

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність Гірництво та нафтогазові технології
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми

Завідувач кафедри буріння та геології

Харченко М.О.

Винников Ю.Л.

« 21 » _____ 2026 року

« 21 » _____ 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Вдосконалення методів та технологій глушіння нафтових свердловин

Пояснювальна записка

Керівник

д.г.н., професор

кафедри буріння та геології

Нестеровський В.А.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 2-мНБ

Кривошея Максим Миколайович

студент, ПІБ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут:

Кафедра:

Освітньо-кваліфікаційний рівень:

Спеціальність:

Освітня програма:

Нафти і газу

Буріння та геології

Магістр

185 Нафтогазова інженерія та технологій

Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 Венк 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Кривошея Максим Миколайович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Вдосконалення методів та технологій глушіння нафтових свердловин

2. Керівник роботи проф. кафедри буріння та геології, проф., д.г.н. Нестеровський В.А.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-ф-с

3. Строк подання студентом роботи 22.01.2026р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Лисенко І.М., к.т.н., доц.		
2	Терещенко М.О., к.т.н., доц.		
3	Терещенко М.О., к.т.н., доц.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 - 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 - 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 - 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 - 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 - 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 - 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 - 23.01.2026

Студент

(підпис) М.М. Кривошея
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис) Горобовський В.В.
 (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ПОЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ	2
АНОТАЦІЯ	3
ANOTATION	4
ВСТУП.....	5
INTRODUCTION.....	8
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНІ МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ГЛУШІННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	10
1.1 Технологічний процес глушіння свердловин.....	10
1.2 Рідини та блокуючі суміші для глушіння свердловин	15
1.3 Критерії та принципи вибору рідин глушіння	16
1.4 Аналіз закордонного досвіду глушіння свердловин.....	18
1.5 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	29
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ	31
2.1. Лабораторне обладнання та матеріали.....	31
2.2 Методика визначення фільтраційних властивостей (фільтр-прес OFITE) ...	34
2.3 Метод визначення рН (електронний рН-метр).....	36
2.4 Метод вимірювання щільності рідини	37
2.5 Метод оцінки термостабільності сумішей глушіння.....	38
2.6 Висновки до розділу 2	39
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ РІДИН І БЛОКУЮЧИХ РІДИН ГЛУШІННЯ	41
3.1 Приготування та дослідження рідини глушіння на водній основі.....	41
3.2 Приготування та дослідження рідин глушіння на вуглеводневій основі.....	44
3.3 Порівняльний аналіз рідин глушіння на водній та вуглеводневій основі.....	54
3.4 Висновки до розділу 3	57
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	59
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	61
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	63

ПОЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

КРС – капітальний ремонт свердловин

РІР – ремонтно-ізоляційні роботи

ПАА – поліакриламід

ПАК – поліакрилова кислота

КМЦ – карбоксиметилцелюлоза

ГЕЦ – гідроксиетилцелюлоза

КМГЕЦ – карбоксиметилгідроксиетилцелюлоза

ГПГ – гідроксипропілгуар

ПАР – поверхнево-активна речовина

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

ГІС – геофізичні дослідження свердловин

ВВ – вуглеводні

ГДІС – гідродинамічні дослідження свердловин

ПЗП – привибійна зона пласта

РГ – рідина глушіння

СЖК – синтетичні жирні кислоти

ГНВП – газонафтоводопрояв

ТР – технологічна рідина

АНОТАЦІЯ

Кривошея М.М. Вдосконалення методів та технологій глушіння нафтових свердловин. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено дослідженню сучасних методів і технологій глушіння нафтових свердловин та підвищенню їх ефективності в умовах проведення капітальних ремонтів і ремонтно-ізоляційних робіт. Актуальність теми зумовлена необхідністю забезпечення безпечного та контрольованого виконання технологічних операцій у свердловинах.

У першому розділі проведено огляд технологічних процесів глушіння, класифікації рідин і блокуючих сумішей, розглянуто критерії їх вибору, фізико-хімічні властивості та механізми впливу на привибійну зону пласта. Проаналізовано вітчизняний і зарубіжний досвід підбору рідин глушіння та блокуючих систем, включаючи полімерні та композиційні реагенти.

Другий розділ присвячений методам і обладнанню для лабораторних досліджень рідин глушіння. Наведено опис випробувального обладнання (віскозиметр Haitongda ZNN-D6, фільтр-прес OFITE, електронний рН-метр, установки для визначення густини та термостабільності) та методики визначення ключових технологічних параметрів: реологічних характеристик, фільтраційної здатності, рН, густини й термостійкості.

У третьому розділі представлено результати експериментальних досліджень рідин глушіння на водній та вуглеводневій основі. Виконано порівняльний аналіз їхніх технологічних властивостей, визначено вплив компонентного складу на фільтраційно-ємнісні властивості та стійкість блокування привибійної зони.

Ключові слова: нафта, газ, родовище, пласт, свердловина, рідина, глушіння, емульгатор, тиксотропія, термостабільність.

ANOTATION

Krivosheia M.M. Improvement of Methods and Technologies for Killing Oil Wells. Master's qualification thesis in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies". – Poltava: National University "Yuriy Kondratyuk Poltava Polytechnic", 2026.

The master's thesis is devoted to the study and enhancement of modern methods and technologies for killing oil wells, as well as improving their efficiency during well workover and repair–isolation operations. The relevance of the research is determined by the need to ensure safe and controlled performance of technological operations in wells, especially under conditions of abnormal reservoir pressures, high water cut, and risks of gas-oil-water manifestations.

The first chapter provides an overview of well killing processes, classification of killing fluids and blocking mixtures, criteria for their selection, physico-chemical properties, and mechanisms of interaction with the near-wellbore zone. Domestic and international experience in designing killing fluids and blocking systems, including polymer and composite reagents, is analyzed.

The second chapter focuses on the methods and equipment used for laboratory testing of killing fluids. The description includes test instruments such as the Haitongda ZNN-D6 viscometer, OFITE low-pressure filter press, electronic pH meter, density measuring devices, and thermal stability testing equipment. Methodologies for determining key technological parameters–rheological properties, filtration characteristics, pH, density, and thermal stability–are presented.

The third chapter contains experimental results of studying killing fluids based on water and hydrocarbon media. A comparative analysis of their technological properties is conducted, and the influence of component composition on filtration–capacity characteristics and stability within the near-wellbore zone is evaluated.

Keywords: oil, gas, field, reservoir, well, fluid, well killing, emulsifier, thixotropy, thermal stability.

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтогазові родовища України, зокрема Дніпровсько-Донецької западини та Карпатського регіону, перебувають на пізніх стадіях розробки. Для них характерні зниження пластових тисків, підвищена обводненість, деградація привибійної зони пласта, ускладнений газоводопроявний режим, а також значна кількість свердловин, які потребують проведення капітального ремонту. В таких умовах глушіння свердловин стає критичним технологічним етапом, що забезпечує безпечне виконання ремонтно-ізоляційних робіт та запобігає аварійним ситуаціям.

Українські родовища демонструють широкий спектр ускладнень – від аномально низьких до аномально високих пластових тисків, нестабільності стовпа рідини, руйнування цементного кільця, проникнення води та газу по міжколонному простору. Це вимагає точного підбору рідин глушіння та блокуючих систем, які не спричиняють додаткового погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей пласта.

Ефективність проведення капітального ремонту свердловин значною мірою залежить від правильності вибору рідини глушіння, її реологічних параметрів, стабільності та сумісності з породою. Неправильно підібрані рідини глушіння часто призводять до зниження продуктивності свердловин, погіршення проникності ПЗП та збільшення глибини подальших ремонтно-ізоляційних робіт.

У роботі передбачено аналіз сучасних рішень, методів і технологій глушіння свердловин, адаптованих до українських геолого-технічних умов, з урахуванням результатів промислових та лабораторних досліджень. Розробка та оптимізація сумішей рідин глушіння дозволять мінімізувати втрати дебіту після ремонту та підвищити технічну надійність експлуатації свердловин.

Актуальність дослідження зумовлена потребою підвищення ефективності ремонтно-ізоляційних робіт, зменшення негативного впливу рідин глушіння на

продуктивний пласт та забезпечення стабільності роботи свердловин в умовах виснажених і ускладнених родовищ України.

Мета роботи – є підвищення ефективності глушіння нафтових свердловин шляхом обґрунтованого вибору рідин і блокуючих сумішей на основі лабораторних досліджень.

Основні завдання дослідження:

1 Провести аналіз сучасних методів, рідин та блокуючих сумішей для глушіння нафтових свердловин, включаючи міжнародний досвід їх застосування.

2 Визначити комплекс технологічних параметрів (реологічних, фільтраційних, рН, густини, термостабільності).

3 Дослідити властивості рідин глушіння на водній та вуглеводневій основі, визначити їх фільтраційні та реологічні характеристики за стандартними методиками.

4 Виконати порівняльну оцінку ефективності систем глушіння Seal-N-Peel та емульсійної суміші.

5 Розробити та обґрунтувати матрицю вибору рідини глушіння залежно від температури, проникності та глибини продуктивного горизонту.

Об'єкт дослідження – процес глушіння нафтових свердловин у складних геолого-технічних умовах.

Предмет дослідження – технологічні властивості рідин і блокуючих сумішей для глушіння нафтових свердловин.

Наукова новизна роботи – удосконалено матрицю вибору рідини глушіння на основі експериментально визначених реологічних, фільтраційних та термостабільних характеристик систем Seal-N-Peel і емульсійної суміші 40/60%, що дозволяє адаптувати склад рідини до температури, проникності та глибини пласта.

Практичне значення роботи – Розроблені критерії вибору рідин глушіння можуть бути безпосередньо використані при плануванні і виконанні КРС на родовищах Дніпровсько-Донецької западини, що дозволяє зменшити

ризика поглинань, скоротити тривалість ремонту та підвищити продуктивність свердловин.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на 65 сторінках, у тому числі 62 сторінках основного тексту, 12 рисунків, 14 таблиць, 35 використаних джерела.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. Oil and gas fields of Ukraine, particularly those of the Dnieper–Donets Basin and the Carpathian region, are at late stages of development. They are characterized by declining reservoir pressures, increased water cut, degradation of the near-wellbore zone, a complicated gas–water influx regime, as well as a significant number of wells requiring major workovers. Under such conditions, well killing becomes a critical technological stage that ensures safe performance of repair and isolation operations and prevents emergency situations. Ukrainian fields demonstrate a wide range of complications—from abnormally low to abnormally high reservoir pressures, instability of the fluid column, deterioration of the cement sheath, to water and gas penetration through interstring space. This necessitates precise selection of killing fluids and blocking systems that do not cause additional deterioration of the reservoir’s filtration and storage properties. The effectiveness of well workovers largely depends on the proper selection of the killing fluid, its rheological properties, stability, and compatibility with the formation. Incorrectly selected killing fluids often lead to reduced well productivity, impaired permeability of the near-wellbore zone, and increased scope of subsequent repair and isolation operations.

This work includes an analysis of modern solutions, methods, and well-killing technologies adapted to Ukrainian geological and technical conditions, taking into account the results of field and laboratory studies. The development and optimization of killing-fluid formulations will minimize post-workover production losses and enhance the operational reliability of wells.

The relevance of the study is driven by the need to improve the efficiency of repair and isolation operations, reduce the negative impact of killing fluids on the productive formation, and ensure stable well performance under depleted and complicated field conditions in Ukraine.

The aim of the work is to improve the efficiency of killing oil wells by substantiating the selection of killing fluids and blocking mixtures and determining their optimal technological parameters based on laboratory and comparative studies.

Research objectives:

1. To analyze modern methods, killing fluids, and blocking mixtures used for oil-well killing, including international experience.
2. To determine a set of technological parameters (rheological, filtration, pH, density, and thermal stability).
3. To investigate the properties of water-based and hydrocarbon-based killing fluids and determine their filtration and rheological characteristics using standard procedures.
4. To perform a comparative evaluation of the efficiency of Seal-N-Peel killing systems and the emulsion mixture.
5. To develop and justify a matrix for selecting killing fluids depending on formation temperature, permeability, and depth.

Object of the study – the process of killing oil wells under complex geological and technical conditions.

Subject of the study – technological properties of killing fluids and blocking mixtures used for oil-well killing.

Scientific novelty – a matrix for selecting killing fluids was substantiated based on experimentally determined rheological, filtration, and thermal-stability characteristics of Seal-N-Peel systems and the 40/60% emulsion mixture, enabling the adaptation of fluid composition to formation temperature, permeability, and depth.

Practical significance – The developed selection criteria for killing fluids can be directly applied during the planning and execution of workover operations in the Dnieper–Donets Basin, reducing the risks of losses, shortening repair time.

Structure and volume of the work. The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The thesis is presented on 66 pages, including 63 pages of main text, 12 figures, 14 tables, and 35 sources used.

РОЗДІЛ 1 СУЧАСНІ МЕТОДИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ГЛУШІННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Технологічний процес глушіння свердловин

Капітальним ремонтом свердловин (КРС) прийнято називати сукупність процесів, пов'язаних із відновленням справності робіт обсадних колон, цементного кільця, ліквідації аварій, спуском або підйомом свердловинного обладнання для подальшого ремонту, проведенням робіт над привибійною зоною пласта [1].

Під час проведення капітального ремонту свердловини в процесі роботи рідина або блокуюча суміш глушіння контактує:

- з продукцією свердловини
- з мінеральними складовими гірських порід, з яких складається продуктивний горизонт
- пластовими флюїдами
- технічними рідинами та матеріалами, що беруть участь у проведенні ремонтних робіт
- елементами підземного насосного обладнання та з поверхнею обсадних та насосно-компресорних труб. [3,4].

Існуючі види ремонтно-ізоляційних робіт представлені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Види ремонтно-ізоляційних робіт

Шифр	Види робіт по КРС	Техніко-технологічні вимоги до задачі
КР3-2	Ліквідація аварій з експлуатаційною колоною	Виконує запланований обсяг робіт. Герметичність експлуатаційної колони та проходження шаблону до проектної глибини.
КР1-15	Промивка вибою свердловини	Виконує запланований обсяг робіт. Досягнення обумовленої планом роботи цілі.
КР4-1	Перехід на інші вищележачі та нижчележачі горизонти	Виконання запланованого обсягу робіт, що підтверджено промислово-геофізичними дослідженнями.

Необхідно, щоб агрегати були встановленими на відстані один від одного і від гирла щонайменше 10 метрів. При цьому потрібне розміщення так, щоб кабіни не були звернені до гирла. Інше не є допустимим.

Установка повинна здійснюватися строго з підвітряного боку. За наявності об'єктивної потреби відстань між обладнанням може бути знижена до одного метра. Труби для відведення вихлопних газів потрібно обладнати спеціальним глушником для придушення шумів. Додатково потрібне оснащення їх гасниками іскор. Це вимушений захід для виключення пожежонебезпечних ситуацій.

Не допускається встановлення обладнання під лініями електропередачі. Те саме стосується випадку розміщення, якщо радіус поверхні, на якій стоїть конкретний агрегат, становить 5 метрів щодо лінії електропередач.

Відзначити слід і той факт, що нагнітальні системи вимагають обладнання за допомогою спеціальних зворотних клапанів. Додатково потрібне встановлення запобіжних пристроїв. Те саме стосується манометрів. Відводи від запобіжників на насосному устаткуванні мають бути огорожені спеціальними кожухами. Передбачається необхідність їхнього виведення під конкретний агрегат. На рисунку 1.1 представлена наочно схема розміщення одиниць спеціального обладнання для глушення [3].

Встановити тиск можна за допомогою манометра. Для цього необхідно керуватися конкретним положенням спеціальної стрілки. У пристрої є спеціальна додаткова позначка, яка показує, яким є граничний тиск. Пристрій рекомендується вибирати таким чином, що в будь-якому з можливих випадків усі показання перебували в умовно середній частині. Умовно – отже, допускаються деякі несуттєві відхилення.

Існує спеціально передбачена операція, спеціально створена для підготовки. Мова про стравлювання тиску. Безпосередньо перед цим слід зупинити конкретну свердловину. Вона має здатність накопичувати тиск статично, часто він концентрується в рамках трубного простору, проте може з'являтися і в затрубному. Стравлення є об'єктивно необхідним, тому що в іншому випадку виникає можливість аварійних ситуацій та інцидентів. Після

поданої операції потрібна розрядка. Для цього передбачено спеціальний колектор. Також тиск газу може направляти у смолоскип факелу. В останньому випадку передбачається застосування спеціальної об'язки (якщо вона має місце).

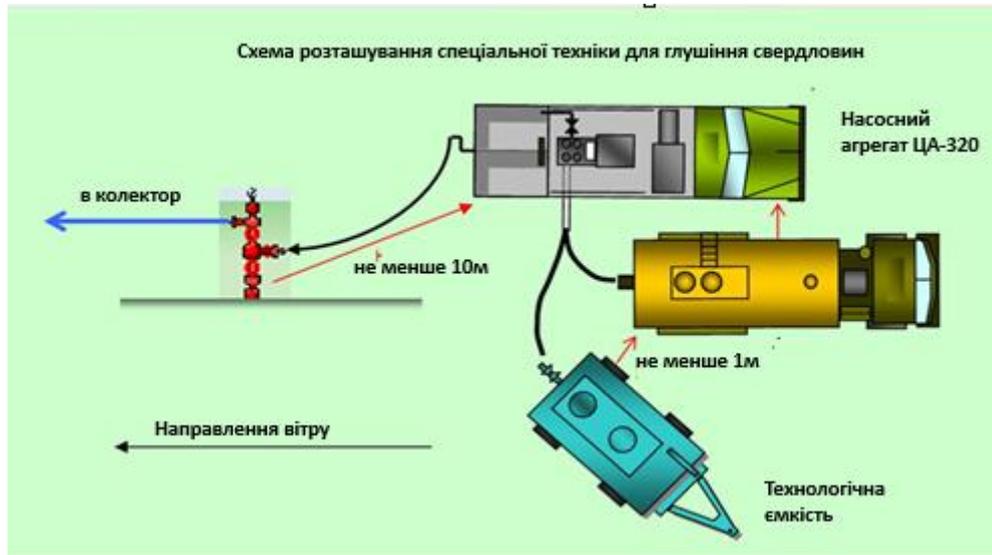


Рисунок 1.1 - Схема розміщення спеціальною техніки для глушіння свердловини

Монтаж нагнітальних труб передбачає застосування витратних матеріалів, тобто безпосередньо труб, а також спеціальних шарнірів, здатних витримувати високі навантаження, у тому числі виникають в результаті надмірного тиску. Усі труби необхідно розташовувати від безпосередньо насосного устаткування те щоб вони йшли до гирла.

Необхідною є попередня перевірка всіх ущільнювальних з'єднань та конструкцій. Ніпелі при цьому, згідно з технологією, необхідно спрямовувати в муфти працю. Далі наживляється спеціальна гайка за годинниковою стрілкою.

Після того, як «вільний хід» гайки вичерпаний, потрібне застосування кувалди. Її ударами слід закріпити кожну гайку.

Щоб забезпечити оперативність монтажних робіт, можна використовувати спеціально передбачені для цього шланги високого тиску. Приклад БРС представлений на рисунку 1.2.

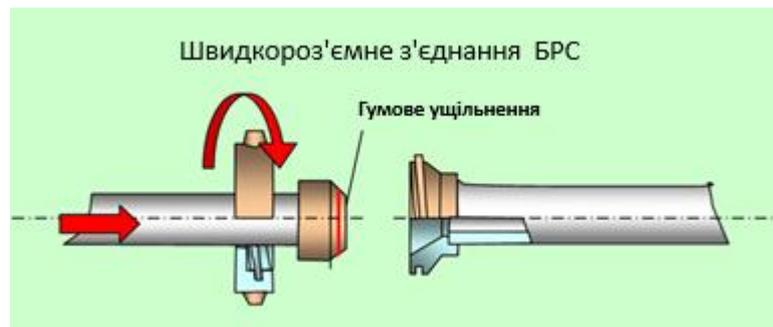


Рисунок 1.2 - Швидкороз'ємне з'єднання

Безпосередньо після збирання здійснюються випробувальні роботи. Суть їх зводиться оцінки показників герметичності. Вже згадана засувка підлягає закриттю. Додатково із потенційно небезпечної зони необхідно видалити всіх членів персоналу.

Після спеціальної команди начальника заходів розпочинається навмисно нагнітання. У напірних лініях створюється тиск, що в півтора рази перевищує по показникам те, що буде мати місце при нормальному експлуатації. Конкретне значення визначається з опорою на конкретний план робіт у кожному окремому випадку.

Прийнято говорити про герметичність ліній у тій чи іншій ситуації за умови, що після трьох хвилин випробувань тиск не призводить до деформацій чи очевидним ушкодженням. Також прийнято говорити про це, якщо навмисне перевищене значення не падає. Справа в тому, що коли має місце зворотне, говорять про наявність витоків і течій.

Якщо виявлено потенційно проблемні та абсолютно проблемні місця, здійснюється зниження тиску як мінімум до рівня атмосферного. Усі прогалини та проблеми підлягають негайному усуненню. Далі випробування проводиться повторно. Цикл повторюється досі усунення всіх перепусток [3].

Далі слід докладно зупинитися на заходах із закачування розчину глушіння. Останнє може здійснюватись рядом методів. Поширеними є прямий та зворотний спосіб. У першому випадку все зводиться до того, що здійснюється закачування рідини за допомогою спеціального насосного обладнання. У другому задіяні методи низького тиску, рідина вводиться в простір за трубами.

Витрата її залежить від низки критеріїв. Зазвичай вибирають більшу порівняно з показниками продуктивності. При цьому швидкість процесу регулюється за допомогою спеціально передбаченої засувки, завдяки якій вдається створити протидію тиску на конкретний пласт.

Безпосередньо перед початком робіт необхідно відкрити спеціальну засувку. В іншому випадку їхнє проведення не є допустимим. У процесі необхідно ретельно відстежувати і реєструвати всі свідчення вимірювального обладнання. Також конче важливо стежити за цілісністю ліній. Не допускається розташування або розміщення персоналу поблизу ліній нагнітання.

Закачування здійснюється в рамках планової кількості у літрах спеціальної рідини. При умови, що процедура реалізується в рамках декількох циклів, необхідно закрити свердловину на відстій. Період закриття має бути чітко зазначений у плановій документації.

Характерна ознака того, що глушіння закінчено, наступний – щільність рідини зі свердловини має бути у всіх показниках схожа на ту, що справедлива для розрахункового значення.

Далі розглянуто підсумкові заходи, які реалізуються безпосередньо після глушіння.

Здійснюється насамперед розбирання промивної лінії. Починається все лише за умови, що тиск знижений як мінімум до атмосферного. При цьому засувка, на ФА з боку свердловини, у будь-якому випадку повинна бути закритою. Після того, як усі роботи закінчені, необхідно закрити засувки. Прилегла до тієї чи іншої свердловини територія має бути очищена.

Прийнято говорити, що свердловина заглушена, якщо після завершення періоду технічного відстою надлишок частини тиску відсутня, також необхідна відсутність переливів. Вихід газоподібних речовин не вважається нормою.

Після завершення описаних робіт бригада може отримати дозвіл на наступні заходи щодо демонтажу фонтанної ялинки та встановлення обладнання проти викидів. У цьому необхідно керівництво схемою [3].

1.2 Рідини та блокуючі суміші для глушіння свердловин

Одне з особливих місць по мірі реалізації ремонтних робіт на свердловинах належить вже неодноразово згаданим спеціальним рідинам глушіння. Додатково дуже важливо обґрунтовувати кожен вибір на користь тих чи інших витратних матеріалів з опорою на наявні геологічні та інші дані щодо умов у місці робіт. Це сприяє виключенню ймовірності того, що в процесі реалізації різних операцій будуть мати місце поглинання, зниження продуктивності та інші несприятливі ситуації.

Важливо прагнути збереження всіх властивостей продуктивних пластів. Цим і можна пояснити значущість грамотного вибору на користь тієї чи іншої рідини, яка використовується для глушіння.

З опорою на безліч досліджень та експериментів можна говорити, що природне зниження проникності може бути наслідком дії деяких неправильно підібраних рідин. У цьому дані рідини провокують окремі негативні процеси. Серед них слід зазначити:

- набухання домішок глинистого походження, їх мінеральних компонентів, якщо вони мають місце у породі;
- блокуючі властивості води. Пояснюється цей процес поруч капілярних явищ. Часто вони виникають у порах за умови, що здійснюється взаємно обумовлене витіснення рідин, що не взаємодіють один з одним;
- утворення відкладень, що не є розчинними. Це результат реакції між окремим фільтратами і флюїдами пластів;
- закупорка пористих порожнин домішками, часто твердими. Вони утворюються найчастіше за умови, що має місце проникнення в пласт фільтрату, що не є чистим.

Ще одна причина в даному контексті – виникнення рідини поблизу стін на поверхні порід. Це призводить до того, що прохідна здатність знижується. Вплив кожної з поданих як процесів причин залежить від поточних умов [1].

Необхідно підкреслити той факт, що всі без винятку рідини, про які

йдеться, у загальному випадку представлені двома групами. Перша – рідини на водній основі, друга – на основі вуглеводнів. У першу групу прийнято включати різноманітні піни, суспензії з солями і не лише. У другий ж виділяється безпосередньо нафту, також мають місце бітумні розчини.

У міру реалізації ремонтних робіт, що слід зазначити, для забезпечення всіх властивостей продуктивних пластів необхідним є застосування рідин із другої групи. Завдяки такому підходу можна досягти максимального збереження природної насиченості водою пір. При цьому абсолютно виключається набухання, набухання окремих домішок у вигляді глини та мінералів у її складі. Слід зазначити, що часто такі рідини застосовується за умови, що конкретна свердловина характеризується ненормально малим рівнем тиску в пластах.

На таких родовищах зазвичай для ремонту використовуються саме рідини з другої групи, тому що в іншому випадку є поглинання значних обсягів сумішей. Це негативно впливає вартість ремонту, і навіть на періоди їх проведення. Додатково на практиці це призводить до відчутного зниження загальної продуктивності тієї чи іншої свердловини під час ремонту [1].

1.3 Критерії та принципи вибору рідин глушіння

Відзначити також необхідно, що аналітичні заходи щодо оцінки поточних умов у місцях експлуатації свердловин дали можливість встановити таке: застосовувані в рамках розробки традиційні рідини на пізніх стадіях експлуатації часто стають абсолютно непридатними. Пояснити це можна тим, що об'єктивно можливість зниження густини відсутня. У разі надмірно малого тиску це призводить до зниження якості фільтрації продуктивних пластів. Наслідком цього стає виникнення низки проблем, які важко згодом подолати. Може потрібно для відновлення припливу додаткового впливу, що призводить насправді до зростання витрат часу та грошей відповідно [2].

Від того, наскільки раціональний вибір в частині рідин глушіння, що експлуатується, залежить занадто багато. Передбачається, що доцільно

насамперед встановити всі умови експлуатації свердловин, розробити заходи щодо виключення ймовірності аварій, інцидентів типу поглинання рідини тощо.

Необхідно підкреслити той факт, що всі без винятку рідини, про які йдеться, у загальному випадку представлені двома групами. Перша – рідини на водній основі, друга – на основі вуглеводнів. У першу групу прийнято включати різноманітні піни, суспензії з солями і не тільки. У другий ж виділяється безпосередньо нафту, також мають місце бітумні розчини.

У міру реалізації ремонтних робіт слід зазначити, що для забезпечення всіх властивостей продуктивних пластів необхідним є застосування рідин з другої групи. Завдяки такому підходу можна досягти максимального збереження природної насиченості водою пір. При цьому абсолютно виключається набухання, набухання окремих домішок у вигляді глини та мінералів у її складі. Слід зазначити, що часто такі рідини застосовується за умови, що конкретна свердловина характеризується ненормально малим рівнем тиску в пластах.

Безпосередньо рідина в цьому контексті повинна абсолютно відповідати деяким критеріям. Серед них:

- щільність повинна бути оптимальною в контексті забезпечення необхідних показників опору та тиску на пласт;
- рідина повинна завдяки своїм властивостям забезпечувати збереження властивостей пласта, що є продуктивним;
- не допускається агресивність в відношенні матеріалу труб обсадки, до інших елементів і вузлів обладнання, що застосовується на свердловині;
- не є допустимим вплив іншим чином на обладнання, що експлуатується на свердловині;
- необхідно, щоб рідина була повністю сумісна з іншими витратними матеріалами, що застосовуються у процесі реалізації ремонтних робіт;
- Ще одна важлива умова – термічна стабільність. Вона має відповідати умовам, у яких застосовується рідина;

- необхідна можливість регулювання всіх технічних та інших властивостей застосовуваної рідини;
- рідина для заглушення має бути виключно пожежобезпечною, наявність у складі легкозаймистих або просто горючих речовин є неприпустимою [2].

1.4 Аналіз закордонного досвіду глушіння свердловин

З опорою на практику діяльності зарубіжних компаній можна говорити, що особливості контролю поглинання там відрізняються від тих, що поширені у вітчизняній практиці. Часто в західних країнах застосовуються вже відзначені раніше пошиті суміші на основі полімерів. Вони сприяють забезпеченню необхідної в'язкості рідин для глушення, при цьому дозволяють вирішувати деякі завдання, пов'язані з недостатньою або надмірною фільтрацією, проникністю.

Окремо відзначимо питання, пов'язані із підвищенням в'язкості рідин для глушіння.

Якщо зменшення щільності рідини, що застосовується, не призводить до зниження поглинання пластом, то необхідно підвищувати в'язкість. Для цього, що було раніше зазначено, прийнято використовувати спеціальні полімери, що розчиняються. При цьому необхідно враховувати, що молекулярна маса полімерних добавок має бути високою або як мінімум достатньою. Результативність застосування такого підходу багато в чому залежить від аспектів гідратації та від низки реологічних властивостей застосовуваних наповнювачів. Відзначити слід і те, що поведінка ряду рідин з полімерами часто характеризується динамікою швидкості зсуву [23]. Враховувати відповідні показники обов'язково.

З метою згущення необхідно застосовувати різні природні чи синтетичні полімерні добавки. Така практика особливо поширена там. Зауважимо, що після внесення зазначених добавок в'язкість залежатиме від їх концентрації. Не

вдається досягти експоненціального підвищення в'язкості за умови, що відсутня зшивка молекул у розчині. Для цього необхідно контролювати кислотно-лужний баланс. Також часом для забезпечення зшивання застосовують спеціальні солі металів. В результаті вдається отримати склад гелю, який характеризується досить високими показниками в'язкості.

Результативність практичного застосування подібних гелевих сумішей щодо протидії процесам поглинання є досить низькою. Пояснюється це тим, що полімерні молекули не мають достатніх відмінностей у частині притягання до пластів. Вони часом заповнюють стовбури свердловин з високою ефективністю, проте часто не утворюються необхідні фільтраційні скоринки, що характеризуються низькою проникністю. В результаті часто мають місце у разі прориву рідини.

Всі без винятку загусники на основі полімерів, що застосовуються в промисловості, мають ряд недоліків. Вони характерні застосування в умовах промислу. Це:

- недостатня в'язкість при критичних температурних умовах;
- низька здатність до гідратації при умови, що має місце висока концентрація солей;
- здатність вступати во взаємодія з іонами вод в пластах. Часто це призводить до появи осаду, який не є розчинним.

Якщо зменшення щільності застосовуваної рідини не призводить до зниження поглинання пластом, то необхідно підвищувати в'язкість. Для цього, що було раніше зазначено, прийнято використовувати спеціальні полімери, що розчиняються. При цьому необхідно враховувати, що молекулярна маса полімерних добавок має бути високою або, як мінімум, достатньою. Результативність застосування такого підходу багато в чому залежить від аспектів гідратації та від низки реологічних властивостей застосовуваних наповнювачів. Відзначити слід те, що поведінка низки рідин з полімерами часто характеризується динамікою швидкості зсуву [23]. Враховувати відповідні показники обов'язково.

Втрата в'язкості за умови підвищення температурних умов часто є наслідком процесів, що відрізняються один від одного. У першому випадку все зводиться до того, що підвищення призводить до мінімізації взаємодії молекул. При цьому підвищується в'язкість розчину. Маніпуляції з температурою часто призводять до руйнування молекул розчину, проте загальна в'язкість не страждає. Втрата її можлива за умови розкладання, процес не є оборотним, тобто всі зміни будуть стійкими.

У процесі реалізації низки досліджень було встановлено, що ряд амінів впливає як стабілізатори на вплив полімерів, при цьому вдається підвищувати температуру, за якої здійснюється розкладання, до чотирьох градусів.

Суть дії стабілізуючих речовин зводиться до того, що вони або сприяють видаленню розчиненого кисню, або призводять до виникнення в результаті утворення полімерних комплексів, що підвищують стабільність структури та зв'язків.

Є деякі недоліки застосування полімерних композицій, крім уже зазначених. Вони зводяться до того що, що речовини у складі є розчинними, у своїй вони схильні до утворення колоїдів. Через деяких вагань в розмірах молекул, що потрібно відзначити, виникає можливість взаємодії з глинистими мінеральними сполуками. При умови глибокого проникнення полімерних з'єднань у пласти виникає ймовірність негативного впливу на проникність. Усі просвіти у гіршому випадку будуть перекриті. У разі видалення розчину стає досить важким. Доведено, що ефективними є методи розташування полімерів усередині або поза простором часу [24-25].

Незалежно від фактичного виду полімери сприяють підвищенню в'язкості завдяки гідратації молекулярних зв'язків. Внаслідок цього відбувається набухання. Щоб процес був продуктивним, необхідно застосовувати достатню кількість рідини. Вона потрібна для змочування та забезпечення взаємодії між полімерними молекулами. При цьому слід враховувати, що більше концентрація солі в розчині, тим менше вільної вологи для гідратації. Так, можна говорити, що далеко не всі полімери мають здатність до підвищення в'язкості. Часто при цьому

результативним стає застосування напівсинтетичних добавок типу сумішей з глюкозою та полімерами у складі. Такі продукти зазвичай представлені порошками.

Плюс зазначеної суміші зводиться до того, що вона знижує ймовірність утворення згустків та грудок.

Є виняток. Слід розуміти, що універсальну розчинність не можуть мати розчини, у складі яких є цинк. Якщо концентрація цинку – 2-6% маси рідини, то утворюється досить щільний гель. Він покриває поверхню розчину. Щоб унеможливити утворення надмірної щільної кірки, необхідно застосовувати легші розчини або використовувати бромід цинку. Внаслідок цього концентрація цинку буде суттєво нижчою порівняно з тією, яка є критичною.

Є у рідини, що розглядається, відчутні недоліки. Особливо попередньо диспергированном вигляді. Проблема в тому, що має місце утворення грудок. Змішуються вони виключно неправильно.

Деякі закордонні компанії, що примітно, використовуються для подолання проблеми спеціальні перемішувачі. Вони знищують усі комкоподібні включення. При цьому слід розуміти, що інтенсивне перемішування призводить до деякого руйнування полімерних зв'язків, тому концентрації розчинів доводиться суттєво підвищуватись. У цьому зв'язку часто знижується до критичного рівня. Також слід зазначити, що боротьба з поглинанням рідини в даному контексті буквально вимагає закачування розчином із надмірно високою концентрацією у досить великих обсягах.

Примітними слід вважати полімери, які є похідними целюлози та крохмалю. Вони не такі ж ефективні, як ГЕЦ. Пояснюється це тим, що часто целюлозні сполуки часто не сумісні з розчинами, в яких є лужноземельні метали типу кальцію, магнію або цинку. Деякі види целюлози є сумісними з низкою рідин. Відзначити слід, наприклад, крохмаль, який є більш стабільним з точки зору термічної стійкості проти целюлози. За умови, що стосується використання рідин з твердими фазами і має місце глина, у тому числі представлена у вигляді мінеральних сполук, оптимальним рішенням стає застосування крохмалистих

сполук порівняно з ГЕЦ.

Використання крохмалю часто призводить до зміни фільтрації. Особливо це виникає тоді, коли має місце тверда фаза в буровому розчині. В результаті може страждати освіта та проникність кірки фільтрації. Щоб досягти високої в'язкості того чи іншого розчину, на що вказує практика, необхідним стає застосування згаданих раніше полімерів. Часто віддають перевагу природним, тобто природним. Найбільш поширений варіант – смоли.

Прийнято виділяти при цьому екстракти смол, а також смоли природного походження в чистому вигляді. Це, наприклад, рослинні полімерні смоли. Вони застосовуються на практиці найчастіше як речовини, що призводять до утворення структур. Отримання їх здійснюється за допомогою обробки різних порід дерев, у тому числі їх насіння. За хімічними характеристиками деякі смоли схожі на полісахариди в вигляді полімерів, що включають до суміші галактозу. Гідратація таких смол можлива лише за допомогою води чи розчинів із солями.

Якщо має місце присутність катіонів подвійної чи потрійної валентності, так звана гуарова смола не піддається гідратації. Також можлива ситуація, якщо не було раніше гідратації, коли утворюється щільний гель. Прокачувати його майже неможливо. У такому випадку говорять про пошитий поперечно-гольовий склад. Слід зазначити, що гуарова смола після спеціальної механічної обробки починає характеризуватись наявністю у складі великої кількості залишків. Він не є відокремленим від смоли, при цьому ймовірними стають включення на кшталт зародків насіння, з яких її одержують. Поруч аналітичних заходів показано, що у разі наявності включень і залишків такого роду виникають часто ситуації, у яких виникають ушкодження пластів і устаткування.

Інші смоли природного походження (не гуарова) мають певні мінуси. При цьому є такі смоли, які не мають недоліків. Вони мають більш високі здібності в частині розчинення. Наприклад, добре вони розчиняються в солях кальцію. Нерідко виникає при цьому утворення поперечного зшивання смоли, якщо справа стосується використання розчином металів з валентністю не менше двох одиниць. Відзначити слід, що гуарова смола часто не має здатності підвищувати

в'язкість рідин, в яких застосовується, якщо має місце висока концентрація.

Серед ряду напівсинтетичних смол слід зазначити ті, при виготовленні яких застосовуються полісахариди та ксантанова смола.

Ксантанова смола має здатність швидко та з високою ефективністю загущати розчини різні за складом катіонів та металів. При цьому так само, як і у випадку з полімерами, має місце проблема, пов'язана з гідратацією полімерних молекул, яка відчутно утруднюється. Іноді вона виключається абсолютно. Ксантанова смола часто застосовується для того, щоб робити розчини густими. Застосовується при цьому хлорид або бромід кальцію [26].

Відзначити слід деякі плюси застосування практично смол, які є напівсинтетичними. Це:

- здатність зберігати в'язкість при умови, що температурні умови є критичними;
- здатність демонструвати високу в'язкість і натомість недостатньої швидкості зсуву проти целюлозами;
- висока здатність до освіти гелів, що характеризуються здатністю покращувати всі параметри суспензій.

Слід зазначити при цьому, що у разі проникнення рідини в пласти на досить великі глибини в'язкість у разі низької швидкості зсуву буквально починає знижуватись. Виникають в результаті цього деякі проблеми та труднощі з викликами припливу тієї чи іншої свердловини.

Істотний мінус полімерів біологічного походження. Це схильність до розкладання в результаті впливу і впливу з боку бактерій, ряду ферментів. Щоб зберегти необхідні властивості, необхідно використовувати бактерицидні добавки. Обсяги їх у розрахунку на умовну одиницю рідини досить великі. Нерідко до полімерів синтетичного походження додають акрилати, акриламідни та різні по суті поверхнево активні речовини. Необхідною умовою є висока молекулярна маса тієї чи іншої добавки.

Полімери, одержувані так їм способом, є більш стабільними в умовах високих температур порівняно з напівсинтетичними або цілком природними.

Відзначити слід, що для них характерна недостатня розчинність. Вони не сумісні з двовалентними металами. Відзначити слід і те, що має місце в цьому випадку схожість з поверхнями тіл, що є твердими. Видалити такі рідини з пір досить складно, що породжує масу проблем, зумовлених фільтрацією.

Тепер слід торкнутися питань та аспектів утворення тимчасової малопроникної кірки фільтрації.

Насамперед слід зазначити те, що включення твердої фази до умовно не дозволяють цього розчини багато в чому є суперечливим призначенню конкретних рідин. Розуміти необхідно те, що часто фільтрація рідини в даній ситуації стає об'єктивно неможливою в випадку, коли знижується гідравлічне статичне тиск. То ж стосується випадку підвищення показників всіх без винятку в'язкості. Найбільш раціональним стає введення спеціальних добавок, які мають властивості закупорювання. У цьому часто тимчасова кірка фільтрації є наслідком взаємодії низки твердих речовин. Вони піддаються видаленню за допомогою операції розчинення. Також можливим є видалення у вигляді спеціального зворотного струму продукції безпосередньо взятої свердловини. Тверді частинки, що утворюють фільтраційні кірки – це найчастіше решта спеціальних каліброваних солей. Додатково при об'єктивній необхідності можуть застосовуватися карбонати металів та інші речовини, наприклад смолисті суміші.

Відзначити слід спеціальні полімерні загусники. У цілому нині вони є значний компонент системи освіти фільтраційних кірок. Пояснюється їх значимість насамперед тим, що вони буквально забезпечує утримання твердих частинок у товщі рідини у завислому стані. Ефективність утворених кірок стає достатньо високою. Іноді допускається і є раціональним застосування спеціально зшитих полімерних сполук. Це сприяє створенню непроникної мембрани. Допускається застосування як додаткових частинок у твердій формі, особливо коли об'єктивно потрібно тверде закупорювання [27].

Принципи застосування всіх представлених систем базуються в першу чергу на утворенні фільтраційних кірок за допомогою механічних процесів

закупорювання. Останньому при цьому піддаються пори пластів. Воно бере початок у момент відшарування частинок і включення в пори, вони буквально проникають всередину і займають положення, при яких починають бути пов'язаними один з одним. В результаті забезпечується взаємне ущільнення та закупівля, обмежується фільтрація внаслідок початку процесу адсорбції полімерних сполук.

Поліуретан, що адсорбувався, наповнює відстань, що збереглася, між частинками, і його зупиняється дуже важко зрушити, якщо при дуже шляхетному перепаді тиску [28]. Застосування каліброваного натрію хлориду для закупорювання обмежується соковитими або близькими до насичення розчинами. Крім солі, в їх рецептуру містяться різні, приблизно нерозчинні, добавки, такі як сульфат кальцію, глинозем магнію і деякі наполовину розчинні небіологічні полімери. Вони містять і полімерні загусники для супроводу категоричних елементів у зваженому стані, що сприяє формуванню фільтраційної кірки.

Коли полімерним загусником є біосинтетичний полімер, застосування цих сольових систем, як правило, обмежується кожними розчинами з щільністю в діапазоні від 1200 кг/м^3 до 1560 кг/м^3 . Чи полімерним загусником є ГЕЦ, то така система, мабуть, пристосовуватися в будь-якому розчині за умови, що в ній досить незалежної води для розкриття солі. Буде сильно важко здійснювати дисперсію калібровану ступінь в розчині крім додавання спеціального гасника піни. Якщо суміші для боротьби з фільтрацією на основі каліброваної солі використовуються як стопок в ненасичених розчинах, то повинно утилізувати буферні води нагорованого розчину для відділення стопок через німічний розчин з обох сторін. Після цього як пачка розташована в інтервалі, що намічається, циркуляцію німічного розчину повинно об'єднати до мінімуму, щоб попередити розпускання солі, що закупорює. Щодо німічних систем із щільністю менше 1200 кг/м^3 , то часто тотожно боротися з поглинанням можна за допомогою каліброваної солі борату натрію та кальцію (природний вуглець). Бо як дана ступінь нерозчинна у воді, вона розчиняється у воді уповільнено та

підвищує час процесу.

Зрештою, щоб надіслати це скороминуче джерело з пласта, його промивають водою або розведеним розчином при пуску свердловини в експлуатацію. Якщо цей ступінь пристосовується разом з яким-небудь природним полімерним загусником, слід ретельно простежувати кислотно-лужний баланс води і заважати, щоб борати дозволили здійснення поперечно пов'язаного полімерного гелю. Гель утворюється до того, як буде закачано порція суміші для фільтрації, адже у її можна існувати без прокачування відносно нетривалий час.

Для боротьби з поглинанням розчинів непроникистю від 1000 до 1320 кг/м³ досить благополучно пристосовуються калібровані закупорюють смоли, що розчиняються в нафті [29]. Для даного приготування таких систем використовуються базова смола, поліуретан для в'язкості та/або утримання категоричних елементів у зваженому стані і ліофільний поверхнево активні речовини для диспергування смоли в розчині. Оскільки матеріали, що закупорюють, на базі смол мають у своєму розпорядженні невисокі щільності і плавають у всякий більше нелегкої рідини, ніж прісна вода, природно пачки розчинних в нафті інгібіторів фільтрації на основі смол пристосовуються в розчинах непроникистю щонайменше 1200 кг/м³.

Смоли, які не мають здатності розчинятися в нафті, часто використовуються у свердловинах із відносно низькою питомою вагою видобутку. Справа в тому, що легкі нафти часто мають високу здатність розчиняти різні речовини. У цьому перші забезпечують ефективне видалення закупорювання як смол. Іноді об'єктивно потрібно застосовувати спеціальні поверхнево-активні речовини. Завдяки цьому вдається забезпечити взаємодію зі смолами нафти та подальше їх розчинення. Застосування дрібних дисперсії карбонатів дає можливість домогтися нерозчинності. Має місце при цьому чудова реакційна здатність.

Відзначити слід той факт, що в процесі вибору матеріалу для закупорювання часто віддають перевагу каліброваному карбонату кальцію.

Однак допустимим є використання карбонату ферум, якщо є об'єктивна потреба. Як суміші, що знижують фільтрацію, застосовують оксиди магнію. Звичайна пачка завантаження припускає включення в склад спеціальних частин, що закупорюють. Також застосовуються утворювачі структур. Мета застосування – підвищення швидкості утворення фільтраційної кірки [23].

Є суттєвий недолік щодо застосування матеріалів для закупорювання, що розчиняються у воді. Особливо це притаманно випадку, якщо їх здатність до реакцій з іншими речовинами не є абсолютною. Вміст неактивних матеріалів у ряді карбонатів є достатнім, щоб забезпечити закупорювання пір, навіть якщо має місце абсолютне розчинення. Щоб мінімізувати наявність домішок часто застосовують чистий мармур. Необхідною є його попередня перемокла.

Після встановлення початкового контакту, розчин, що торкається з фільтраційної кіркою, робиться розведеним, і кожна наступна реакція регулюється і сповільнюється швидкістю дифузії більше концентрованої кислоти до поверхні частинок. Якщо порове місце повністю заповнене дрібними твердими частинками, вони можуть не повністю стикнутися з речовиною кислоти і тому навечно знизити проникність. Карбонат заліза має ще одне обмеження. Його важливо враховувати. Справа в тому, що він сформує драглисті оксиди при кислотно-лужному балансі більш ніж 4,5. При цьому, згодом такого як кислота майже повністю витрачалася, всілякі розчинені іони заліза можуть окислюватися до оксидів заліза, які випадають в осад і створюють пробку, яку досить непросто, часом у том числі і не можна вислати.

Далі розглянуті питання щодо формування абсолютно не піддається розкладання бар'єру на пласті.

За умови, що поглинання за швидкістю не піддається зниженню, тобто неможливо досягти оптимального рівня, всі речовини, що знижують фільтрацію, можна і потрібно застосовувати. При цьому слід розуміти, що багато таких матеріалів не розкладаються під впливом кислоти.

Для забезпечення протидії поглинанню можна застосовувати спеціальні тверді речовини, волокна та не тільки. Вони дозволяють створити спеціальну

мережу, яка буквально ловитиме різні частинки і утворюватиме твердий абсолютно не є проникним бар'єр. Це, наприклад, фенольні полімерні речовини, різні глини, що відрізняються один від одного складом і не лише.

Тепер торкнемося інших рідин, які виключають наявність твердих фаз.

Виділити слід деякі альтернативи воді. Це, наприклад, звичайна рослинна олія. Також іноді застосовуються спеціальні розчинники на основі вуглеводнів. Нерідко застосовуються:

- дизельне паливо;
- мінеральні олії, а також синтетичні.

При виборі насамперед слід враховувати такі критерії, як температура спалаху або тиск пари при досягненні критичних температур.

Відзначити слід 2 методу застосування вуглеводневих розчинників [30]:

- застосування рідин на чистою нафті або з галогеном в складі;
- застосування емульсій з води та олії.

Відзначити слід те, що при умови, що у якій-небудь рідини з високою щільністю аналогічної є в'язкість, то в низької щільності ситуація така сама, тільки показник наближається до аналогічного для чистої нафти. Для того щоб забезпечити підвищення в'язкості, необхідно застосовувати спеціальні ізобутани, що розчиняються в нафті. Іноді доцільним є застосування полімерних речовин, ефірів.

Якщо виникає необхідність забезпечення утворення гелю, використовують поверхнево-активні речовини. Такі, що застосовуються для забезпечення гідравлічного розриву рідин із вуглеводнями у складі. Відзначити слід деякі переваги зворотних емульсій. Вони дозволяють:

- домогтися повторної кристалізації за необхідності за допомогою температурного впливу;
- знизити щільність розчину та виключити ускладнення в частині контролю свердловини.

Існують і деякі мінуси. Вони пов'язані переважно з тим, що всі рідини з вуглеводнями завдають шкоди природі та екології, їх застосування обмежене. До

всього іншого вони є токсичними, мають надмірну в'язкість, що не завжди припустимо [31]. Додаткові мінуси такі: висока корозійна активність, схильність розкладання під впливом ряду органічних сполук. Це відносні мінуси, що легко усуваються. Проте має місце ймовірність включення в вигляді галогенів, які буквально наводять до тому, що має місце нейтралізація низки каталітичних речовин, що прискорюють ряд важливих у контексті нафтопереробки процесів. Це характерно навіть для випадку низької концентрації [31].

1.5 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1 Технологічний процес глушіння свердловин потребує суворого дотримання послідовності операцій та використання спеціалізованого обладнання, оскільки рідина глушіння взаємодіє з гірськими породами, пластовими флюїдами та обладнанням. Невідповідність технології може спричинити аварії, поглинання або порушення герметичності свердловини.

2 Вибір рідини та блокуючих сумішей глушіння має ключове значення для збереження колекторських властивостей пласта. Неправильно підібрані рідини можуть спричинити набухання глинистих компонентів, капілярне блокування порового простору або утворення нерозчинних відкладень, що суттєво знижує проникність привибійної зони.

3 Рідини на вуглеводневій основі є більш придатними для глушіння свердловин із низьким пластовим тиском, оскільки мінімізують ризик поглинання та не провокують шкодочинні зміни породи. Це дозволяє зменшити технологічні втрати, скоротити тривалість ремонту та зберегти продуктивність свердловини після КРС.

4 Ефективність глушіння свердловин значною мірою визначається правильним вибором рідини, яка повинна забезпечувати необхідний тиск, сумісність із пластовими умовами та обладнанням, термостабільність та відсутність шкідливої дії на привибійну зону. Невідповідність рідини

технологічним вимогам призводить до зниження проникності пласта, поглинань та значних ускладнень під час КРС.

5 Аналіз міжнародного досвіду показує, що полімерні та гелеві системи широко застосовуються для підвищення в'язкості та зменшення поглинання рідин глушіння, однак мають істотні обмеження – низьку термостійкість, складність гідратації у солевидних середовищах та ризик утворення нерозчинних відкладень у пласті. Це вимагає ретельного підбору полімерів, контролю рН та застосування стабілізаторів.

6 Закордонна практика демонструє високу ефективність використання природних, напівсинтетичних та синтетичних смол, а також каліброваних солей та емульсій для формування тимчасових фільтраційних кірок і боротьби з поглинанням. Проте вибір таких систем повинен враховувати можливість їх повного видалення, екологічні обмеження та ризик хімічної взаємодії з пластовими флюїдами.

Мета роботи – є підвищення ефективності глушіння нафтових свердловин шляхом обґрунтованого вибору рідин і блокуючих сумішей та визначення їх оптимальних технологічних параметрів на основі лабораторних і порівняльних досліджень.

Основні завдання дослідження:

- Провести аналіз сучасних методів, рідин та блокуючих сумішей для глушіння нафтових свердловин.
- Визначити комплекс технологічних параметрів (реологічних, фільтраційних, рН, густини, термостабільності).
- Дослідити властивості рідин глушіння на водній та вуглеводневій основі, визначити їх фільтраційні та реологічні характеристики за стандартними методиками.
- Виконати порівняльну оцінку ефективності систем глушіння Seal-N-Reel та емульсійної суміші.
- Розробити та обґрунтувати матрицю вибору рідини глушіння залежно від температури, проникності та глибини продуктивного горизонту.

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1. Лабораторне обладнання та матеріали

Для оцінки придатності рідини глушіння встановленою технологічною вимогою в лабораторних умовах і відповідно в процесі глушення свердловини застосовується спеціалізоване обладнання, за допомогою якого фахівець з рідин глушення виробляє вимірювання технологічних параметрів рідини глушіння.

Для вимірювання параметрів блокуючих сумішей глушення використовуються комплекс спеціалізованих приладів, призначених для вимірювання певних властивостей, для оцінки впливу розкокомпонентних блокувальних сумішей на продуктивний горизонт

У даному дослідженні для аналізу блокувальних сумішей глушення проводилися вимірювання та аналіз таких властивостей як в'язкісні та реологічні показники, фільтраційні властивості, гідростатичний та гідродинамічний тиск (щільність блокуючої суміші), водневий показник рН, термостабільність.

Для приготування та вимірювання властивостей технологічних рідин використовувалися такі прилади та матеріали.

- верхньопривідна мішалка HS- 100D,
- високошвидкісний міксер,
- водяна ванна Memmert WNB14»,
- ємності для приготування обсягами 1000, 5000 см³,
- ваги важільні УН- 2,
- ротаційний віскозиметр Haitongda ZNN- D6,
- фільтр-прес низького тиску OFITE,
- електронний рН- метр для визначення водневого показника,
- хлорид калію,
- сода кальцинована,
- оксид магнію, бактерицид,

- крохмаль модифікований,
- мармурова крихта фракційного суміші 100, 400,
- ксантанова смола,
- хлорид кальцію,
- емульгатори,
- органічна глина,
- негашена вапно,
- дизельне паливо

Для проведення аналізу різного різно компонентного суміші в даній роботі зробили приготування блокуючих сумішей глушіння на водній та вуглеводневій основі.

2.2 Методика вимірювання реологічних властивостей (віскозиметр ZNN-D6)

Усі рідини характеризуються руховими функціями, вони здатні текти. Слід зазначити, що початкове розташування часток змінюється і відбувається структурована деформація. Це наукове явище, пов'язане з деформацією і течією всіх тіл, що зустрічаються в природі, називається реологією, а характеристики тіл, пов'язані з течією і деформацією, називаються реологічними. Характерні певні величини, які називаються реологічними константами.

Пластична в'язкість PV – величина, що показує певну частку в'язкості, що виникає у зв'язку із структуроутворенням у рідині.

Ефективна в'язкість AV – величина, яка характеризує суму в'язкісного та міцнісного опору перебігу рідини. Ефективна в'язкість може використовуватися як показник плинності рідини, а також оцінюватися його фізико-хімічне стан. Даний показник використовують для оцінки показання гідродинамічних втрат тиску у бурильній колоні.

Динамічне напруження зсуву ДНС - умовна величина, яка характеризує міцність структурної сітки, яку необхідно зруйнувати для забезпечення руху рідини. У цієї величини немає залежності від дотичних напруг, і вона має

властивість збільшуватися зі зростанням в'язкого опору.

Гранична статична напруга зсуву СНР характеризує міцність тиксотропної структури, що виникає в розчині, що покоїться, і інтенсивність її зміцнення в часі. Величина СНР визначає можливість утримання у зваженому стані частинок обтяжувача при зупинках циркуляції рідини.

Шестишвидкісний віскозиметр Haitongda ZNN – D6 призначений для вимірювання реологічних характеристик розчинів, що використовуються для різних видів свердловин. У даній моделі забезпечуються швидкості 600, 300, 200, 100, 6 та 3 об/хв. Напруга зсуву відображається безперервно на шкалі таким чином, щоб залежність в'язких характеристик рідини можна було спостерігати протягом часу. Даний віскозиметр зображено рисунку 2.1.



Рисунок 2.1 - Стационарный віскозиметр Haitongda ZNN - D6

1. Виробляють підключення приладу до джерела живлення
2. Відкручують ротор проти годинникової стрілки, встановлюють бобі на вісь, закручують ротор.
3. Наливають досліджуваний розчин у склянку до мітки (350 мл). Поміщають склянку на підставку і піднімають платформу, поки розчин не досягне мітки, нанесеної на роторі.
4. Знімають вимірювання при 600, 300, 200, 100, 6, 3 об/хв, розраховують на реологічні показання.

5. Коли виміри закінчені, вимикають живлення приладу та опускають платформу.

6. Після завершення випробування всі деталі, що перебували в контакті з розчином, ретельно промивають.

2.2 Методика визначення фільтраційних властивостей (фільтр-прес OFITE)

Фільтрація або водовіддача розчину характеризує його можливість фільтрувати воду під підвищеним тиском у гірські породи, з якими розчин контактує, утворюючи при цьому непроникну фільтраційну кірку.

Прилад широко використовується для вимірювання фільтрації та аналізу фільтраційних кір різних видів рідин, у тому числі бурових та тампонажних розчинів. Даний фільтр-прес був виготовлений відповідно до стандарту API і є зручним у використанні, точним у показаннях обладнанням, що використовується в нафтовій галузі. На рисунку 2.2 проілюстровано фільтр-прес низького тиску OFITE.

1. Перед проведенням виміру досліджуваного блокуючої суміші необхідно провести перевірку стану приладу. Проводитиметься перевірка всіх деталей. Сітчастий елемент повинен перебувати в сухому та чистому стані, прокладки не повинні бути зношені та бути підтверджені деформуванням.

2. Складання приладу здійснюється наступним чином. У потрібній послідовності збирають комірку. На кришку основи кладеться гумова прокладка, далі сітчастий елемент, на неї кладеться фільтраційний папір, ще одна прокладка і закривається корпусом камери.

3. Заповнюють камери досліджуваним блокуючим складом, заповнюють таким чином, щоб до верхнього краю залишалось 10-15 міліметрів, що дозволить звести до мінімального значення вміст у фільтраті домішки CO₂. Далі здійснюють перевірку верхньої кришки на наявність гумовий прокладки і її безпосередньо щільному приляганні, після чого завершують збирання. У каркас

поміщають камеру та закріплюють т-подібним гвинтом.

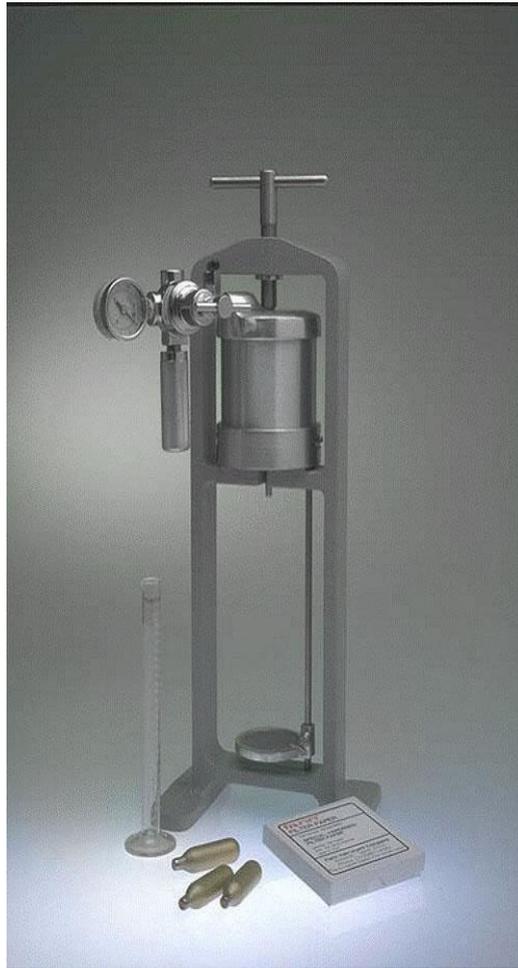


Рисунок 2.2 - Фільтр-прес низького тиску OFITE

4. Під відвід, призначений для виходу фільтрату, підставляють чистий, сухий циліндр мірний.

5. Далі необхідно закрити зворотний клапан та встановити регулятор для забезпечення необхідного нам тиску 100 фунтів на кв. дюйм. Прийнято рахувати відлік часу з того моменту, як відбудеться опресування камери.

6. Вимірюють об'єм, як закінчиться регламентовані за виміром приладу 30 хв. Після проведення виміру перекривають струм повітря через регулятор тиску і обережно відкривають зворотний клапан.

7. Об'єм фільтра, що витік, фіксують в см^3 з точністю до $1/10 \text{ см}^3$. Обсяг отриманого фільтрату регламентується за методикою API.

2.3 Метод визначення рН (електронний рН-метр)

Контроль та регулювання водневого показника рідини або його фільтрату є одним з основних показником, оскільки істотно впливає на властивості рідини в цілому. Залежно від ступеня кислотності чи лужності у суспензії змінюються інші значущі їм характеристики.

Водневий показник можна визначати за допомогою приладу рН - метра. Робота електронного рН - метра (рисунок 2.3) заснована на перетворенні електрорушійної сили електронної системи в постійний струм, пропорційної вимірюваній величині.



Рисунок 2.3 - Електронний рН – метр

1. Перш ніж проводити вимірювання, необхідно увімкнути прилад та відкалібрувати його за буферним розчином.
2. Потім потрібно промити головку зонда проточною водою, далі обережно протерти сухою тканиною.
3. Досліджуваний блокуючий склад наливають у хімічну ємність і

занурюють у нього зонд.

4. При безпосередньому вимірі водневого показника рН фіксують величину після того, як значення приладу стабілізується.

2.4 Метод вимірювання щільності рідини

Для блокуючої суміші, щільність відіграє важливу роль для проведення безаварійності процесу глушення свердловини, що протікає. Щільність це відношення одиниці маси суміші для його загального обсягу. Характеризується розмірністю г/см^3 . Для оцінки характеристики гідродинамічних та гідростатичних здібностей проводиться визначення щільності блокуючої суміші. на рисунку 2.4 проілюстровані важелі для визначення щільності блокуючої суміші.



Рисунок 2.4 - Важельні ваги для визначення щільності блокуючої суміші

Визначення щільності бурового розчину проводиться за такою методикою:

1. Терези встановлюються на рівну поверхню.
2. Вичищена суха чашка заповнюється досліджуваною блокуючою сумішшю.
3. Кришка встановлюється на чашку і повільним, але сильним рухом

закручується на ній. Переконатися в тому, що невелика кількість блокуючої суміші, що досліджується, витікає з чашки через отвір у кришці.

4. Отвір у кришці затискається пальцем та вся досліджувана блокуюча суміш, опинився зовні чашки і на коромислі змивається і витирається насухо.

5. Опорна призма встановлюється на коромисло і вантаж переміщається до тих пір, поки не встановиться рівновага між чашкою і коромислом.

6. Щільність досліджуваного блокуючої суміші зчитується біля лівої кромки грузика. При використанні розширювача діапазону виміру вводиться відповідна поправка.

2.5 Метод оцінки термостабільності сумішей глушіння

Оскільки при проведенні ремонтних робіт блокуючі суміші повинні мати високу седиментаційну стійкість за заданих високих пластових температурних умов, проводять дослідження блокуючих сумішей на термостабільність.

Для візуальної оцінки визначення термостабільності досліджуваних блокувальних сумішей проводилося наступним чином: приготовлена суміш поміщався у водяну баню Memmert WNB14 з встановленою температурою 93 °С та проводилася подальша витримка за заданих температурних умов протягом 14 діб. Через кожні 24 години візуально фіксувався стан проби. Водяна баня "Mettmert WNB14" проілюстрована на рисунку 2.5



Рисунок 2.5 - Водяна лазня Memmert WNB14»

Основними критеріями оцінки термостабільності блокуючих сумішей були виділення водної фази, розшарування та утворення осаду.

2.6 Висновки до розділу 2

1 Проведені лабораторні дослідження показали, що використання комплексу спеціалізованого обладнання (віскозиметр ZNN-D6, фільтр-прес OFITE, електронний рН-метр, важільні ваги) забезпечує можливість визначення ключових технологічних параметрів рідин глушіння – реологічних, фільтраційних, густини, рН та термостабільності. Комплексність вимірювань дозволяє формувати повну оцінку поведінки рідини в умовах свердловини та прогнозувати її вплив на привибійну зону.

2 Фільтраційні властивості блокуючих сумішей оцінювалися при стандартному тиску 100 psi протягом 30 хв, а реологічні параметри визначалися за шістьма швидкостями обертання ротора (600–3 об/хв), що забезпечує точність розрахунку PV, AV, ДНС і СНР. Отримані дані дозволяють коректно оцінювати здатність сумішей до утворення фільтраційної кірки, стабільності у часі та реологічної адекватності умовам свердловини.

3 Визначення рН за допомогою електронного рН-метра забезпечує точний контроль кислотно-лужного балансу сумішей глушіння, що є критично важливим для стабільності полімерних компонентів та сумісності рідини з гірськими породами. Своєчасна корекція рН запобігає небажаному набуханням глин, утворенню осаду та зміні реологічних властивостей.

4 Вимірювання щільності блокуючих сумішей за допомогою важільних ваг дозволяє точно оцінити їх гідростатичну здатність створювати необхідний тиск на пласт. Правильне встановлення рівноваги вагової системи забезпечує визначення щільності з точністю до 0,01 г/см³, що є достатньою для вибору рідини глушіння з мінімальним ризиком поглинання або недотиску.

5 Дослідження термостабільності у водяній бані при температурі 93°C протягом 14 діб дозволило оцінити здатність сумішей зберігати однорідність під впливом високих пластових температур. Відсутність розшарування, осадоутворення та виділення водної фази є ключовим критерієм придатності блокуючих сумішей для застосування в умовах термічного навантаження.

РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ РІДИН І БЛОКУЮЧИХ РІДИН ГЛУШІННЯ

1.1 Приготування та дослідження рідини глушіння на водній основі.

На основі технологічних властивостей рідин глушіння на родовищі Східного нафтогазоносного регіону (Дніпровсько-Донецька западина, ДДЗ). родовищі була підібрана наступна рецептура суміші під назвою Seal-N-Peel з необхідними концентраціями хімічних реагентів, представлена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Склад рідини глушіння на водній основі

№	Найменування хімічного реагенту	Концентрація, кг/м ³
1	Сода кальцинована	0,5
2	Оксид магнію	3,125
3	Бактерицид (Bionutral)	1
4	Крохмаль модифікований (Reatrol)	25
5	Ксантанова смола (Geohan)	4,16
6	Хлорид калію	135
7	Мармурова крихта, фракція 100 мм	10
8	Мармурова крихта, фракція 400 мм	83

В якості основи для приготування необхідної кількості в ємність об'ємом 5000 см³ наливають воду. Для зменшення жорсткості води додається кальцинована сода і перемішується верхньопривідною мішалкою зі швидкістю 800 об/хв протягом 1 хв.

Для регулювання водневого показника рН далі додають оксид магнію, перемішують зі швидкістю 800 об/хв протягом 1 хв. Для запобігання природного гниття модифікованого крохмалю в суспензію додається бактерицид перемішується зі швидкістю 800 об/хв протягом 1 хв.

Потім зниження водовіддачі додається крохмаль модифікований. Перемішується зі швидкістю 1500 об/хв протягом 10 хв.

Для надання високих реологічних властивостей, високої тиксотропії, для запобігання осідання в статисти добавок, що кальматують, додається ксантанова смола. Перемішується зі швидкістю 3000 об/хв протягом 20 хв. Для надання необхідної щільності в рідину вводиться хлорид калію. Перемішується зі швидкістю 3000 об/хв протягом 20 хв.

Потім ми додаємо різнофракційну мармурову крихту, яка разом із модифікованим крохмалем створює на стінці свердловини малопроникну фільтраційну кірку. Після перемішування суспензію витримують протягом 16 годин у закритій ємності при температурі 25 °С. Після закінчення даного часу суспензію перемішують протягом 10 хвилин зі швидкістю 3000 об/хв і проводять дослідження.

Отримані результати технологічних властивостей досліджень представлені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - технологічні властивості дослідження після приготування рідини глушіння

№	Найменування технологічного параметра суспензії	Значення параметрів (API)
1	Щільність, г/см ³	1,17
3	Водовіддача, мл/30 хв	3
4	Корка, мм	0,5
5	Пластична в'язкість, мПа * с	50
6	Ефективна в'язкість, мПа * с	112,5
7	Динамічне напруга зсуву, фунт/100фут ²	125
8	Статичне напруга зсуву, фунт/100фут ²	50/60
9	Водневий показник рН	11

Оскільки середня тривалість ремонту на свердловинах становить 14 діб, результати дослідження проводилися протягом усього цього часу, та проводилася візуальна фіксація термостабільності блокуючої суміші, на рисунку 3.1 представлена візуальна фіксація результату суміші без впливу пластових

температурних умов. На рисунках 3.2, 3.3 після витримки 3 та 14 діб. Блок поміщався у водяну баню з фіксованим температурним режимом (пластові умови, 93 °С).



Рисунок 3.1 – Візуальна фіксація, без витримки



Рисунок 3.2 – Візуальна фіксація, витримка 3 діб



Рисунок 3.3 – Візуальна фіксація, витримка 14 діб

Через кожні 24 години візуально оцінювався стан блокуючої суміші та зміна її зовнішнього вигляду. Оскільки виділення водної фази, розшарування та утворення осаду не перевищує 5% від загального обсягу блокуючої суміші, суспензія вважається термостабільною.

1.2 Приготування та дослідження рідин глушіння на вуглеводневій основі.

Грунтуючись на досвіді дослідження рідин глушіння на водній основі, проводили рецептурний підбір блокуючої суміші, який має вуглеводневу та водну основу. Водну основу

В якості основи для приготування в необхідній кількості ємність об'ємом 1000 см³ наливають воду і зачиняють у сухому вигляді CaCl₂ для отримання готової сольової суспензії. Перемішується верхньопривідною мішалкою зі швидкістю 500-800 об/хв. протягом 10 хв.

В окрему ємність об'ємом 1000 см³ у потрібній кількості заливають дизельне паливо та поміщають у високошвидкісний міксер для виставлення максимальних обертів.

Для необхідного утворення емульсії, в результаті якого змішується сольова суспензія і дизельне паливо, потрібної кількості додається досліджуваний емульгатор. Для утворення емульсійної суміші сольова суспензія додається емульгатор в дизпаливі і перемішується з максимальною виставленою швидкістю 11000 об/хв. протягом 10 хв.

Для підвищення активності емульгатора за рахунок кальцієвих миль жирних кислот і регулювання водневого показника рН, у потрібній кількості в сухому вигляді роблять затвор негашеного вапна. Перемішується зі швидкістю 11000 об/хв. протягом 10 хв.

Для надання потрібних тискотропних властивостей блокуючої суміші сухому вигляді додається органічна глина. Перемішується зі швидкістю 11000 об/хв. протягом 10 хв.

Для створення малопроникної кірки досліджуваної блокуючої суміші у потрібній кількості в сухому вигляді додається мармурова крихта і перемішується суміш зі швидкістю 11000 об/хв. протягом 10 хв. Після перемішування витримують суспензію протягом 16 годин у закритій ємності при температурі 25 °С. Після закінчення даного часу суспензію перемішують протягом 10 хвилин зі швидкістю 11000 об/хв і проводять дослідження.

Оскільки, залежно від співвідношень водної та вуглеводневих фаз, блокуюча суміш здатний варіювати свої властивості, проводився вибір різних співвідношень.

Як необхідні дослідження, блокуюча суміш підбирався із співвідношеннями водних та вуглеводневих фаз 25/75, 30/70, 35/65, 40,60% мас. Варіювати ці співвідношення з метою регулювання в'язкості, щільності та реологічних характеристик блокуючої суміші.

Виходячи з розрахунків, починаємо приготування із заготівлі основи для блокуючої суміші. Готується сольова та вуглеводнева основа, як описано раніше, далі, згідно з представленими концентраціями хімічних реагентів, виходячи з досвіду в польових умовах, продовжуємо приготування блокуючої суміші. Концентрація хімічних реагентів подана у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Концентрація хімічних реагентів

№	Найменування хімічного реагенту	Концентрація, кг/м ³
1	Емульгатор хутро- ВВ	21,8
2	Негашена вапно	21,8
3	Органічна глина	21,8
4	Мармурова крихта, фракція 100 мм	385

Зробили приготування блокуючої суміші із співвідношенням водної та вуглеводневої фази 25/75 % мас. Отримані властивості блокуючої суміші представлені у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Властивості блокуючої суміші, співвідношення 25/75 % мас.

№	Найменування технологічного параметра суспензії	Значення параметрів (API)
1	Щільність, г/см ³	не вимірювався
3	Водовіддача, мл/30 хв	не вимірювався
4	Корка, мм	не вимірювався
5	Пластична в'язкість, мПа * с	13
6	Ефективна в'язкість, мПа * с	16
7	Динамічне напруження зсуву, фунт/100фут ²	6
8	Статичне напруження зсуву, фунт/100фут ²	3/4

Як видно з представлених нами технологічних параметрів, через низькі реологічні властивості проведення виміру щільності, водовіддачі та візуального огляду фільтраційної кірки не можливе. У блокувальній суміші міститься висока концентрація мармурової крихти, яка повинна перебувати у зваженому стані. З такими низькими реологічними свідченнями це неможливо.

Виходячи з вищевикладеного, проводили дослідження на вибір співвідношення водної та вуглеводневої фази. Зробили приготування блокуючої суміші з співвідношенням водний і вуглеводневий фази 30/70 % мас. Отримані властивості блокуючої суміші представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Властивості блокуючої суміші, співвідношення 30/70 % мас.

№	Найменування технологічного параметра суспензії	Значення параметрів (API)
1	Щільність, г/см ³	1,24
3	Водовіддача, мл/30 хв	1,2
4	Корка, мм	0,5
5	Пластична в'язкість, мПа * с	26
6	Ефективна в'язкість, мПа * с	36,5
7	Динамічне напруження зсуву, фунт/100фут ²	21
8	Статичне напруження зсуву, фунт/100фут ²	9/10

Отриманий блокуюча суміш для дослідження на термостабільність поміщався у водяну баню з фіксованим температурним режимом (пластові умови 93 °С).

На рисунку 3.4 представлено візуальну фіксацію результату суміші без дії пластових температурних умов. На рисунку 3.5 після витримки 3 діб.



Рисунок 3.4 – Візуальна фіксація, без витримки



Рисунок 3.5 – Візуальна фіксація, витримка 3 діб

Оскільки виділення основної фази, розшарування та утворення осаду перевищує 5% від загального обсягу блокуючої суміші, суспензія вважається не термостабільною. Виходячи з вищенаписаного, для досягнення позитивного результату на термостабільність, проводили подальший підбір співвідношень водної та вуглеводневої фаз.

Зробили приготування блокуючої суміші із співвідношенням водної та вуглеводневої фази 35/65 % мас. Отримані властивості блокуючої суміші представлені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - властивості блокуючої суміші, співвідношення 35/65 % мас.

№	Найменування технологічного параметра суспензії	Значення параметрів (API)
1	Щільність, г/см ³	1,27
3	Водовіддача, мл/30 хв	1,2
4	Корка, мм	0,5
5	Пластична в'язкість, мПа * с	49
6	Ефективна в'язкість, мПа * с	58,5
7	Динамічне напруга зсуву, фунт/100фут ²	19
8	Статичне напруга зсуву, фунт/100фут ²	15/17

Аналогічним чином проводили дослідження на термостабільність. На рисунку 3.6 представлено візуальну фіксацію результату суміші без впливу пластових температурних умов. На рисунку 3.7 після витримки 3 діб.



Рисунок 3.6 – Візуальна фіксація, без витримки



Рисунок 3.7 – Візуальна фіксація, витримка 3 діб

Оскільки виділення основний фази, розшарування і освіта осаду

перевищує 5% загального обсягу блокуючої суміші, суспензія вважається не термостабільною.

Зробили приготування блокуючої суміші із співвідношенням водної та вуглеводневої фази 40/60 % мас. Отримані властивості блокуючої суміші представлені у таблиці 9.

Таблиця 3.7 - Властивості блокуючої суміші, співвідношення 40/60 % мас.

№	Найменування технологічного параметра суспензії	Значення параметрів (API)
1	Щільність, г/см ³	1,31
3	Водовіддача, мл/30 хв	0,5
4	Корка, мм	0,5
5	Пластична в'язкість, мПа * с	60
6	Ефективна в'язкість, мПа * с	86
7	Динамічне напруга зсуву, фунт/100фут ²	52
8	Статичне напруга зсуву, фунт/100фут ²	27/34

Аналогічним чином проводили дослідження на термостабільність. На рисунку 3.8 представлено візуальну фіксацію результату суміші без впливу пластових температурних умов. На рисунках 3.9, 3.10 після витримки 3 та 14 діб.



Рисунок 3.8 – Візуальна фіксація, без витримки



Рисунок 3.9 – Візуальна фіксація, витримка 3 діб



Рисунок 3.10 – Візуальна фіксація, витримка 14 діб

Через кожні 24 години візуально оцінювався стан блокуючої суміші та зміна її зовнішнього вигляду. Оскільки виділення основної фази, розшарування та утворення осаду не перевищує 5% від загального обсягу блокуючої суміші, суспензія вважається термостабільною.

Виходячи з вищевикладених досліджень, можна зробити висновок, що підібране співвідношення водної та вуглеводневої фаз 40/60 % мас є

оптимальним значенням для рецептурного складу блокуючої суміші. Блокуюча суміш є термостабільним в заданих нами пластових умовах, що свідчить про те, що при глушенні свердловини даний тип суміші дозволить якісно і без аварії зробити роботи, зберігши природну проникність колектора.

Зі зростанням в'язкісних характеристик блокуючої суміші покращуються такі властивості, як седиментаційна стійкість, фільтраційно-ємнісні характеристики, термостабільність суміші. Для порівняння властивостей у досліджуваних блокувальних сумішей актуальними компонентами розглянемо емульгатори «ПДО-М-75-25» та «МЕХ-ОВ».

Зробили приготування блокуючих сумішей за вищевикладеною методикою із співвідношенням водної та вуглеводневої фази 40/60 % мас. Досліджували властивості одержаних сумішей без температурної витримки. Отримані властивості блокуючих сумішей представлені у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Властивості блокуючої суміші з емульгатором ПДО-М-75-25 та МЕХ-ОВ без температурної витримки.

№	Найменування технологічного параметра суспензії	Значення параметрів (API)	
		ПДО-М- 75-25	хутро- ВВ
1	Щільність, г/см ³	1,31	1,31
3	Водовіддача, мл/30 хв	1	0,5
4	Корка, мм	0,5	0,5
5	Пластична в'язкість, мПа * с	59	60
6	Ефективна в'язкість, мПа * с	83	86
7	Динамічне напруга зсуву, фунт/100фут ²	48	52
8	Статичне напруга зсуву, фунт/100фут ²	24/26	27/34

Досліджувані блокуючі суміші поміщалися у водяну лазню та витримувалися в перебіг 16 годин при температурі 93°C , після чого проводили дослідження властивостей сумішей. Отримані властивості блокуючих сумішей представлені у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Властивості блокуючої суміші з емульгатором ПДО-М-75-25 та МЕХ-ОВ після температурної витримки.

№	Найменування технологічного параметра суспензії	Значення параметрів (API)	
		ПДО-М- 75-25	хутро- ВВ
1	Щільність, г/см ³	1,31	1,31
3	Водовіддача, мл/30 хв	0,5	0,5
4	Корка, мм	0,5	0,5
5	Пластична в'язкість, мПа * с	42	45
6	Ефективна в'язкість, мПа * с	95	85
7	Динамічне напруга зсуву, фунт/100фут ²	106	70
8	Статичне напруга зсуву, фунт/100фут ²	39/42	30/34

Слід зазначити, що такі технологічні властивості як термостабільність, фільтраційні властивості, можуть суттєво вплинути на підвищення якості робіт з капітального ремонту, оскільки є безліч проблем при проведенні заходів щодо глушіння свердловин.

Як приклад можна віднести значне поглинання пачки, що блокує, або рідини глушення. Внаслідок високої щільності, фільтраційних властивостей компонентного складу відбувається поглинання рідини або блокуючої суміші глушіння пласт. Одним із розв'язанням даної проблеми є значне збільшення в'язкісних властивостей використовуваного суміші для глушіння свердловин.

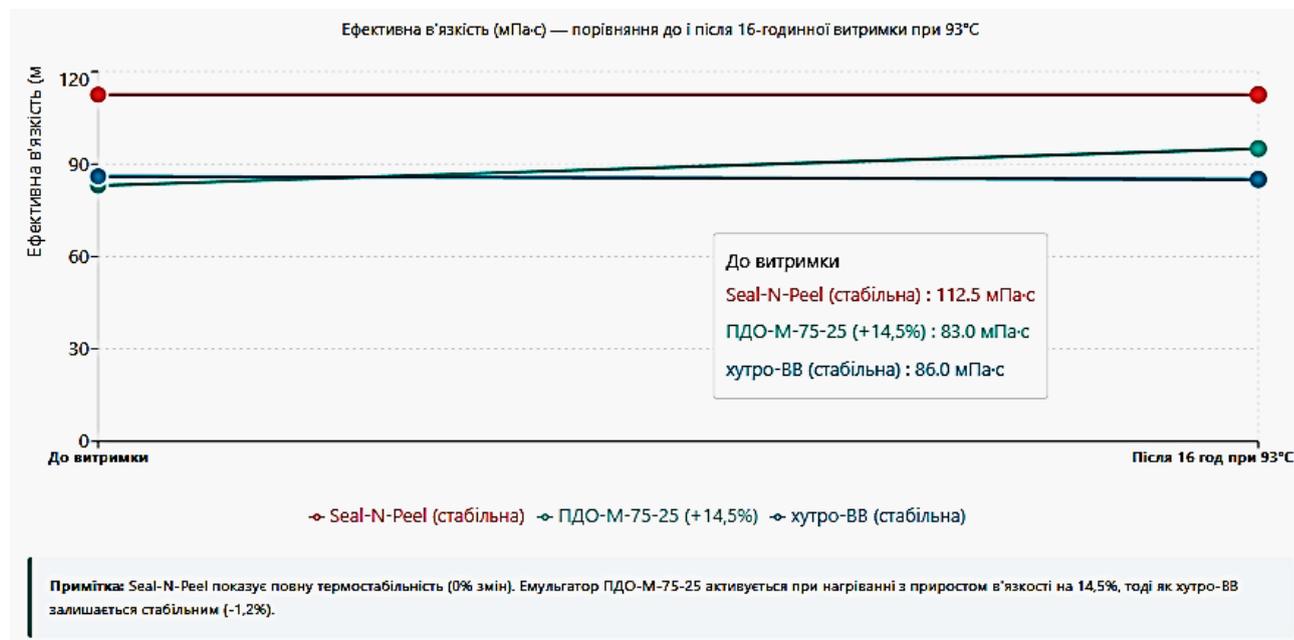
Застосування цих сумішей широко знайдуть себе у свердловинах, що мають високі фільтраційно-ємнісні властивості, оскільки часто проводять роботи з високо проникними колекторами.

Виходячи з вищевикладених досліджень, можна дійти невтішного висновку, що представлені нами у суміші емульгатори «ПДО-М-75-25» і «МЕХ-ОВ» мають властивість збільшувати в'язкісні характеристики блокуючої суміші зі зростанням температурних пластових умов У сукупності, володіючи високими в'язкісними характеристиками, з високим вмістом наповнювача, блокуюча суміш буде створювати щільну не проникну фільтраційну кірку на

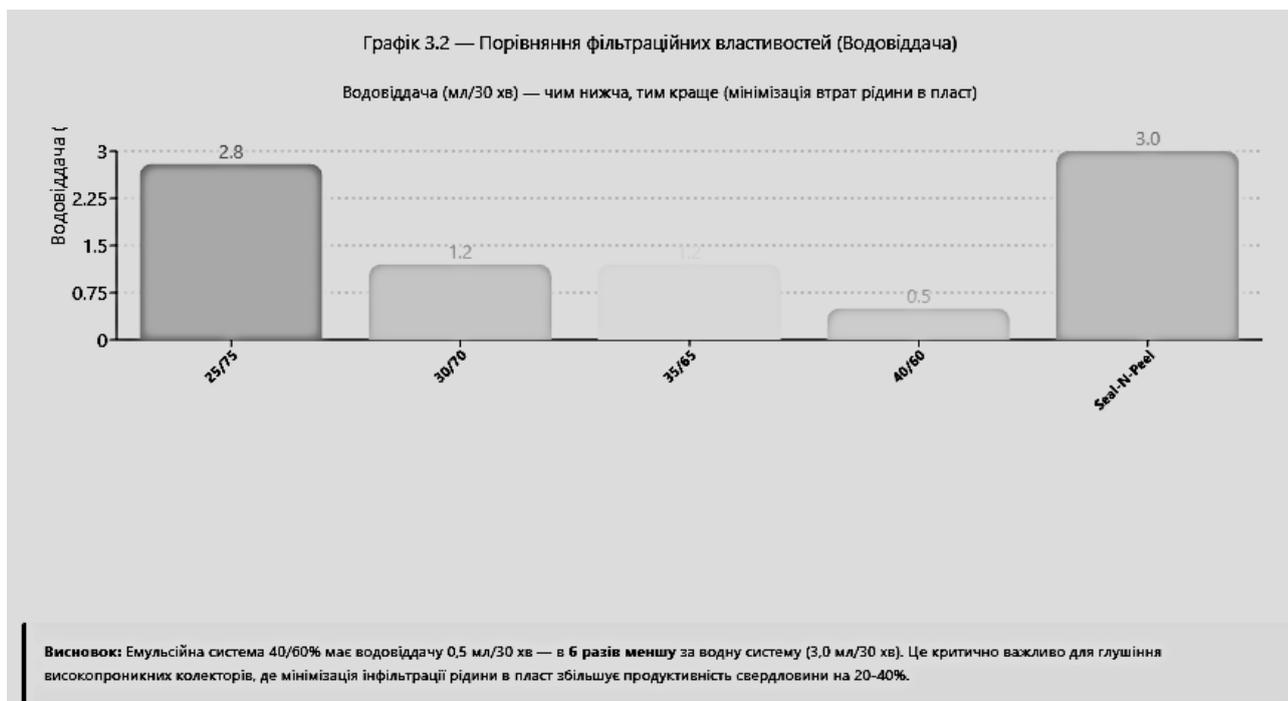
Для емульсійних систем на вуглеводневій основі (40/60% мас.) рекомендується застосування в критичних умовах:

Оптимальне співвідношення водної та вуглеводневої фаз 40/60% мас. було визначено на основі комплексного аналізу. Менші концентрації води (25/75 та 30/70%) виявилися неефективними через низьку в'язкість та неможливість суспендувати мармурову крихту. Коефіцієнт водовіддачі емульсії (0,5 мл/30 хв) в 6 разів менший порівняно з водною системою, що критично важливо для високопроникних колекторів. Це знижує обсяг інфільтрації фільтраційної рідини в пласт на 83%, зберігаючи природну проникність порід.

Емульгатор хутро-ВВ показав стабільність показників після температурної витримки, тоді як ПДО-М-75-25 демонстрував зростання динамічного напруження зсуву (+34,6%), що індикує покращення тіксотропних властивостей при нагріванні. Така поведінка пояснюється активацією кальцієвих мил жирних кислот при підвищених температурах. Для умов глибоких свердловин (понад 3500 м) з температурою 100-120°C рекомендується саме емульгатор ПДО-М-75-25.



Графік 3.1 – Динаміка змін показників в'язкості при температурному впливі



Графік 3.2 – Порівняння фільтраційних властивостей (Водовіддача)

Таблиця 3.12 – Матриця вибору системи глушіння за критеріями

Критерій	Seal-N-Peel	Емульсія 40/60	Рішення
Пластова температура < 90°C	✓ Оптимально	✓ Допустимо	Вибрати водну
Пластова температура > 100°C	✗ Обмежено	✓ Рекомендується	Вибрати емульсію
Проникність колектора < 50 мД	✓ Рекомендується	✓ Можливо	Вибрати водну
Проникність колектора > 200 мД	✗ Проблемно	✓ Необхідна	Вибрати емульсію
Глибина < 2500 м	✓ Оптимально	✗ Нерентабельна	Вибрати водну
Глибина > 3500 м	✗ Невідповідна	✓ Обов'язкова	Вибрати емульсію
Вартість матеріалів	✓ Економна	✗ Дорога	Вибрати за можливістю
Екологічна безпека	✓ Краща	✗ Потребує контролю	Вибрати водну

3.4 Висновки до розділу 3

1. Експериментальні дослідження підтвердили, що рідина глушіння "Seal-N-Peel" на водній основі забезпечує надійну герметизацію свердловин при

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності та надійності глушіння нафтових свердловин шляхом обґрунтованого вибору рідин і блокуючих сумішей.

1 На основі аналітичного огляду встановлено, що ефективність глушіння свердловин визначається правильним вибором рідини та блокуючих систем, оскільки невідповідні суміші викликають набухання глин, капілярне блокування та утворення нерозчинних відкладень, що знижує проникність привибійної зони до декількох разів. Для свердловин із низьким пластовим тиском найбільш доцільними є вуглеводневі рідини, які мінімізують поглинання та втрати продуктивності під час КРС.

2 Лабораторні дослідження реологічних, фільтраційних, густинних та кислотно-лужних характеристик рідин глушіння підтвердили критичну необхідність комплексного контролю властивостей. Вимірювання проводилися стандартними методиками: фільтрація при 100 psi протягом 30 хв, реологія при 6 швидкостях (600–3 об/хв), термостабільність при 93 °C протягом 14 діб. Отримані результати дозволяють надійно прогнозувати поведінку рідини в пласті та ризики поглинань.

3 Дослідження рідини глушіння Seal-N-Peel на водній основі показало її обмежену придатність для умов із температурами до 90 °C та проникністю колектора < 50 мД: водовіддача становила 3 мл/30 хв, а термостабільність зберігалася протягом 14 діб. Це підтверджує можливість застосування системи для помірних геолого-технічних умов.

4 Емульсійна рідина глушіння на основі вода/дизель 40/60% мас. продемонструвала значно кращі показники – водовіддача 0,5 мл/30 хв (у 6 разів нижче за водну систему), стабільність при 93–100 °C та зростання тиксотропних властивостей (+34,6% ДНС) при нагріванні. Це робить її оптимальним вибором для високопроникних та високотемпературних свердловин глибиною > 3500 м.

5 Створена матриця вибору систем глушіння дозволяє інженеру обґрунтовано підбирати рідини залежно від температури пласта, проникності, глибини та режиму роботи свердловини. Застосування матриці в умовах Дніпровсько-Донецької западини дає можливість зменшити ризик аварійності, скоротити витрати на КРС та підвищити довгострокову ефективність розробки родовищ.

6 Комплексний підхід – поєднання аналітичного огляду, лабораторних досліджень та порівняльної оцінки водних і емульсійних систем – дозволив сформулювати науково обґрунтовані рекомендації щодо вдосконалення технології глушіння нафтових свердловин. Запропоновані рішення сприяють підвищенню технологічної надійності, зменшенню поглинань та збереженню колекторських властивостей пласта.

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

A significant scientific and technical problem has been solved in this work – improving the efficiency and reliability of oil-well killing through a substantiated selection of killing fluids and blocking mixtures.

1 Based on the analytical review, it was established that the effectiveness of well killing is determined by the correct selection of fluids and blocking systems, as inappropriate mixtures cause clay swelling, capillary blockage, and formation of insoluble deposits, reducing the permeability of the near-wellbore zone by several times. For wells with low reservoir pressure, hydrocarbon-based fluids are the most suitable option, as they minimize losses due to absorption and maintain well productivity during workovers.

2 Laboratory investigations of rheological, filtration, density, and acid–base characteristics of killing fluids confirmed the critical need for comprehensive property control. Measurements were conducted using standard procedures: filtration at 100 psi for 30 minutes, rheology at six rotational speeds (600–3 rpm), and thermal stability at 93 °C for 14 days. The obtained results allow for reliable prediction of fluid behavior in the reservoir and assessment of absorption risks.

3 The study of the water-based Seal-N-Peel killing fluid showed its limited applicability under conditions with temperatures up to 90 °C and reservoir permeability < 50 mD: the fluid loss was 3 ml/30 min, and thermal stability was maintained for 14 days. This confirms the feasibility of using the system in moderate geological and technical environments.

4 The emulsion killing fluid based on a 40/60% water/diesel mixture demonstrated significantly superior performance—fluid loss of 0.5 ml/30 min (six times lower than the water-based system), stability at 93–100 °C, and an increase in thixotropic properties (+34.6% in dynamic shear stress) upon heating. This makes it an optimal choice for high-permeability and high-temperature wells deeper than 3500 m.

5 The developed matrix for selecting killing systems enables engineers to justify fluid selection depending on reservoir temperature, permeability, depth, and

well operating conditions. Application of this matrix in the Dnieper–Donets Basin allows reducing accident risks, lowering workover costs, and improving long-term field development efficiency.

6 The integrated approach—combining analytical review, laboratory testing, and comparative evaluation of water-based and emulsion systems—enabled the development of scientifically justified recommendations for improving the technology of oil-well killing. The proposed solutions enhance technological reliability, reduce losses due to absorption, and preserve the reservoir’s filtration properties.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
2. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
3. Винников Ю.Л. Методологія науково-дослідних робіт: конспект лекцій для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Ступінь вищої освіти – магістр / Ю.Л. Винников. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2022 – 70 с.
4. Експлуатація бурового обладнання: навч. посіб. О.А. Пащенко, Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, В.О. Расцветаєв, О.М. Федик, С.В. Калинович. Дрогобич. Посвіт, 2024. 300 с.
5. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.
6. Мислюк М.А. Буріння свердловин [Текст]: довідник / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2. – 303 с.
7. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурові промивальні рідини та тампонажні суміші: Підручник. – Полтава: ПолтНТУ, 2006. – 296 с.
8. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.
9. Промивальні рідини в бурінні: Підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатів, О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв; М-

во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

10. СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ “Укргазвидобування”

11. СОУ 11.2-20077720-030:2008. Свердловини на нафту і газ. Кріплення. Основні положення. НАК “Нафтогаз України”

12. СОУ 11.2-30019775-030:2013. Свердловини на нафту і газ. Розрахунок обсадних колон. ПАТ “Укргазвидобування”.

13. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК “Укргазвидобування”.

14. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК “Укргазвидобування”

15. СТП 320.00158764.067-2003. Інструкція по закінченню свердловин бурінням. ДК “Укргазвидобування”

16. Технологічний регламент по похило-спрямованому бурінню на площах Східної України. УкрНДІгаз, 1995.

17. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

18. Фізичні основи геофізичних методів дослідження свердловини: підручник / Ю. М. Заворотько. - К. : УкрДГРІ, 2010. - 288 с.

19. Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д., Семак О. С. Відкриття, розвідка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Львів: Центр Європи, 2003. – 450 с.

20. Austin E.H. Drilling engineering handbook. Springer Science & Business Media, 2012. 300 p.

21. Bourgoyne A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young, F.S. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2014. 1707 p.

22. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing; 6th edition, 2011. 720 p.

23. Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions : monograph / O.O. Aziukovskyi, Ye.A. Koroviaka, A.O. Ihnatov; Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro University of Technology. – Dnipro: Zhurfond, 2023. – 159 p
24. Gabolde G., Nguyen J.P. Drilling Data Handbook. Editions Technip; 8th edition, 2006. 600 p.
25. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and Technology of Drilling Engineering. Springer; 1st edition, 2020. 789 p. 27. Lopez J.C., Lopez J.E., Javier F. Drilling and blasting of rocks. CRC Press Taylor & Francis, 2017. 408 p.
26. Jeffery W.H. Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling, and a Hand Book of Useful Information for the Well Driller. Palala Press, 2018. 538 p. 32.
27. Jiang Zhen, Yun cable. Anshan Iron ore waste rock field ecological environment governance plan and technical method [J]. Jiangxi Journal of Agricultural Sciences. Environ Sci Technol. 2003;37(14):3152–3157
28. Key trends of integrated innovation-driven scientific and technological development of mining regions / edited by prof. Z. R. Malanchuk and prof. M. Lazar. – Petroșani, Romania : UNIVERSITAS Publishing, 2023. - 696 p.
29. Mitchell R.F., Miska S.Z. Fundamentals of Drilling Engineering (Spe Textbook Series). Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.
30. Ochrona środowiska w aspekcie źródeł energii [Text] / N. Dudła, W. Gorecki, G. Piwniak i inni. – Kraków: Wyd. Tow. Geosynoptyków GEOS, 1996. – 261 s.
31. Sharma K.K., Sharma L.K. A Textbook of Physical Chemistry, 6th Edition. Vikas Publishing, 2016. 864 p.
32. Speight, J.G. Rules of Thumb for Petroleum Engineers. Wiley-Scrivener; 1st edition, 2017. 762 p.
33. Venvolden K.A., Cooper C.K.. Natural seepage of crude oil into the marine environment. Geo-Marine Letters, 2003. P. 140-146 27. Рідкі нафтошлами відкритого зберігання: вебсайт: <http://www.afuelsystems.com/ru/trga/s110.html> –
34. Zięba A. Charakterystyka zanieczyszczeń atmosfery substancjami z

procesu spalania paliw kopalnych [Text] / A. Zi ę ba, D. Stasko, N.Dudla // Nafta i Gaz. – 2001. – Zeszyt. 18/1. – S. 17 – 25.

35. 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.

36. Fischer, P.W. An organic "clay substitute" for nondamaging water base drilling and completion fluids / P.W. Fischer, J.P. Gallus, R.F. Krueger and others // Paper SPE 4651. – 1971. – 11 p.

37. Ahmed, U. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development / U. Ahmed, D.N. Meehan. – Boca Raton: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2016. – 860 p.

38. Rylance, M. If at first you don't succeed, try, try again: time dependent fracturing success / M. Rylance // Paper SPE 135827. – 2010. – 12 p.

39. Bridges, K.L. Treatment of completion/workover fluids to remove particulates efficiently: Advances in filtration and separation technology / K.L. Bridges, S.L. Berry. – Houston: Gulf Publishing Co., 1991. – Vol. 3. – 21 p.

40. Cantu, L.A. Laboratory and field evaluation of a combined fluid-losscontrol additive and gel breaker for fracturing fluids / L.A. Cantu, P.A. Boyd // Paper SPE 18211. – 1990. – 8 p.

41. King, M.T. Encapsulated breaker for aqueous polymeric fluids / M.T. King, J. Gulbis, G.W. Hawkins and others // Paper PETSOC-90-89. – 1990. – 8 p.