бути не більше ніж внутрішній обсяг НКТ та сполучних труб. Далі засувка на фонтанній арматурі, що роз'єднує 2АН-500 та НКТ, закривається. Таким чином, кислотний розчин заповнює весь інтервал перфорації та поровий простір порід привибійної зони.

3.19. Розчин соляної кислоти витримують у свердловині протягом 2 - 5 год.

3.20. Після закінчення обробки свердловину промивають нафтою або пластовою водою у кількості 2 - 3 об'ємів стовбура свердловини.

3.21. Промивання здійснюють шляхом зворотного промивання, тобто закачування нафти або пластової води проводиться по міжтрубному простору, а відведення розчинів та нафти зі свердловини по НКТ у скидний колектор.

4 Заключні операції.

4.1. Свердловину освоюють найбільш ефективним методом з метою виключення випадання продуктів реакції у ПЗП. За відсутності інших технічних можливостей, свердловину освоюють шляхом свабування. Освоєння свердловини має бути здійснено відразу ж після закінчення промивання, уникнення випадання в ПЗП свердловини опадів, що важко видаляються.

4.2. Для освоєння свердловини у технологічну колону (НКТ) спускають сваб і створюють зворотно-поступальні рухи на максимальній швидкості з метою зниження рівня та створення максимальної депресії на пласт.

4.3. Свабування здійснюється доти, доки обсяг витягнутої з пласта рідини не досягне як мінімум 4 - 5 кратного значення сумарних обсягів закачаних у пласт технологічних рідин.

3.3 Висновки до розділу 3

1. При виборі свердловин-кандидатів для обробки ПЗП за технологією реагентної розглинизації оцінюється характеристика вагової та об'ємної глинистості пласта. На початковому етапі вибору свердловин-кандидатів пропонується побудувати карту вагової глинистості для об'єкта, що розглядається розробки. За картами вагової глинистості намічаються свердловини-кандидати щодо обробок.

2. Перед проведенням реагентної розглинизації обов'язкове проведення підготовчих робіт, які включають забезпечення необхідним обладнанням та інструментом, а також підготовку стовбура свердловини, вибою та фільтру до обробки. У технології реагентної розглинизації свердловин використовується обладнання та машини, що застосовуються під час проведення підземних ремонтних робіт на свердловинах. До комплексу підготовчих робіт може входити соляно-кислотна ванна у разі потреби очищення поверхні відкритого вибою та стінок свердловин від цементної та глинистої кірки, продуктів корозії, кальцієвих відкладень пластових вод на поверхні НКТ, очищення вибою та інтервалу розтину після ремонтних робіт та звільнення прихопленого обладнання. При забрудненні ПЗП асфальтосмолопарафіновими відкладеннями необхідна обробка розчинником.

3. Освоєння свердловин з метою видалення продуктів реакції, диспергованих глинистих частинок та залишків реагентів, а також з метою виклику припливу нафти необхідно проводити найбільш ефективним способом, одразу після закінчення часу реагування.

РОЗДІЛ 4. КОНТРОЛЬ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ РЕАГЕНТНОЇ РОЗГЛИНИЗАЦІЇ

4.1 Оцінка технологічної ефективності застосування реагентної розглинизації промислово-статистичними методами

При застосуванні технології реагентної розглинизації стоїть питання контролю ефективності, як якісної, так і кількісної. З огляду на неповторність технологічних та геолого-фізичних умов, виробничих та природних факторів, що впливають на ефективність проведених заходів, оцінка ефективності на родовище, пласт, ПЗП має достатній ступінь складності [70].

Застосування класичних прийомів зі складу математичного апарату, стосовно таких складних систем, як об'єкт розробки, не дає можливості описати процеси, що відбуваються в надрах, побудова математичних моделей та їх опис не дозволяє найбільш повно та адекватно охарактеризувати аналізовані процеси, і тим паче давати якісь прогнози. З цією метою широко застосовують методи математичної статистики, які відображаються у промислово-статистичних методах прогнозу показників розробки, представлених кривими витіснення – різними залежностями між величинами накопичених відборів нафти, води та рідини.

Технологічна ефективність проведеного заходу щодо реагентної розглинизації оцінюється величиною додатково видобутої нафти, отриманої за рахунок реалізації даного впливу та зміни коефіцієнта продуктивності свердловин. Додатковий видобуток нафти розраховується на певну дату, як різницю прогнозного базового видобутку без застосування методу, розрахованої по одному з промислово-статистичних методів, та фактичного видобутку після застосування технології [69-71].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу наукову-технічну **задачу** –підвищення продуктивності свердловин у заглинзованих теригенних пластах із застосуванням комплексної технології на основі реагентів, що мають сильні окисні властивості.

1. Одним з найбільш значущих факторів, які роблять свій внесок у погіршення продуктивності свердловини, є присутність частинок глинистих мінералів у поровому просторі гірської породи у сфері ПЗП. За результатами дослідження вітчизняного та зарубіжного досвіду застосування методів реагентної розглинизації, видно, що багато авторів вважають перспективним завданням розгляд умов застосування реагентів, які мають сильні окисні властивостями.

2. Щодо промислового використання виділені пероксидовмісні з'єднання, виходячи з доступності, щодо низької вартості технічного реагенту та характеру взаємодії у розчинах із складовими породи-колектора та пластовими рідинами. Для розчинів пероксо-карбонату натрію різних концентрацій (8-14 %, мас.) при різних значеннях температури (20-80 °С) визначено рівняння динамічної залежності в'язкості розчину від температури та визначено оптимальну концентрацію ПАР у розчині (0,5-3 %, мас).

3. Підібрані в ході лабораторного експерименту хімічні композиції реагентів були випробувані на природних зразках гірських порід. Ефект від дії, виражений у відносному збільшенні коефіцієнта абсолютної проникності по гасу становив 1,27-2,31. Оптимальні концентрації під час проведення обробок складають для пероксокарбонату натрію 10 %, для кислоти (НС1) – 12 %.

4. Розроблено методику вибору оптимальних параметрів композиції при проведенні реагентної розглинизації ПЗП та прогнозу ефективності даного впливу.

5. Визначено залежність відносної зміни коефіцієнта проникності порід ПЗП від температури проведення обробок, в інтервалі температур 20-80 °С, за технологією їх реагентної розглинизації композиціями на основі пероксокарбонату натрію. При значеннях пластової температури вище 40 °С рекомендується збільшення концентрації пероксокарбонату натрію у розчині в межах 12-14 %.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Безродна, І., & Антонюк, В. (2018). Оцінка колекторських властивостей теригенних порід московського ярусу Західношебелинської площі на основі даних петрофізики. Вісник Київського Національного Університету Імені Тараса Шевченка. Геологія, (2), 34–38 <https://doi.org/10.17721/1728-2713.81.05> (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Web of Science).
2. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко.– Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2017. – 312 с.
3. Богославець, В., & Волошин, Ю. (2020). Особливості вибору рідин глушіння для свердловин з низькопроникними продуктивними горизонтами. Матеріали конференцій МЦНД, 98-101. <https://doi.org/10.36074/10.07.2020.v1.11>
4. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: у 2-х томах / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів : Апріорі, 2006. – Т. 2: Л–Я. – 800 с.
5. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
6. Бойко Р.В. Видобування газу і нафти із тріщинуватих колекторів. Івано-Франківськ: Вид-во «Нова зоря», 2016. 486 с.
7. Бойко В.С. Обводнення газових і нафтових свердловин : монографія у 3 т. : Міжнар. екон. фундація, Т. 2 : Створення потоковідхилювальних бар'єрів і технології ізоляції. Київ. 2007. 771 с.
8. Бойко В. С. Технологія видобування нафти : підручник. ІваноФранківськ : Нова Зоря, 2012. 827 с.
9. Бойко В. Дослідження припливу рідини до горизонтальної свердловини в круговому анізотропному пласті [Текст] / Василь Бойко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №1(10). – С .71-75.

10. Боднар Р. Т., Кисіль І. С. Контроль поверхневого натягу відбором з рухомих розчинів поверхнево-активних речовин. Тези доповідей науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» (Івано-Франківськ, 16-18 листопада 2010). Івано-Франківськ, 2010. С. 171–175.
11. Боровик М. В. Попередження забруднення газових колекторів на ДДЗ [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. // Питання розв. газової пром-ті України: зб. наук. праць. Вип. XLV.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 72-79.
12. Боровик М. В. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації / М. В. Боровик, М. В. Гордійчук, А. О. Васильченко, Р. Р. Матушек // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 2. – С. 19-27.
13. Васильченко А. О., Кустурова О. В., Мислюк М. А. До вибору системи бурового розчину. Нафтова і газова промисловість. 2008. № 6. С. 10–12.
14. Вирвінський П.П., Хоменко В.Л. Ремонт свердловин: Навчальний посібник. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. – 219 с.
15. Владика В. М. Методика тестування ефективності соляно-кислотних обробок порід-колекторів (на прикладі нижньопермських відкладів Дніпровсько-Донецької западини) / В. М. Владика, М. Ю. Нестеренко, Р. С. Галицький, Т. В. Здерка // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2013. - № 2. - С. 103-110.
16. Воловецький, В. Б., Витязь, О. Ю., Коцаба, В. І., Щирба, О. М., & Витвицька, О. М. (2015). Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, (2), 78-88.
17. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, (2 (35)), 111-121.

18. Гафич І. Методичні аспекти прогнозування складнозбудованих порід–колекторів (на прикладі Семиренківського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько–Донецької западини / І. Гафич, Я. Лазарук, І Щуров // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2017. – № 3–4. – С. 29–40.

19. Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості гірських порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення / Д. Д. Федоришин, О. А. Гаранін, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1. – С. 51–58.

20. Гуцуляк Б. М., Мельник О. Д. Фізична і колодна хімія. Поверхневі явища, що супроводжують зменшення поверхневого натягу: конспект лекцій. Івано-Франківськ: Факел, 2001. 90 с.

21. Довжок Е. Використання горизонтальних свердловин для розробки родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів [Текст] / Е.М. Довжок // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.51-54.

22. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія [Текст] / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – Київ: Книгодрук, 2004. – 400с.

23. Єгер Д.О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д.О. Єгер. – К.: Техніка, 2003. – 162 с.

24. Зезекало, І.Г., Іваницька, І.О., & Агейчева, О.О. (2020). Основні принципи відновлення продуктивності свердловин закольматованих у процесах буріння та експлуатації методом кислотних обробок. Вісник НТУ «ХП», 6 (1360). 90-94. <https://doi.org/10.20998/2220-4784.2020.06.14> Ъ

25. Зезекало, І.Г., Бухкало, С.І., Іваницька, І.О., & Агейчева, О.О. (2021). Аналіз підвищення якості кислотних обробок за рахунок використання нових робочих агентів. Вісник НТУ «ХП», 6 (1360), 18–23. <https://10.20998/2220-4784.2021.01.04>

26. Іванків О.О. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками / О.О. Іванків, В.М. Світлицький, М.М. Яворський, А.А. Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 48 – 53.
27. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Кн.2. – Львів: Центр Європи, 2005 – 414 с.
28. Карп І.М., Єгер Д.О. Зарубін Ю.О. та інш. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. – К: „Наукова думка”, 2006. – 309с.
29. Катеринчук П.О. Римчук Д.В. Цибулько С.В. Шудрик О.Л. // Освоєння інтенсифікація та ремонт свердловин. – Харків: «Пром-Арт», 2018р. – С. 608.
30. Кісіль І.С., Михайлюк В.Д., Біліщук В.Б., Хемій І. Ю Вимірювання динамічного міжфазного натягу розчинів поверхнево-активних речовин методикою фіксованої обертової краплі. Нафтова і газова промисловість. 2010. № 6. С. 33–36.
31. Кондрат Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ:ФНТУНГ, 2020. – 282с.
32. Коцкулич, Я. С. (2008). Стан якості первинного розкриття продуктивних пластів з аномально низькими тисками. PRECARPATHIAN BULLETIN OF THE SHEVCHENKO SCIENTIFIC SOCIETY Number, (1 (1)), 203-211.
33. Куровець І.М. Оцінка впливу геологічних факторів на петрофізичні властивості теригенних колекторів / І.М. Куровець, Г.Й. Притулка // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 4. – С.81-92.
34. Методи та технологія глушіння нафтових, газових і газоконденсатних свердловин на різних етапах їх експлуатації із збереженням видобутку / В. М. Солодкий, М. А. Солодкий, П. С. Голуб, О. Г. Голуб // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3. – С.10-12.

35. Мислюк М.А., Зарубін Ю.А, Моделювання явищ і процесів у нафтогазовій промисловій справі. Навчальний підручник. Івано-Франківськ: Екор, 1999. 496 с.

36. Мислюк М.А. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття / М.А. Мислюк, А.О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – № 1. – С. 23–25.

37. Мислюк, М. А., & Кравець, В. П. (2024). Інтенсифікація освоєння свердловин на Західнохрестищенському родовищі. *Мінеральні ресурси України*, (4), 42-49. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.4.42-49>

38. Мислюк М. А., Салижин Ю. М. Ротаційна віскозиметрія: нові підходи до обробки даних. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 6. С. 17–21.

39. Патент № 72332 Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб кислотної обробки високотемпературних свердловин /ВАТ „Укрнафта”: Веклюк О.И., Рудий М.І., Барабаш В.В. та інші. -№20021210386. □ Заявл. 20.12.2002; Опубл. 15.02.2005, Бюл. № 2.

40. Пат. 20548А Україна, МКВ E21B 43/27. Спосіб хімічної обробки пластів / Підприємство „Долинанафтогаз” ВАТ „Укрнафта”: Петриняк В.А., Рудий М.І., Касянчук В.Г. та інші. – № 96114237;заявл. 18.11.96; опубл. 15.07.97, Бюл. № 3.

41. Пат. 7603261 США, МПК G 06 F 17/50, E 21 B 36/02. Method for Predicting Acid Placement in Carbonate Reservoirs / Philippe Tardy ; заявник і патентовласник Schlumberger Technology Corporation. – № US 2008/0015832 A1; заявл. 29.11.06 ; опубл. 13.10.09. – 31 с.

42. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджено Міністерством екології та природних ресурсів України 15.03.2018 № 118.

43. Прокопів В. Свердловини з горизонтальними стовбурами – спосіб підвищення нафтовилучення [Текст] / В.Й. Прокопів // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.54-60.

44. Розробка комплексних критеріїв діагностики нафтогазових об’єктів, що містять складнопобудовані породи-колектори методами традиційної і

нетрадиційної геофізики / С.О. Лизун, І.М. Куровець, Г.Й. Притулка та ін. // Звіт заключний. – Львів, 2000. – 167 с.

45. Рудий М.І. Нові технології кислотної дії на привибійну зону пласта. Івано-Франківськ: ПП «Галицька друкарня плюс», 2010. 296 с.

46. Рудий М.І., Вантух М.П., Костецький В.В., Барабаш В.В. Вивчення можливості застосування НТФК для оброблення продуктивних пластів // Науковий вісник ІФНТУНіГ. – 2007. – № 2 (16). – С. 57-62.

47. Рудий М.І., Вантух М.П. Вдосконалення технології кислотної дії на пласт високотемпературних свердловин // Збірник наукових праць наук.-практ. конф. „Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України”, 18-21 листопада 2003 року. – Івано-Франківськ, 2003. – С. 239-240.

48. Світлицький В.М., Ягодовський С. І., Галусян Г.Р. Поточний та капітальний ремонт свердловин. – К.: Логос, 2001. – 344 с.

49. СОУ 09.1-30019775-259:2018 Свердловини на нафту і газ. Супервайзинговий контроль при спорудженні та капітальному ремонті свердловин.

50. Тарко Я.Б. Термокислотні та термохімічні обробки пласта з застосуванням реакційних контейнерів // Збірка наукових праць УкрНДІгазу. – Харків, 2001. – Вип. ХХІХ. – С. 10-13.

51. Тарко Я.Б. Стан та перспективи термохімічних та термокислотних технологій оброблення привибійної зони пласта // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 1 (58). – С. 13-18.

52. Тарко Я.Б. Деякі хіміко-технологічні аспекти проведення термокислотних оброблень продуктивних пластів // Вісник Національного технічного університету України "КПІ". Серія „Гірництво”. – 2004. – С. 32-38.

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

54. Фик М. І. Хріпко О.І. Расвський Я. О., Варавіна О.П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн, наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.

55. Чорний О.М. Розкриття й закріплення привибійної зони газоносних пластів у свердловинах родовищ і газосховищ Передкарпаття / О.М. Чорний // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 3. – С. 11–13.
56. Штурман І.Т. Літологічні особливості та фізичні властивості колекторів Прикарпаття / І.Т. Штурман, В.Д. Михайлюк // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України. – ІваноФранківськ: Факел, 2005. – С. 207-216.
57. Яремійчук Р.С., Яремійчук Я.С. Освоєння свердловин. Львів: Центр Європи, 2007. 368 с.
58. Abbaszadeh, M., Fujii, H., & Fujimoto, F. (1996). Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications. SPE Formation Evaluation, 11(04), 263–271.
59. Aguilera, R, & Harding, T. G. (2008). State-of-the-art tight gas sands characterization and production technology. Journal of Canadian Petroleum Technology, 47(12).
60. Baker Hughes Drilling Fluids.: Reference Manual Revision, 2006, 775 p.
61. Bendat J. S., Piersol A. G. RANDOM DATA. Analysis and Measurement Procedures. 4th ed. JOHN WILEY & SONS. New York • Chichester • Brisbane • Toronto • Singapore, 1986. – P. 604.
62. Cvetković, M., Velić, J., & Malvić, T. (2009). Application of neural networks in petroleum reservoir lithology and saturation prediction. Geologia Croatica, 62(2), 115–121.
63. Dou, W., Liu, L., Jia, L., Xu, Z., Wang, M., & Du, C. (2021). Pore structure, fractal characteristics and permeability prediction of tight sandstones: A case study from Yanchang Formation, Ordos Basin, China. Marine and Petroleum Geology, 123, 104737.
64. Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation, 3rd ed. // J. Wiley Sons. – 2000. – 856 p.
65. Luban, Yu. V., Luban, S. V. (2017). «Geosynthesis engineering» scientific developments for increasing drilling efficiency and wells productivity.

International Conference GeoDrilling II. Drilling and Reservoir Opening. Poltava: FOP Govorov S.V.

66. Lu Y., Chen K. P. Productivity-index optimization for hydraulically fractured vertical wells in a circular reservoir: a comparative study with analytical solutions // SPE J. – May, 2016. – P. 2208-2219. <https://doi.org/10.2118/180929-PA>

67. Mitchell, R. F. (2007). Petroleum engineering handbook. Volume II: Drilling Engineering. Houston: SPE.

68. Myslyuk, M. A., Dolyk, R. N., Raptanov, A. K., Lazarenko, A. G. (2016). Estimation of bottom-hole assemblies efficiency when drilling deep wells on the Semerenky gas-condensate field. *Bureniye i nef*, 12, 022 – 027.

69. Olsson A. Basics of core drilling / A. Olsson. Drillex, 2014. – 140 p.

70. Petroleum Engineering Handbook, Volume II: Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers. 2007. p. 90-95. – ISBN 978-1-55563-114-7.

71. Prats M. Effect of vertical fractures on reservoir behavior – incompressible fluid case // SPE Journal. – June 1961. – No. 1. – P. 105-118. – SPE 1575-G.

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

73. Users Guide Ninth Edition. Meyer Fracturing Simulators. Copyright © 1997, 1999, 2003-2011 Meyer & Associates, Printed in the United States of America. – 2011. – 1022 p.

74. Warren, F.P. Adopting aphron fluid technology for completion and workover applications / F.P. Warren, C. Robert, T. Brookey and others // Paper SPE 112439. – 2008. – 10 p.

75. Zeigman, Yu.V. Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, A.R. Khafizov and others // SOCAR Proceedings. – 2016. – No. 3. – pp. 33-39.