

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Спеціальність 184 Гірництво

До захисту

Гарант освітньої програми
Харченко М.О.

«22» _____ 2026 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«22» 01 _____ 2026 року

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Упровадження мастильних домішок поліфункціональної дії
при бурінні свердловин у складних гірничо-геологічних умовах

Пояснювальна записка

Керівник

Ст. викладач Харченко І.Г.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Федьків Олексій Олександрович

студент, ПІБ

група _____

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Михайлюк О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доц. Матфеєв О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доц. Матфеєв О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доц. Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.01.2026р.

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«3» 09 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Федьків Олексій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Упровадження мастильних домішок поліфункціональної дії при бурінні свердловин у складних гірничо-геологічних умовах

2. Керівник роботи ст. викл. кафедри буріння та геології Харченко І.Г.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від «3» 09 2025 року № 105-фа

3. Строк подання студентом роботи 23.01.2026 р.

4. Вихідні дані до роботи

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

2. Проєкти 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

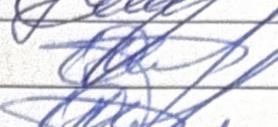
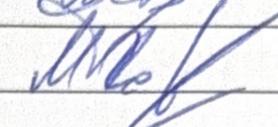
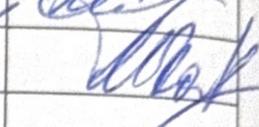
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

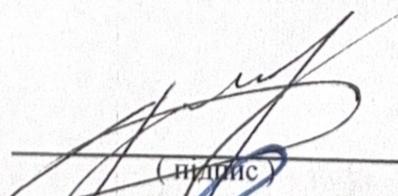
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	к.т.н. доц. Рєхвіцьковська		
2	к.т.н. доц. Майсєєв О.В.		
3	к.т.н. доц. Майсєєв О.В.		
4	к.т.н., доц. Харченко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025

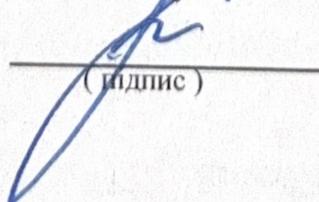
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ 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) _____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи


 (підпис) _____ (прізвище та ініціали)
 Харченко І.Г.

АНОТАЦІЯ

Федьків О.О. Упровадження мастильних домішок поліфункціональної дії при бурінні свердловин у складних гірничо-геологічних умовах. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 184 «Гірництво». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Підвищення змащувальної здатності бурового розчину не лише зменшує ризики прихоплення, а й позитивно впливає на стабільність стінок у нестійких гірських породах.

У роботі виконано дослідження ефективності розкриття нестійких відкладів шляхом введення до бурових розчинів поліфункціональної мастильної домішки. Розглянуто мастильні композиції на основі вищих жирних кислот і діоксанових спиртів (оксаль) — реагент Сонбур. Аналіз практики застосування домішки на родовищах показав, що співвідношення вищих жирних кислот до оксалу 2:8 є оптимальним, оскільки забезпечує найкраще поєднання мастильних, стабілізувальних, протизносних і протиприхоплювальних властивостей. Додатково фіксується покращення інгібувальних, гідрофобізувальних, поверхнево-активних та реологічних характеристик у різних системах бурових розчинів.

У першому розділі проведено аналіз стану розробок для вдосконалення реагентів при бурінні свердловин складних умовах буріння.

У другому розділі розглянуто методику досліджень багатофункціональних мастильних домішок для бурових розчинів.

У третьому розділі проведено удосконалення поліфункціональних мастильних домішок до бурових розчинів

У четвертому розділі розглянуто застосування мастильних домішок при бурінні свердловин та при спуску обсадних колон

Ключові слова: буріння свердловин, мастильна домішка, бурові промивальні рідини.

ABSTRACT

Fedkiv, O.O. Implementation of multifunctional lubricating additives in well drilling under challenging mining and geological conditions. Master's qualification thesis in specialty 184 "Mining". Poltava: National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic". 2026.

Improving the lubricating capacity of a drilling fluid not only reduces the risk of sticking, but also positively affects wellbore wall stability in unstable rock formations.

The thesis investigates the effectiveness of penetrating unstable sediments by introducing a multifunctional lubricating additive into drilling fluids. Lubricating compositions based on higher fatty acids and dioxane alcohols (oxal) were considered—specifically, the Sonbur reagent. An analysis of field application practices showed that a 2:8 ratio of higher fatty acids to oxal is optimal, as it provides the best combination of lubricating, stabilizing, anti-wear, and anti-sticking properties. Additional improvements were also observed in inhibitive, hydrophobizing, surfactant, and rheological characteristics across various drilling-fluid systems.

Chapter 1 analyzes the state of developments aimed at improving reagents for well drilling under difficult drilling conditions.

Chapter 2 presents the research methodology for multifunctional lubricating additives used in drilling fluids.

Chapter 3 focuses on improving multifunctional lubricating additives for drilling fluids.

Chapter 4 discusses the use of lubricating additives during well drilling and while running casing strings.

Keywords: well drilling, lubricating additive, drilling (circulating) fluids.

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗРОБОК ДЛЯ УДОСКОНАЛЕННЯ РЕАГЕНТІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН У СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

1.1 Аналіз проблем стійкості стовбура свердловини при бурінні у складних гірничо-геологічних умовах

1.2 Стійкість порід на стінці свердловини

1.3 Огляд багатофункціональних мастильних добавок та стан їх вивченості

1.4 Оцінка ефективності змащувальних домішок в складі бурових розчинів

1.5 Існуючі розробки багатофункціональних мастильних добавок для бурових розчинів при бурінні і закінченні свердловин

1.6 Висновки до розділу 1. Мета і задачі досліджень

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ БАГАТОФУНКЦІОНАЛЬНИХ МАСТИЛЬНИХ ДОМІШОК ДЛЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

2.1 Методи оцінки властивостей багатофункціональних мастильних домішок для бурових розчинів

2.2 Методика визначення та критерії оцінки протиприхоплюючих та стабілізуючих властивостей мастильних домішок

2.3 Критерії оцінки протиприхоплюючих та стабілізуючих властивостей мастильних домішок

2.4 Методи оцінки дисперсного складу твердої фази глинистої суспензії бурового розчину

2.5 Методика визначення реологічних властивостей бурових розчинів на програмованому віскозиметрі

2.6 Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3 УДОСКОНАЛЕННЯ ПОЛІФУНКЦІОНАЛЬНИХ МАСТИЛЬНИХ ДОМІШОК ДО БУРОВИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

3.1 Теоретичні та практичні передумови створення стабілізуючих мастильних домішок нового покоління

3.2 Аналіз складів багатофункціональних мастильних добавок для бурових розчинів

3.3 Аналіз композиції на основі моноетаноламінів легких талових мастил

3.4 Оптимальне співвідношення інгредієнтів у композиції з оксалем-66

3.5 Дослідження композиції Оксаль з урахуванням енергії гідрофобних взаємодій

3.6 Аналіз багатофункціональних мастильних домішок з позицій адсорбційних взаємодій

3.7 Вплив мастильної домішки Сонбур на технологічні параметри бурових промивальних рідин

3.8 Висновки до розділу 3

РОЗДІЛ 4 УПРОВАДЖЕННЯ РОЗРОБЛЕНИХ МАСТИЛЬНИХ ДОМІШОК ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН ТА ПРИ СПУСКУ ОБСАДНИХ КОЛОН

4.1 Керування стовбуром похило-скерованих і горизонтальних свердловин

4.2 Технічні засоби і обладнання під час буріння та спуску обсадних колон

4.3 Вибір бурових промивальних рідин та регламентування технології застосування мастильних компонентів

4.4 Вимоги до реагентів та вхідний контроль якості

4.5 Висновки до розділу 4

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Актуальність проблеми.

Схильність до руйнування відкритого стовбура свердловини належить до найгостріших виробничих викликів для нафтогазових компаній при бурінні свердловин. Обвалення стінок, що спричиняє прихоплення бурильної та обсадної колон, у багатьох випадках завершується вимушеною ліквідацією свердловини.

Підвищення мастильної здатності бурового розчину не лише покращує його протиприхоплювальні характеристики, а й позитивно впливає на стабільність стінок у нестійких породах. Додатково зростає ефективність усіх складових технологічного процесу поглиблення: підвищується зносостійкість і ресурс вузлів тертя бурового обладнання, вибійних двигунів та доліт; зменшується гідравлічний опір у циркуляційній системі; забезпечується передача більшої потужності на механічне руйнування породи. Також знижується ризик додаткового зволоження глинистих порід завдяки гідрофобізації, зменшенню проникності фільтраційної кірки тощо.

Зменшення сил тертя та підвищення стійкості порід можуть досягатися шляхом ефективного винесення шламу, зниження товщини глинистої кірки, уникнення різких змін кривизни стовбура. Однак найбільш результативним підходом є цілеспрямоване поліпшення мастильних властивостей бурового розчину. За результатами розрахунків, частка зменшення опорів переміщення інструменту в колоні, зумовлена мастильним ефектом, перевищує 60%.

Мета роботи – підвищити ефективність спорудження свердловин у складних інженерно-геологічних умовах шляхом введення до бурових розчинів мастильної добавки поліфункціональної дії.

Основні завдання досліджень

1. Проаналізувати ефективні технології буріння, спрямовані на запобігання руйнуванню стінок свердловини при бурінні у складних гірничо-геологічних умовах.

2. Визначити найбільш перспективні напрями створення дієвих добавок для забезпечення стійкості порід і підвищення ефективності буріння.
3. Розглянути методи та критерії оцінювання стабілізуючих, мастильних, протизношувальних і протиприхоплювальних властивостей бурових розчинів та обґрунтувати оптимальні з них.
4. На основі вимог до багатофункціональних добавок встановити раціональні склади композицій.
5. Оцінити вплив таких добавок на стабільність стінок свердловини, збереження колекторських властивостей продуктивних інтервалів і технологічні параметри бурових розчинів, а також надати рекомендації щодо застосування та вдосконалення.

Наукова новизна

Удосконалено рецептури багатофункціональних домішок для бурових розчинів (компонент Сонбур), які забезпечують ефективну роботу при бурінні гірських породах в ускладнених інженерно-геологічних умовах, мінералізованих середовищах із підвищеним вмістом солей полівалентних металів, за умов високих контактних тисків і вибійних температур.

Практичне значення роботи

Експериментально підтверджено, що бурові розчини з домішками Сонбур характеризуються високою результативністю під час буріння глибоких свердловин у нестійких глинистих породах, здатністю зберігати колекторські властивості пласта, а також підвищеними протиприхоплювальними характеристиками в різних системах бурових розчинів, що застосовуються для буріння та закінчення свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Апробація результатів досліджень.

Ключові положення магістерської роботи доповідалися та отримали схвалення на 77-й науково-практичній конференції викладачів, аспірантів і студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота містить 92 сторінки

основного тексту та складається із вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗРОБОК ДЛЯ УДОСКОНАЛЕННЯ РЕАГЕНТІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН У СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

1.1 Аналіз проблем стійкості стовбура свердловини при бурінні у складних гірничо-геологічних умовах

Проблематика недостатньої стійкості відкритого стовбура свердловини належить до найгостріших виробничих викликів для нафтогазових компаній. Руйнування та обвалення стінок призводять до прихоплень бурильної і обсадної колон, а в окремих випадках завершуються втратою (ліквідацією) свердловини. Відомо, що на більшості нафтогазових об'єктів світу приблизно 70–75 % розрізу представлено глинистими породами, і за окремими оцінками до 70 % технологічних ускладнень пов'язують саме з порушенням стійкості стовбура у таких інтервалах [1–3]. За даними фахівців Shell, сумарні витрати компаній у світі на усунення проблем, що виникають під час буріння глинистих відкладів, становлять близько 0,5–1,0 млрд дол. США щорічно [4]. Показовим є приклад будівництва горизонтальної свердловини в Мексиканській затоці, де на ліквідацію аварій і ускладнень у процесі буріння було витрачено орієнтовно 212 млн дол. США [5].

Водночас, попри значну кількість наукових праць і накопичений експериментальний матеріал щодо глин та аргілітів, а також наявний практичний досвід використання сучасних технічних засобів і технологій, повністю уникати ускладнень під час проходки нестійких інтервалів вдається не завжди. Це підтверджують приклади з різних регіонів і типів свердловин, де взаємодія «порода – буровий розчин – режим буріння» формує умови, за яких порушення стійкості стовбура відбувається навіть за дотримання стандартних рекомендацій.

Так, під час буріння на газовому родовищі Phu Nom field у Таїланді, яке розробляє ExxonMobil [9], ускладнення спостерігалися в інтервалі 1300–1500 м по вертикалі за zenітних кутів 30–55°. Проблемна зона була складена нестійкими глинистими породами, і, окрім типових явищ (сальнікоутворення, посадки, затяжки, прихоплення), фіксувалося суттєве розширення стовбура: збільшення діаметра з 305 мм (12") до 455 мм (18"). При цьому розмір шламу на ситах досягав до 15 см. Як один із шляхів стабілізації стовбура було рекомендовано перейти на гліколеві системи з KCl, а також підвищити вміст кольматувальних матеріалів для ефективнішої закупорки тріщинуватих аргілітів.

Під час проводки горизонтальної ділянки в інтервалах 0–2660 м по вертикалі також виникали суттєві труднощі в межах аргілітових відкладів. Потужність окремих аргілітових прошарків становила 50–60 м, але через значні zenітні кути 60–70° фактична довжина проходки по аргілітах зростала до 150–180 м. У результаті на одну секцію в середньому витрачали до 10 діб. Для зменшення інтенсивності обвалоутворення виконали перехід на мінералізований біополімерний буровий розчин із додаванням спеціалізованих змащувальних компонентів.

Подібні прояви нестійкості трапляються практично на кожному родовищі, тому для протидії їм постійно вдосконалюють як традиційні підходи до проходки проблемних інтервалів [1–16], так і впроваджують нетипові технологічні рішення, зокрема буріння на обсадній колоні. Окремий напрям становить широке застосування бурових розчинів на вуглеводневій основі [23], які часто демонструють високу ефективність щодо інгібування глини і підвищення стійкості стовбура.

Разом з тим у виробничій практиці лабораторні дослідження конкретних нестійких порід із ускладнених інтервалів проводяться порівняно рідко. Через це в частини промислових фахівців можуть формуватися спрощені або хибні уявлення про властивості глини та аргілітів, а також про першопричини їхнього осипання. Відсутність прив'язки до реальних геологічних умов і механізмів

дестабілізації, своєю чергою, підвищує ризик повторення ускладнень під час буріння таких порід.

1.2 Стійкість порід на стінці свердловини

Вплив напружень у гірському масиві, тисків у свердловині та фізико-хімічних процесів, що відбуваються в системі «буровий розчин – порода», визначає напружено-деформований стан порід у приствольній зоні. Залежно від початкової міцності породи та того, як вона змінюється в часі під час фільтрації і взаємодії з фільтратом, стінка свердловини або зберігає стабільність, або переходить у нестійкий стан із проявами руйнування.

Щоб забезпечити стійкість стовбура, необхідно підтримувати узгодженість між основними чинниками: гірничим тиском, поровим тиском, тиском бурового розчину у свердловині та його хімічним складом [4, 5]. У сучасній практиці такий баланс оцінюють не лише за статичними тисками, а й із урахуванням гідравліки циркуляції (еквівалентної циркуляційної густини), а також взаємозв'язаних геомеханічних і фільтраційних ефектів, які можуть змінювати запас стійкості з часом.

У процесі буріння гравітаційна складова практично не змінюється, тому напруження від ваги перекривних порід (гірський тиск) за заданої глибини можна вважати сталими в часі. Натомість змінюються тиски у свердловині під час циркуляції та параметри порід у приствольній зоні (міцність, вологість, ступінь гідратації тощо). За умови, що сукупність діючих напружень урівноважена (що досягається вибором густини та реологічних характеристик бурового розчину, а також його рецептурою), передумови для порушення стійкості не формуються. Такий режим відповідає стабільному стану порід на стінці свердловини. Відхилення від рівноважного напруженого стану елемента стінки, навпаки, запускає механізми втрати стійкості.

Для оцінювання співвідношення напружень, що діють на елемент породи біля стінки свердловини, розглянемо елементарний об'єм (рис. 1.1). Під час

постановки задачі приймають такі припущення: порода є однорідною, пружною та ізотропною за пористістю, проникністю і міцністю.

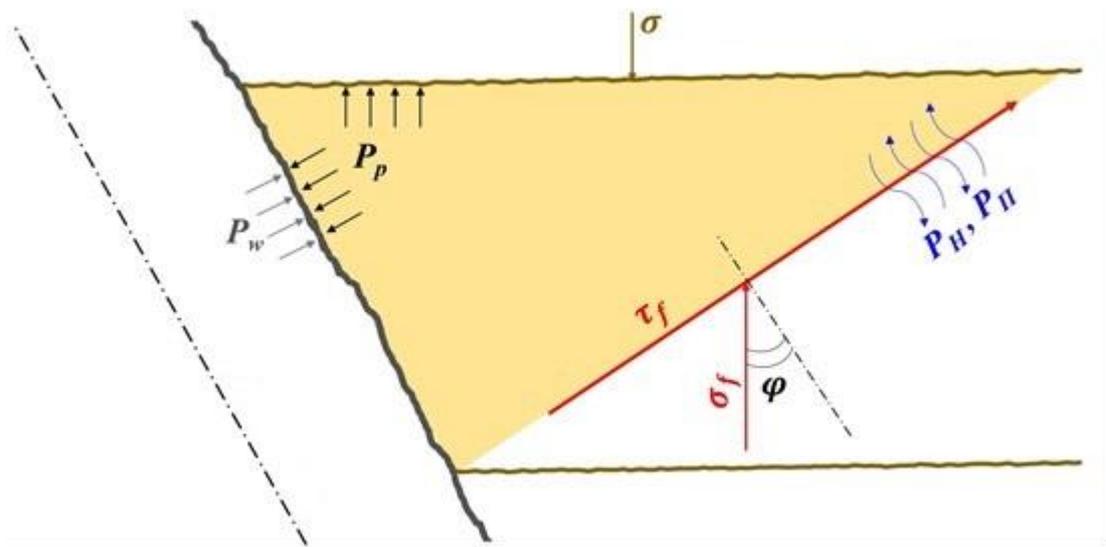


Рис. 1.1. Елементарна ділянка стінки свердловини.

Напружений стан розрахункового елемента можна подати як суперпозицію складових, зумовлених гірничим тиском σ , поровим тиском P_p , а також тисками, що формуються внаслідок проникнення фільтрату бурового розчину: адсорбційним тиском P_n та осмотичним тиском P_o . Важливо, що коректний опис взаємодії «скелет породи – порова рідина» зазвичай спирається на поняття ефективних напружень і може враховувати коефіцієнт Біо (який не завжди дорівнює 1 для ущільнених глинистих порід).

Слід підкреслити, що зазначені напруження є інтегральними термодинамічними величинами, які узагальнюють сукупність поверхневих і контактних явищ, що реалізуються на мікрорівні. Для глинистих порід додатково принциповим є те, що вони можуть поводитися як «недосконала напівпроникна мембрана», а отже осмотичні процеси здатні як стабілізувати, так і дестабілізувати приствольну зону залежно від водної активності розчину та мембранної ефективності породи.

Чинники, які визначають стійкість стінки свердловини та формують напруження у приствольній зоні, умовно поділяють на групи, що не залежать від технологічного впливу, та на параметри, які керуються технологією.

До природних (технологічно незалежних) належать початкові міцнісні характеристики породи та умови її залягання. Важливою природною ознакою, що визначає критичний опір зсуву вздовж потенційної поверхні ковзання (тріщини), є кут внутрішнього тертя φ , який є індивідуальною характеристикою конкретного масиву. До технологічно керованих параметрів відносять напруження в елементі, що визначаються фізико-хімічною та гідродинамічною взаємодією, зокрема:

Поровий тиск P_p у породі. У розрахунковому елементі поблизу стінки його часто наближено приймають рівним тиску у свердловині, який залежить від густини та реологічних параметрів бурового розчину, а також від режиму промивання. Підвищення густини розчину, як правило, зменшує результуючі напруження, що діють на породу, і тим самим підвищує стійкість стовбура. Водночас цей прийом обмежений верхньою межею, яка визначається тисками гідророзриву та втратою циркуляції.

Підвищувати стійкість стовбура лише шляхом обважнення бурового розчину неможливо, якщо в розрізі присутні поглинаючі інтервали або вузьке «вікно» між поровим тиском і градієнтом розриву. Крім того, системи з підвищеним вмістом твердої фази (барит, сидерит та ін.) здатні погіршувати роботу долота, знижувати механічну швидкість буріння, ускладнювати роботу вибійних двигунів і телеметричних комплексів, а також підвищувати ризики, пов'язані з седиментацією обважнювача та нестабільністю реологічних параметрів [12]. За таких умов у практиці дедалі частіше застосовують керування профілем кільцевого тиску в режимі керованого буріння (MPD), де завданням є точне підтримання потрібного тиску в стовбурі (зокрема підхід СВНР – майже сталий вибійний тиск у статичних і динамічних режимах), та комплексні рецептурні рішення для «підсилення» стінки і зменшення фільтрації (плівкоутворювальні й інгібувальні системи, підбір матеріалів для герметизації мікротріщин і пор, у тому числі тонкодисперсних і нано-добавок).

Адсорбційний тиск є додатковою складовою тиску, що виникає внаслідок адсорбції молекул води на поверхні глинистих частинок, тобто їх гідратації [15]. Величина цього ефекту визначається мінералогічним складом і питомою поверхнею глинистої фракції: за більшої питомої поверхні інтенсивність гідратації зазвичай зростає. Питома поверхня, своєю чергою, пов'язана з будовою мінералів (монтморилоніт, каолініт тощо) і є природною властивістю породи. Разом із тим перебіг гідратаційних процесів суттєво залежить від густини електричного заряду на поверхні частинок і параметрів електричного подвійного шару, на які можна впливати складом промивальної рідини. До керованих (технологічних) чинників у цьому випадку відносять тип і концентрацію катіонів, рН середовища, а також тип і дозування полімерів та поверхнево-активних речовин, що змінюють змочуваність, зета-потенціал і здатність глин до диспергування. У сучасних водних інгібувальних системах додатково використовують композиції, що знижують проникнення фільтрату і стабілізують глинисту матрицю (зокрема полімер-наноккомпозити або модифіковані наночастинки), оскільки вони можуть ущільнювати фільтраційну кірку та обмежувати водообмін у приствольній зоні.

Залежно від початкового іонного складу, структурних особливостей кристалічної решітки та умов взаємодії «розчин – порода» внесок адсорбційної складової може проявлятися як у напрямі стабілізації, так і у напрямі дестабілізації стінки свердловини. Тому зміна кожного із чинників під час буріння є окремим об'єктом поглиблених досліджень, однак для інженерної практики визначальним є аналіз їх сумарної дії, оскільки саме поєднання механічних, гідродинамічних і фізико-хімічних ефектів формує реальний запас стійкості.

На відміну від комплексного підходу, у галузевій практиці для оцінювання розущільнення та схильності глинистих порід до деструкції широко застосовують непрямі експрес-методи (непрямі в тому сенсі, що вони не вимірюють безпосередньо міцнісні характеристики). Такі випробування базуються на вивченні окремих аспектів взаємодії породи з

промивальною рідиною: гідратації, набухання, зволоження, диспергування, просочення тощо. Найпоширенішими є тести типу hot-roll dispersion та лінійного набухання, але через відмінності у підготовці зразків, режимах випробувань і критеріях оцінювання їх результати нерідко є слабо відтворюваними та складними для коректної метрологічної інтерпретації, навіть якщо такі методики частково відображені в нормативних підходах.

З огляду на це, для підвищення стійкості стінок свердловини під час буріння доцільно застосовувати емульсійні системи, спеціалізовані інгібітори або багатофункціональні добавки, які одночасно забезпечують інгібування глини, контроль фільтрації, стабільну реологію, належні змащувальні властивості та зменшення ризику ускладнень у проблемних інтервалах.

1.3 Огляд багатофункціональних мастильних добавок та стан їх вивченості.

Сучасні умови буріння та загальна тенденція до ускладнення профілів свердловин підвищують вимоги до мастильних добавок у складі бурових розчинів. Такі реагенти мають зберігати ефективність за підвищених температур і тисків, у середовищі з високою мінералізацією, за наявності сірководню та інших агресивних компонентів пластових флюїдів, одночасно не порушуючи стабільність дисперсної системи та сприяючи збереженню стійкості стінок свердловини. Окремо важливими стали екологічні обмеження, через які зростає інтерес до біорозкладних і менш токсичних рецептур мастильних компонентів, придатних для водних систем.

Досвід буріння із застосуванням систем із підвищеною мастильною дією свідчить про комплексний позитивний ефект: зменшуються тертя, крутний момент і гідравлічний опір у зонах контакту, знижується інтенсивність зношування вузлів тертя бурового обладнання, покращується технологічний стан стовбура свердловини [18]. Досягають цього, як правило, введенням спеціальних мастильних добавок, оскільки циркулюючий розчин є

ефективним носієм, який транспортує активні компоненти до зон контакту (долото, вибійні двигуни, елементи бурильної колони, обсадні труби).

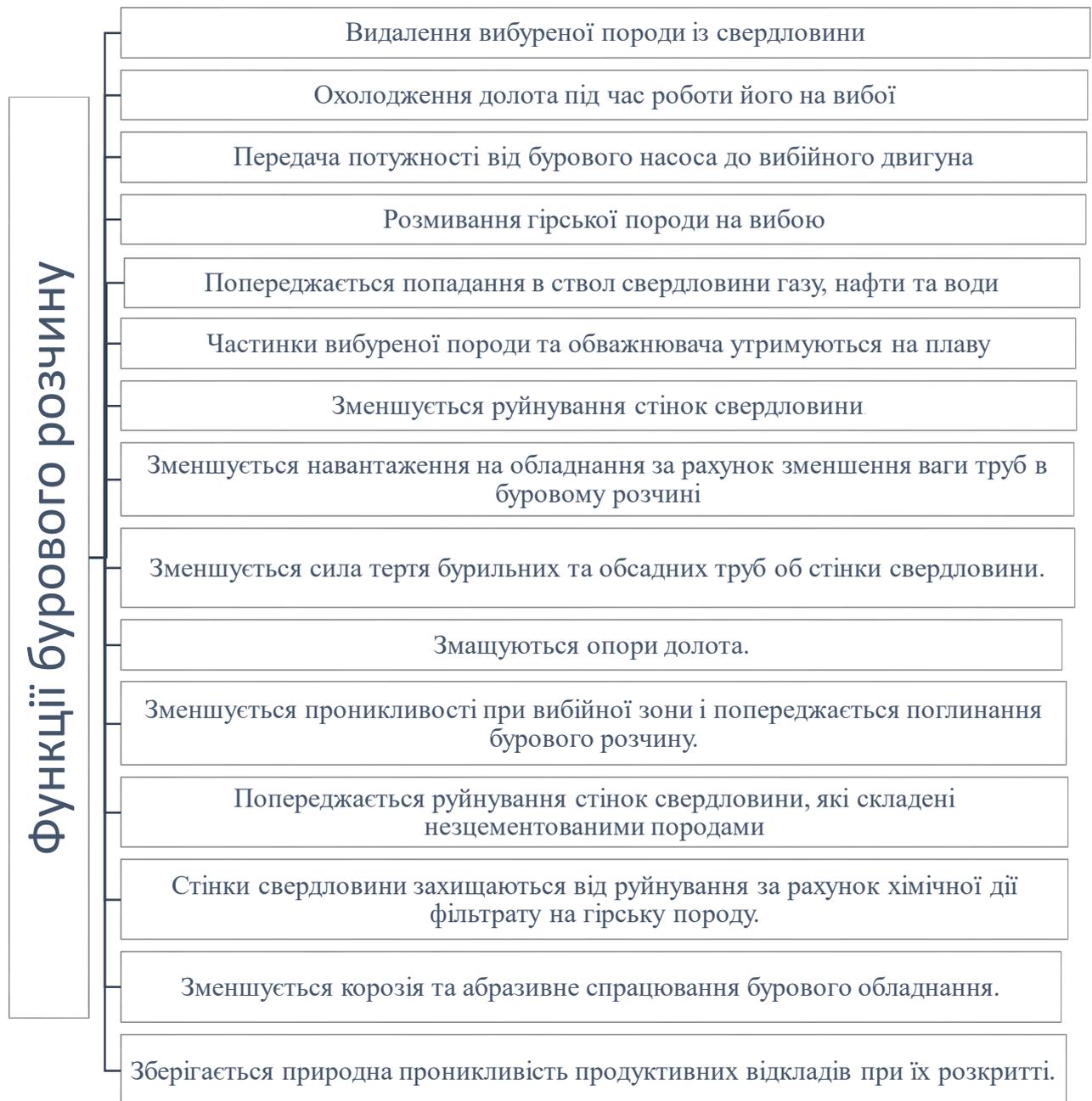


Рис.1.2 Функції бурового розчину

Одним із ключових чинників успішної проводки свердловини є якість бурового розчину, оскільки саме він забезпечує реалізацію основних технологічних функцій (рис. 1.2). Поряд із цим, для надійної роботи бурильного інструменту та обладнання розчин повинен характеризуватися

достатніми мастильними властивостями (рис. 1.3), особливо під час буріння похило-скерованих і горизонтальних інтервалів, де сили тертя та опір переміщенню колони істотно зростають.



Рис. 1.3 Функції мастильних добавок

Поширений у технічній літературі термін «мастильна здатність» доцільно трактувати як здатність середовища формувати на поверхнях твердих тіл граничні шари та тонкі плівки з малим опором зсуву і підвищеною стійкістю до стискання. Відповідно, мастильна дія визначається властивостями цих граничних шарів і плівок, у формуванні яких активну роль відіграють компоненти розчину [2]. При цьому слід відрізнити мастильний ефект від протизношувального: перший переважно проявляється у зменшенні сил тертя, адгезії та гідравлічного опору за відносно помірних питомих навантажень, тоді як протизношувальна дія стає визначальною за високих контактних тисків, коли відбувається руйнування адсорбційних плівок і потрібні компоненти з підвищеною несучою здатністю та протизадирними властивостями [3]. Сучасні огляди з трибології буріння додатково підкреслюють, що ефективність мастильних добавок слід оцінювати з

урахуванням режиму тертя, типу контактних пар і складу бурового середовища.

Наразі накопичено значний промисловий досвід покращення мастильних характеристик бурових розчинів шляхом введення різних класів добавок. Найвищу природну мастильність традиційно демонструють розчини на вуглеводневій основі [4], однак масштаби їх застосування часто обмежені економічними та екологічними чинниками, особливо в чутливих районах і на морських проєктах. Тому основний обсяг досліджень і практичних удосконалень зосереджено на водних системах і на «зелених» мастильних компонентах, сумісних із водними буровими розчинами.

До традиційних мастильних компонентів, що зберегли практичне значення, відносять нафту та нафтопродукти. Зокрема, застосовують емульсійні системи з введенням приблизно 5–15 % нафти або дизельного палива (рис. 1.4). Мастильний ефект нафтової фази іноді підсилюють графітом: за оцінками окремих дослідників, сам графіт поступається нафтовій фазі за корисністю, проте їх сумісна дія може перевищувати просту суму ефектів. Разом із тим через недостатню міцність сформованих мастильних шарів протизношувальна здатність композицій «нафта – графіт» за великих навантажень залишається обмеженою [1].

Дослідження показують, що виражену протизношувальну дію за значних контактних тисків можуть проявляти карбонові кислоти, спирти та їх похідні, причому активність таких сполук, як правило, зростає зі збільшенням довжини вуглеводневого ланцюга [3, 6, 7]. Для бурових розчинів кращі результати часто забезпечують ненасичені жирні кислоти з одним, двома або трьома подвійними зв'язками та ланцюгами, що містять не менше 8–12 атомів Карбону, а також їх суміші, мила, ефіри та інші похідні.

Окремі рецептури мастильних емульсій закріплені патентами. Наприклад, описано емульсійні композиції з присадками, що покращують мастильні й протизадирні властивості, на основі вищих жирних кислот (олеїнової, стеаринової) та ефірів цих кислот [8]. У сучасній літературі

розвиток цього напрямку здебільшого пов'язують із переходом до естерних (у тому числі рослинних) компонентів та їх модифікованих похідних, оскільки вони поєднують прийнятні трибологічні характеристики з кращою біорозкладністю та придатністю для високотемпературних режимів у відповідних рецептурах.

Високі протизношувальні, протизадирні й антикорозійні властивості також приписують хлорованим ди-ефірам алкілянтарної кислоти [9] та тетрапропенілянтарній кислоті [10, 11]. Водночас у сучасних підходах дедалі частіше акцентують на безхлорних альтернативах для водних систем (естери, похідні жирних кислот, комбіновані композиції з функціями інгібування/змащування), а також на використанні тонкодисперсних і нанодобавок, здатних одночасно зменшувати коефіцієнт тертя й покращувати контроль фільтрації та стабільність привибійної зони.



Рис. 1.4 Застосування емульсійних розчинів

За методом, запропонованим у [12], синтезовано галоїдовмісні солі сульфіддикарбонівих і полісульфідполікарбонівих кислот. Такі сполуки

добре розчиняються у воді, проявляють виражену мастильну дію та одночасно здатні інгібувати корозійні процеси.

У США та Франції запатентовано водні композиції, що характеризуються високою стабільністю, а також антикорозійними і протизносними властивостями. Зазначені показники забезпечуються введенням 0,1–2,0 % солей алканоламінів у поєднанні із солями карбонових кислот [13, 14].

За відносно невеликих осьових навантажень на долото (бурильний інструмент) посилення змащувальної дії досягають введенням жирних кислот та їх похідних (естерів або імідів), продуктів сульфірування, а також сумішей таких речовин із нерозчинними спиртами [15].

Окремі індивідуальні реагенти часто є дефіцитними й дорогими, тому на практиці частіше застосовують продукти, що виступають їх джерелами. До них відносять жири та продукти їх переробки, відходи целюлозно-паперової промисловості, важкі фракції виробництва синтетичних жирних кислот і залишкові продукти, а також окиснений петролатум. Показано, що добавки рослинного та тваринного походження нерідко виявляються результативнішими за добавки нафтового генезису [20]. Додатково, у сучасних екологічно чутливих умовах зростає інтерес до біорозкладних естерних та «рослинно-орієнтованих» мастильних компонентів для водних систем, які дають змогу поєднати прийнятну мастильність із жорсткішими вимогами до токсичності та біодеградації.

Механізм дії низки таких добавок пов'язують із хімічною взаємодією з оксидною плівкою на металі за підвищених контактних температур із утворенням відповідних «мил», що характеризуються підвищеною адгезією та здатністю формувати більш стійкий граничний шар [3].

Відомо, що добрі мастильні властивості буровим розчинам надають жирні кислоти касторової олії [21], лядового жиру [22] та талової олії [23]. У промисловості також широко використовують кубові залишки, які містять продукти перегонки жирних кислот [24, 25].

На площах України впроваджували мастильну добавку СГ (суміш гудронів), отриману з кубових залишків олійно-жирових підприємств. Досвід буріння із промиванням буровими розчинами, що містили СГ, показав: поряд із помітним зменшенням інтенсивності зношування опор турбобурів і шарошкових доліт, знижуються гідравлічні опори в циркуляційній системі, у 1,35 раза зростають показники роботи доліт і у 2,0–2,5 раза [2].

Раніше в різних районах країни значне промислове поширення мала добавка ДМАТ-1 (суміш окисненого петролатуму з дизельним паливом у співвідношенні 1:1). За ефективністю ДМАТ-1 не поступається імпортованим мастильним реагентам типу «Бітлуб», «Мадлуб» тощо, однак за наявності у буровому розчині катіонів кальцію та магнію її мастильні характеристики різко погіршуються [2, 20].

В УНІ була створена й випробувана мастильна добавка на основі вищих технічних спиртів. За її введення в буровий розчин швидкість зношування опор доліт зменшувалася у 1,35 раза, а проходка та механічна швидкість буріння збільшувалися на 20–40 % [2].

Покращення мастильних характеристик промивальних рідин досягають також введенням полімерів класів поліетилену, поліпропілену та їх сополімерів, продуктів приєднання оксидів алкіленів до ароматичних або аліфатичних сполук, полімерної вінілтолуол-акрилатної смоли, а також частинок окисненого бітуму [26, 29]. Окремим сучасним напрямом є застосування тонкодисперсних і нано-добавок (зокрема графенових та на основі дисульфиду молібдену), які можуть знижувати коефіцієнт тертя й підвищувати термостійкість мастильної дії у водних бурових системах.

Для форсованих режимів буріння за підвищених осьових навантажень на долото перспективними вважають присадки до мастильних систем на основі органічних сполук Сульфуру, Хлору та Фосфору, які забезпечують протизадирний (EP) ефект за високих контактних тисків.

Виконані дослідження та промислове впровадження бурових розчинів із підвищеними мастильними властивостями дають підстави стверджувати, що

використання змащувальних добавок істотно підвищує ефективність буріння; у ряді випадків фіксували навіть триразове зростання проходки на долото [7]. На практиці результативність таких реагентів зазвичай контролюють за показниками тертя/змащування та випробуваннями на екстремальні навантаження на стандартних лабораторних установках.

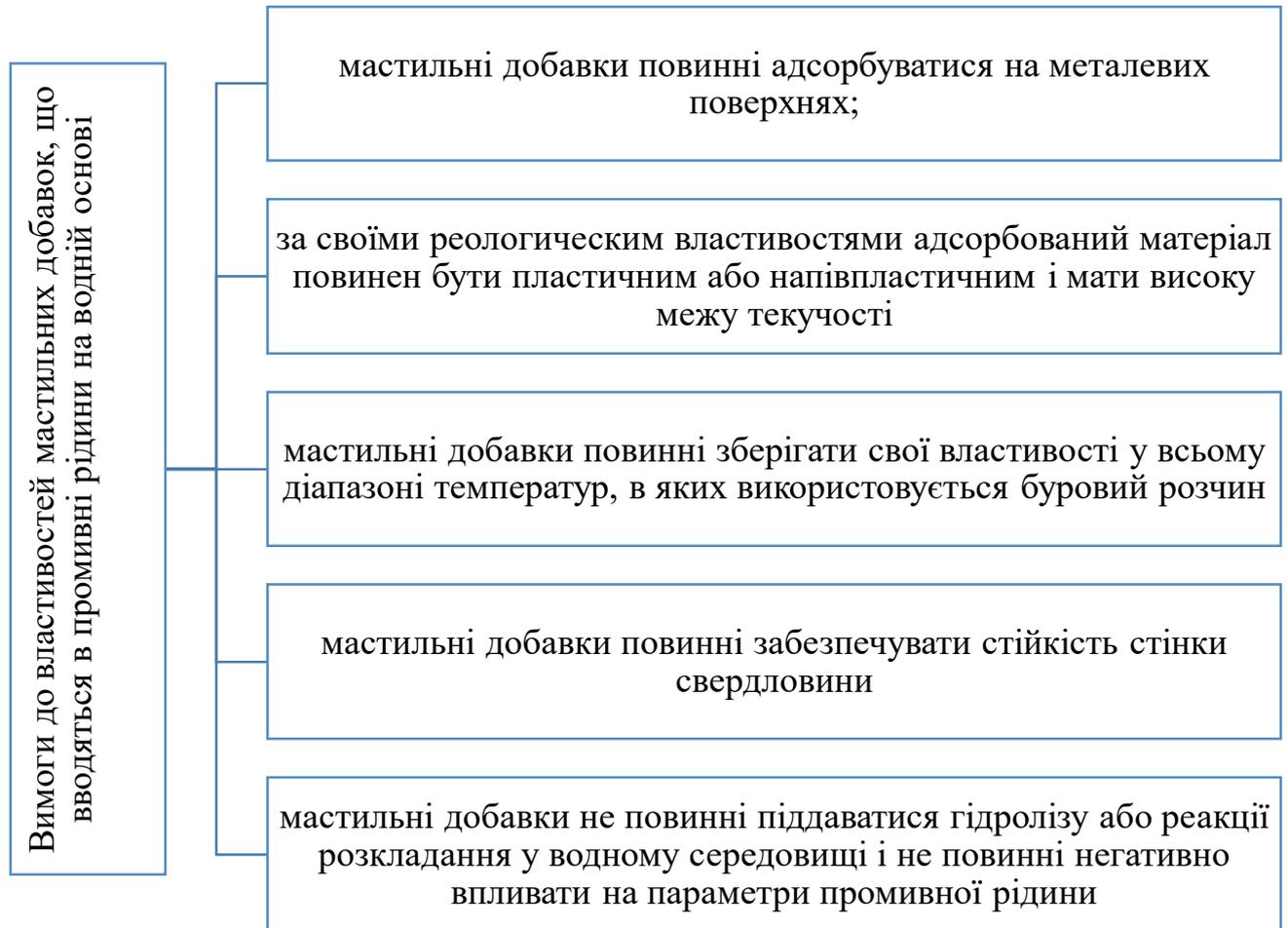


Рис. 1.5 Вимоги до властивостей багатфункціональних мастильних добавок, що вводяться в промивні рідини на водній основі

Виконані дослідження дають змогу узагальнити низку вимог до властивостей мастильних добавок, які вводять у промивні рідини на водній основі (рис. 1.5).

За останні роки мастильні добавки для бурових розчинів, які раніше розглядалися як допоміжні спеціалізовані реагенти, фактично переходять до категорії базових компонентів рецептур. Насамперед це зумовлено розвитком

похило-скерованого, сильно викривленого та горизонтального буріння, де енерговитрати на подолання тертя бурильної колони об стінку свердловини можуть бути значними, а отже змащувальна здатність системи стає критично важливою. У переліку ключових функцій бурового розчину (транспортування шлама, забезпечення стійкості стінок, контроль фільтрації тощо) для таких типів свердловин змащувальна та стабілізувальна дія за значущістю віднесена до найважливіших [45]. Додатково, сучасні обмеження щодо токсичності та утилізації відходів стимулюють перехід до біорозкладних мастильних компонентів для водних систем, зберігаючи вимоги до термостійкості й сумісності з реагентами бурового розчину.

Протягом останніх 10–15 років запропоновано значну кількість багатофункціональних мастильних добавок для бурових розчинів [30–34]. Прикладом є жирова добавка ЛТМ-1, що виготовляється на основі легкого талового мастила у поєднанні з кремнійорганічною рідиною (ГКЖ-10, ГКЖ-11) за оптимального співвідношення 5:1. Для роботи в умовах сольової агресії створено модифікацію ЛТМ-2.

Промислове використання ЛТМ-1, за даними впроваджень, знижує ризик прихоплення завдяки зменшенню коефіцієнта тертя в парі «глиниста кірка – метал» у 1,5–2 рази, підвищує показники роботи доліт на 40–70 %, а в порівнянних умовах демонструє приблизно у 1,8 раза вищу ефективність, ніж ДМАТ-1.

У нафтопромисловій практиці застосовують також ефективні мастильні добавки на основі модифікованих кислот талових мастил (ІКБ-4В, ІКБ-4ТМ, ДСБ-4ТТП, ДСБ-4ТМП). Варіювання компонентного складу таких продуктів забезпечує відмінності у функціональності та фізико-хімічних характеристиках і дає можливість підбирати їх під конкретні гірничо-геологічні умови [22].

Жирні кислоти сирого та легкого талового мастила є активною основою багатьох мастильних композицій: ЛТМ і оксаля-сонбур-1101 [23], сіль моноетаноламіну сирих талових мастил, оксаль або полігліколі й толуол [24],

а також продукт поліконденсації моноетаноламіну з сирими таловими мастилами.

Ефективність як мастильних компонентів демонструють і модифіковані кубові залишки рослинних мастил у поєднанні з реагентом Т-80, або кубові залишки виробництва синтетичних жирних кислот (СЖК) з етілендіаміном.

Описано склади багатofункціональних мастильних добавок на основі жирних кислот вищого ряду (С... і більше) у поєднанні з іншими компонентами: поліетиленгліколевим ефіром моноізонілфенолу з 6–12 мономерними ланками в радикалі [35], поліалкіленгліколями з молекулярною масою 5000–40000 або їх сумішами [36], а також з альфаолефінами чи поліальфаолефінами та гідроксидом лужного металу [37]. Паралельно останні роботи зосереджуються на системах, здатних працювати за високої температури та мінералізації, зокрема на похідних жирних кислот і багатоатомних спиртів.

Порівняно небагато розробок присвячено мастильним композиціям не жирової природи. Відомо, що реагенти цієї серії поєднують «покращувальний» комплексний ефект: поряд зі зменшенням фільтрації бурових розчинів і зниженням реологічних параметрів, вони забезпечують мастильну та протизносну дію. Повідомляється, що за рівнем мастильного ефекту в середовищі бурових розчинів реагенти серії «Радкагрін» перебувають на рівні інших випробуваних реагентів [39]. Також встановлювали мастильну дію 20–40 % водного розчину «Агрокора» у концентраті для приготування промивних рідин типу Брін.

Сучасні розробки компаній переважно стосуються добавок на основі жирних кислот або багатоатомних спиртів. Зокрема, відомі патентні рішення на водні мастильні системи, що містять гліколь/ефіргліколь, отриманий з епоксиду, причому переважає продукт реакції 2-етилгексанолу та епоксиду 1-гексадецену. У роботі [42] наведено результати лабораторних випробувань натрієвої солі олеїнової кислоти в буровому розчині: показано зниження коефіцієнта тертя між алмазами коронки й кварцом з 0,244 до 0,066, а між

сталлю та кварцом – з 0,35 до 0,10. У Хорватії під час горизонтального буріння, за повідомленнями, ефективно застосовують антифрикційний матеріал NORMA на основі ріпакової олії.

Різноманіття розроблених до сьогодні мастильних композицій і значний обсяг експериментальних даних дають змогу сформуванню більш чіткого уявлення про зв'язок між будовою/складом змащувальної добавки та її дією на межі «металева поверхня – фільтраційна кірка – порода», що важливо і для технологічного стану стовбура, і для стабільності порід у зоні біля стінки свердловини (привибійна зона).

Зазвичай вважають, що мастильні добавки діють через формування фізико-хімічних умов, які зменшують зростання адгезійних сил і сил опору переміщенню бурильної колони, у тому числі під час спуско-підіймальних операцій та за статичного контакту поверхні труб із фільтраційною кіркою [34].

Узагальнення експериментальних результатів щодо тертя та багатофункціональних мастильних реагентів свідчить, що ефективність змащувального матеріалу визначається характеристиками граничних плівок, які формуються на металевих поверхнях за рахунок адсорбції. При цьому щільність покриття суттєво залежить від просторової структури молекули та розташування полярної групи. Для молекул однакової довжини вуглеводневого ланцюга інтенсивність зниження тертя адсорбованими шарами, як правило, зменшується в ряду: жирні кислоти → естери жирних кислот → спирти → вуглеводні. Плівки, що виникають внаслідок хемосорбції молекул із кислотними (наприклад карбоксильними) групами, за своєю природою близькі до органометалевих «мил» і зазвичай відрізняються вищою стійкістю до зсуву та меншою чутливістю до термічного впливу порівняно з плівками, утвореними молекулами без таких функціональних груп.

Дослідження [45] також вказують на істотну роль гідрофобних взаємодій і гідрофобних зв'язувань у хемосорбованому шарі мастильної добавки на металі, які помітно впливають на поліпшення мастильних властивостей

бурових розчинів. Окремий сучасний напрям розширення цього підходу пов'язують із дисперсними нано-добавками (наприклад на основі гексагонального нітриду бору або інших шаруватих матеріалів), що можуть додатково підсилювати граничні плівки та знижувати коефіцієнт тертя у водних середовищах.

Застосування показника ефективності мастильної дії (ЕРС) дало змогу виявити важливу роль додаткової гідрофобізації адсорбційного шару, оскільки вона помітно підвищує якість сформованих мастильних покриттів. Зростання гідрофобності, а отже і посилення мастильної дії поверхневого моношару, можна забезпечити кількома підходами: введенням у структуру молекули мастильної речовини катіонів, які активно «дезорганізують» водну фазу; використанням олеофільних полімерів, що підсилюють гідрофобні прояви неполярних фрагментів молекул мастила, адсорбованих на металевій поверхні.

Показник ефективності мастильної дії визначають як відношення коефіцієнта тертя μ до максимального навантаження притиснення P_{max} . Цей параметр відображає працездатність мастильної добавки та опосередковано характеризує міцність її граничних шарів.

За результатами випробувань встановлено, що ЕРС дає можливість розділяти мастильні добавки за ефективністю: що менше значення ЕРС, то результативніше працює мастило в середовищі бурового розчину.

Показано також, що простежується виражена кореляція між ступенем ненасиченості жирних кислот у складі мастильної добавки, ЕРС і μ : зі зменшенням кількості подвійних зв'язків у молекулах жирних кислот, як правило, знижуються і коефіцієнт тертя, і значення ЕРС.

У роботі [46] розроблено та систематизовано способи підвищення диспергованості мастильних добавок на основі вищих жирних кислот шляхом введення спеціальних диспергаторів, які забезпечують високу колоїдну розчинність вільних жирних кислот у складі реагенту. Методи поліпшення диспергованості за характером взаємодії «диспергатор – жирна кислота»

поділяють на хімічні та фізико-хімічні. До хімічних, зокрема, відносять введення лугів, що нейтралізують жирні кислоти з утворенням солей (мил). Фізико-хімічні методи ґрунтуються на застосуванні ПАР як диспергаторів. Серед фізико-хімічних диспергаторів окремо виділяють гідрофобізатор — речовину, яка підвищує ефективність мастильної дії через посилення гідрофобного екранування: або металевої поверхні (внутрішні гідрофобізатори), або міцелярних структур (зовнішні гідрофобізатори).

Під час досліджень встановлено, що модифікування мастильних добавок, які містять як нейтралізовані, так і вільні жирні кислоти, різними диспергаторами, що підвищують сумісність цих кислот із водною фазою бурового розчину, є доцільним і результативним. Підбір диспергатора виконують з урахуванням величини гідрофільно-ліпофільного балансу (HLB) неіоногенних ПАР та ступеня нейтралізації жирних кислот. Найкращий ефект зазвичай забезпечує поєднання хімічних і фізико-хімічних диспергаторів.

У [37] наведено подальший аналіз синергетичного ефекту, який проявляється при введенні до мастильного складу, поряд із вищими жирними кислотами, «зовнішніх» гідрофобізаторів. Досліджено мастильні властивості глинистих розчинів, оброблених композицією, що містить аніонні ПАР (вищі жирні кислоти талового мастила), а як координаційний гідрофобізатор використано технічний оксаль, до складу якого входять ізомери діоксану. Відзначено ефект підвищення результативності мастильних присадок за рахунок введення гідрофобізаторів, які різко підсилюють гідрофобність адсорбційних моношарів на межах тертя.

1.4 Оцінка ефективності змащувальних домішок в складі бурових розчинів

Останніми роками мастильні добавки для бурових розчинів, які раніше відносили до допоміжних реагентів спеціального призначення, дедалі частіше розглядають як складову «базового пакета» реагентів. Це насамперед

пов'язано з розвитком похило-скерованого, сильно викривленого та горизонтального буріння, де можливі значні енерговитрати на подолання тертя бурильної колони об стінку свердловини. У таких умовах вирішального значення набуває змащувальна здатність бурового розчину. У промисловості накопичено помітний досвід підвищення мастильних характеристик бурових систем шляхом введення різних класів мастильних добавок. До найбільш результативних зазвичай відносять речовини на основі карбонових кислот, спиртів і їх похідних. Водночас ці мастильні компоненти часто є в'язкими рідинами, що може ускладнювати дозування, диспергування у водній фазі та стабільність властивостей у широкому діапазоні температур.

Під час будівництва свердловин тривалий час застосовували також тверду мастильну добавку графіт [29]. Хоча його ефективність у зниженні коефіцієнта тертя зазвичай поступається рідинним органічним реагентам, графіт має технологічні переваги: відносну простоту використання, хімічну інертність і стійкість до впливу агресивних середовищ.

1.5 Існуючі розробки багатofункціональних мастильних добавок для бурових розчинів при бурінні і закінченні свердловин

Мастильні добавки, окрім підвищення довговічності та зносостійкості вузлів тертя бурового обладнання й породоруйнівного інструменту та зниження небажаних екологічних наслідків, мають забезпечувати ефективну роботу в ускладнених гірничо-геологічних умовах. До таких умов відносять полімінеральну та сірководневу агресію, підвищені вибійні температуру і тиск, а також змінні гідродинамічні режими.



Рис. 1.6 Завдання мастильних добавок

Крім власне мастильної дії, від сучасних багатофункціональних добавок очікують інгібувальних, гідрофобізуювальних, антикорозійних та інших корисних властивостей (рис. 1.6).

Станом на сьогодні запропоновано велику кількість багатофункціональних мастильних добавок для бурових розчинів, що підтверджується значним масивом патентних матеріалів і наукових публікацій; частину цих відомостей узагальнено в оглядових джерелах [26]. Номенклатура таких добавок охоплює різні класи сполук: солі металів (переважно лужних) вищих жирних кислот, складні ефіри жирних кислот, хлоровані, сульфовані та конденсаційні похідні жирнокислотних компонентів, а також багатокомпонентні природні суміші, зокрема продукти типу гудронів рослинних олій та інші подібні матеріали.

Таким чином, мастильні добавки повинні мати такі технологічні характеристики (рис. 1.7):



Рис1.7 Масильні добавки повинні мати наступні технологічні властивості

Водночас встановлено, що значна частина застосовуваних мастильних реагентів не забезпечує стабільно високої результативності в ускладнених умовах буріння. Найбільш проблемними є ситуації, коли середовище характеризується полімінеральною та сірководневою агресією, а режим роботи супроводжується підвищеними контактними тисками і високими вибійними температурами. За таких умов різко зростають вимоги до термостійкості, протизадирних властивостей і здатності формувати міцні граничні плівки на поверхнях тертя.

Узагальнення наявного промислового досвіду дозволяє сформулювати перелік ключових вимог до мастильних добавок, призначених для бурових розчинів, з урахуванням реальних режимів роботи обладнання та властивостей середовища.

Переважає частина мастильних добавок, що сьогодні застосовуються, не задовольняє підвищені вимоги сучасного буріння. Окремі реагенти із відомого

переліку (нафта, СМАД, СГ тощо) небажані з позицій екологічної безпеки та поводження з відходами. Інші продукти не отримали масового впровадження через сукупність практичних обмежень: виражену схильність до піноутворення (СПРИНТ, ФК-2000, ЛУБРИ-М та ін.), різке падіння ефективності за умов полімінеральної агресії (ЭСОМ, ЭКСТРА-С тощо), низьку технологічність у приготуванні та застосуванні (ИКБ-4В, водні розчини ПАР та ін.), а також через дефіцит сировини й обмежені обсяги виробництва (ЭКОС-Б, ЭМСА та ін.).

Імпортні мастильні добавки часто мають подібні недоліки, а додатковим стримувальним чинником для їх використання є висока вартість. У підсумку створення та широке впровадження ефективних і екологічно прийнятних мастильних добавок, які проявляють корисні поліфункціональні властивості в різних типах бурових розчинів і забезпечують роботу в ускладнених гірничо-геологічних умовах, залишається одним із актуальних напрямів удосконалення технологій буріння свердловин.

До періоду переважного буріння вертикальних стовбурів мастильні добавки здебільшого розглядали як допоміжні реагенти. При цьому як мастильні компоненти часто використовували доступні товарні продукти, первинно створені для інших галузевих завдань.

Одними з найперших і традиційних мастильних добавок для бурових розчинів на водній основі були нафта, нафтопродукти та графіт. Нафтова фаза в емульсіях, змочуючи поверхні доліт і бурильних труб, зменшує схильність до забивання проміжків між елементами долота шламом, знижує ризик прихоплення інструменту, сприяє збільшенню гідравлічної потужності, що підводиться до вибою, а також зменшує тертя на контакті «метал – глиниста кірка» [7, 8]. Окрім нафти, у ролі мастильних добавок застосовували й інші нафтопродукти: смоли поліалкілбензолу або важкі піролізні смоли, дизельне паливо як важкий фракційний продукт перегонки, різні відходи НПЗ (нафтові шлами), а також відходи контактного очищення мастил під час їх виробництва.

Підвищення мастильної здатності бурового розчину за рахунок графіту пояснюють його шаруватою будовою: при терті відбувається взаємне ковзання площин із формуванням більш «м'якого» поверхневого шару, що частково вирівнює мікронерівності, локалізує зони тертя і зношування та зменшує питомі навантаження в контакті [20, 21]. Відомо також, що графіт має високу адсорбційну здатність: адсорбовані речовини (пара води, кисень, вуглеводні, пари органічних та неорганічних сполук), потрапляючи у міжплощинний простір і збільшуючи відстань між шарами, знижують поверхневу енергію взаємодії та міцність адсорбованого шару [19]. У буровій практиці, щоб посилити прилипання частинок технічного вуглецю до металу, використовують композиції графіту з нафтою або нафтопродуктами [20, 22, 23]. Проте навіть за такого підходу адсорбційний шар, який утримується на металі переважно фізичними силами, має недостатню механічну стійкість: він видавлюється із пари тертя й погано витримує високі контактні навантаження [24].

Застосування нафти як мастильної добавки має низку суттєвих недоліків: прискорюється зношування гумових деталей і вузлів тертя бурових насосів та вибійних двигунів, спотворюються результати геофізичних досліджень, ускладнюється технологія промивання, зростають токсичність і пожежонебезпека, а також ризики забруднення довкілля. Додавання нафти до глинистого розчину навіть на рівні близько 10 % часто не дає достатнього ефекту, оскільки за високих контактних напружень (наприклад, у вузлах долота) нафта не формує на сталевих поверхнях достатньо міцної хемосорбційної плівки [24, 25]. Крім того, використання нафти як реагенту означає безповоротне вилучення цінної сировини, тому питання її заміни на більш технологічні та екологічно прийнятні мастильні компоненти є принциповим.

1.6 Висновки до розділу 1. Мета і задачі досліджень

Виконано аналіз сучасних проблем забезпечення стійкості стінок свердловини під час буріння нестійких гірських порід на значних глибинах за підвищених температур.

Показано, що для збереження стійкого стану стінок свердловини в нестійких інтервалах доцільно застосовувати емульсійні бурові системи, спеціалізовані інгібувальні реагенти або багатофункціональні мастильні добавки, які забезпечують комплекс необхідних властивостей бурового розчину.

За результатами аналітичного огляду встановлено, що в Україні створено значний набір багатофункціональних мастильних композицій, частина з яких отримала промислове впровадження. Наявний експериментальний матеріал дає змогу узагальнити уявлення про механізми дії мастильних добавок та про вплив їх будови й складу на технологічну ефективність.

На підставі узагальнення попередніх досліджень визначено перспективність подальших робіт, спрямованих на поглиблене вивчення механізмів формування фільтраційної кірки в умовах кольматації, гідратації, адсорбції та адгезії. Окремої уваги потребують процеси кольматації пористих середовищ, що знижують імовірність диференціальних прихоплень у нестійких відкладах, а також питання впливу мастильних домішок на фільтраційні характеристики пластів і стан привибійної зони.

Виходячи з аналітичних даних, у подальшій частині роботи передбачено дослідити застосовувані в Україні багатофункціональні мастильні добавки та оцінити їх придатність для підвищення ефективності глибокого буріння в ускладнених гірничо-геологічних умовах.

Метою роботи є підвищити ефективність спорудження свердловин у складних інженерно-геологічних умовах шляхом введення до бурових розчинів мастильної добавки поліфункціональної дії.

Основні завдання досліджень

1. Проаналізувати ефективні технології буріння, спрямовані на запобігання руйнуванню стінок свердловини при бурінні у складних гірничо-геологічних умовах.
2. Визначити найбільш перспективні напрями створення дієвих добавок для забезпечення стійкості порід і підвищення ефективності буріння.
3. Розглянути методи та критерії оцінювання стабілізуючих, мастильних, протизношувальних і протиприхоплювальних властивостей бурових розчинів та обґрунтувати оптимальні з них.
4. На основі вимог до багатофункціональних добавок встановити раціональні склади композицій.
5. Оцінити вплив таких добавок на стабільність стінок свердловини, збереження колекторських властивостей продуктивних інтервалів і технологічні параметри бурових розчинів, а також надати рекомендації щодо застосування та вдосконалення.

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ БАГАТОФУНКЦІОНАЛЬНИХ МАСТИЛЬНИХ ДОМІШОК ДЛЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

2.1 Методи оцінки властивостей багатофункціональних мастильних домішок для бурових розчинів

Застосування бурових розчинів із підвищеною стабілізуючою та мастильною дією, що досягається введенням спеціальних багатофункціональних мастильних добавок, є дієвим способом зменшення сил тертя між інструментом і стінкою свердловини. Водночас на сьогодні відсутній єдиний регламентований підхід, який би однозначно нормував методику оцінювання змащувальної здатності бурових розчинів у різних умовах буріння. Проведення випробувань на спеціальних стендах, які відтворюють зношування реальних вузлів тертя, потребує значних витрат часу та ресурсів і не завжди є виправданим на етапі підбору рецептур. Тому для моделювання процесів тертя й зношування використовують широкий набір лабораторних приладів, що дозволяють порівнювати мастильні властивості бурових систем у прискорених режимах.

Найбільш відомими є машини тертя «Амслера», М-22М, МІ-1М, «Тимкен», «Фалекс», «Бароїд», які відрізняються геометрією контакту зразків і рівнями навантаження. Вибір конкретної машини зазвичай визначають конструктивними особливостями вузла тертя, для якого підбирають мастильну добавку, а також умовами, які потрібно імітувати (ковзання, кочення, змішаний режим, рівень питомого тиску тощо).

Аналіз закономірностей тертя та зносу, як правило, базується на моделюванні процесу з максимальним збереженням параметрів, характерних для реальної експлуатації пари тертя. До ключових параметрів насамперед відносять швидкість ковзання, питомий тиск, температуру, тривалість контакту та властивості середовища. Це важливо тому, що робота бурильної колони у свердловині визначається складною комбінацією факторів, які

впливають на інтенсивність тертя й зношування. Оскільки механізми зношування в таких умовах не описані настільки повно, щоб перейти до універсального розрахункового прогнозування, виникає потреба у значному обсязі попередніх лабораторних випробувань. Такі випробування дозволяють оцінити якісний внесок окремих компонентів мастильної добавки у зміну мастильних характеристик бурового розчину та перевірити робочі гіпотези під час формування рецептур.

Чотирикулькова машина тертя, описана ще у 1933 р. [135], і нині залишається одним із найпоширеніших приладів для дослідження мастильних матеріалів та мастильних добавок. Випробування на ній зазвичай виконують у режимі переважного ковзання, однак можливий і режим кочення з певною часткою ковзання. Вузол тертя в цьому приладі формують чотири кулі, розміщені у вигляді тетраедра: верхня куля (або верхній елемент) взаємодіє з трьома нижніми, які залишаються нерухомими. Наведений підхід найбільш придатний для оцінювання протизадирних властивостей, тобто здатності мастильного матеріалу запобігати схоплюванню за умов високих контактних навантажень і температурних проявів другого роду.

Нині існує велика кількість методик випробувань на чотирикульковій машині, і в більшості з них мастильні властивості оцінюють за діаметром плям зносу на нижніх кулях, хоча режими навантаження й умови зношування для різних методів можуть суттєво відрізнятися. Параметр «діаметр плями зносу» доцільно розглядати переважно як порівняльну характеристику, що відображає, зокрема, диспергувальні властивості мастильного матеріалу [36]. Перенесення лабораторних даних на реальні умови експлуатації складне, оскільки геометрія плями зносу далеко не завжди відповідає формі, яку можна очікувати з простих геометричних співвідношень, а характер руйнування поверхні може змінюватися залежно від режиму тертя.

Методики оцінювання протизношувальних і протизадирних властивостей мастильних добавок на чотирикулькових машинах стандартизовані, проте досвід багатьох вітчизняних і зарубіжних дослідників вказує на обмежену

інформативність таких випробувань у частині прогнозу поведінки добавок у реальних вузлах тертя. Саме тому пропонують різні варіанти модернізації випробувальних машин, щоб точніше відображати ефективність протизношувальної та протизадирної дії мастильних компонентів.

Зокрема, описано реконструкцію стандартної чотирикулькової машини, де зміни стосувалися вузла тертя у двох виконаннях: із вільним обертанням куль у вимірювальній чашці (для режиму кочення) та із фіксацією нижніх куль (для режиму ковзання). Критерієм зносу в такій схемі приймають час появи першої «виразкової» тріщини, що фіксується за зміною звуку та стрибком тиску. Важливою особливістю цієї модифікації є можливість випробовувати розчини як у режимі ковзання, так і у режимі кочення [37].

Для скорочення етапу попередніх досліджень застосовують установку УКІ-6000-2 та машину тертя «Експрес-1», призначені для прискореної первинної оцінки протизадирних і протизношувальних характеристик мастильних матеріалів або бурових розчинів. У цій машині випробувальний вузол реалізовано як пара «диск – стрижень», яка працює у камері з досліджуваним середовищем. Вибір схеми ковзання пояснюють її кращою відтворюваністю у триботехнічних випробуваннях, простотою конструкції та зручністю вимірювання. Результати аналізують за трьома показниками: навантаженням заїдання, коефіцієнтом тертя та швидкістю зношування. За експериментальними даними будують залежності швидкості зношування стрижня і коефіцієнта тертя від питомого навантаження, після чого з урахуванням навантаження заїдання роблять висновок щодо доцільності подальших, більш детальних випробувань відповідної рецептури [5].

Оцінювання мастильної здатності промивальних рідин також виконують на чотирикулькових приладах тертя. Порівняння змащувальних характеристик глинистих розчинів у цьому випадку часто здійснюють за показниками міцності мастильних плівок, що формуються на контактних поверхнях.

На машинах тертя «Амслера» (МІ-1М, М-22М) реалізовано схему контакту типу «вал – вкладиш». Її характерною рисою є практично стала площа контакту протягом випробування. Зношування зразків здійснюють ступінчастим збільшенням навантаження до настання заданого рівня зносу, який реєструють за допомогою електронного самописця [14].

Окремо застосовують установку УСР-1, призначену для визначення мастильної здатності бурових розчинів шляхом вимірювання коефіцієнта тертя між обертовим кільцем і нерухомою вставкою, зануреними у досліджуваний розчин. Кільце та вставку притискають одне до одного нормованим зусиллям, що забезпечує відтворені умови контакту [14].

Додатково в сучасній практиці поширюється підхід, коли лабораторні показники тертя зіставляють із польовими індикаторами (зміни крутного моменту, осьового навантаження, опору переміщенню колони, характеру прихоплення), а також оцінюють сумісність мастильних добавок із інгібіторами та агентами контролю фільтрації, щоб уникати погіршення реології та нестабільності системи під час реальних режимів промивання.

М. Розенберг і Р. Тейлор оцінювали змащувальні властивості бурових розчинів за допомогою приладу типу Timken. У такій схемі реєструють зусилля, потрібне для гальмування випробувального кільця, яке обертається в досліджуваному розчині. Питомий контактний тиск у парі «блок – кільце» регулюють зміною навантаження на важіль, а під час підготовки та проведення випробувань на контактні елементи подають буровий розчин. Для розрізнення систем за рівнем мастильності автори застосовували критерій міцності плівки, який визначають розрахунково та подають у кгс/см² або МПа. Цей показник інтерпретують як граничний контактний тиск, що може бути реалізований без руйнування мастильної плівки. Максимальне навантаження, за якого не виникає заїдання, позначали як «вантажопідйомність» бурового розчину і використовували як індикатор його мастильної здатності [12].

Компанія MI Drilling Fluids розробила спеціальний стендовий пристрій, який у масштабі, наближеному до реальних умов, відтворює

внутрішньосвердловинні сили тертя. За результатами порівнянь показано, що дані, отримані з урахуванням комплексу чинників, характерних для фактичного буріння, і результати, одержані на компактних тестерах типу приладу фірми Baroid, узгоджуються між собою на прийнятному рівні. З цієї причини в дослідницькій практиці широкого поширення набули кільцево-блокові тестери Baroid (ring-block), які використовують для порівняльної оцінки трибологічних властивостей бурових розчинів і мастильних добавок. Водночас підкреслюють, що такі вимірювання мають переважно відносний характер і суттєво залежать від стану та шорсткості поверхонь тертя, режиму навантаження і стабільності швидкості.

Зазначений прилад дозволяє імітувати швидкість обертання бурильної труби та бокове притискання, з яким труба контактує зі стінкою свердловини в зоні тертя (умовно – модель крутного моменту і опору переміщенню). Окремий режим випробувань призначений для моделювання тертьових контактів у вузлах долота за високих контактних тисків (режим EP), де ключовим стає показник міцності захисної плівки. Тому поєднання вузла для оцінювання мастильності за схемою «кільце – блок» із вузлом для випробувань за екстремального тиску дає змогу отримати комбіновану установку, на якій можна комплексно визначати змащувальну, протизношувальну та протиприхоплюючу дію добавок у різних бурових системах.

Саме ця обставина була визначальною під час вибору методики досліджень. У наших експериментах оцінювання змащувальних, протизношувальних і протиприхоплюючих властивостей мастильних добавок у різних системах бурових розчинів виконували на приладі фірми Baroid EP/Lubricity Tester останньої модифікації (серія Model 212). Мастильну здатність досліджуваного розчину характеризували коефіцієнтом тертя у парі «кільце – блок», тоді як протизношувальні та протиприхоплюючі властивості оцінювали за міцністю мастильної плівки, яку формує добавка в умовах навантаженого контакту.

Слід підкреслити, що за наявності великої кількості лабораторних приладів і, відповідно, різних методик оцінювання мастильних властивостей, коректне зіставлення результатів, отриманих різними авторами, часто є проблематичним. Попри відмінності в конструкції установок і режимах навантаження, спільною рисою більшості робіт щодо мастильних добавок є орієнтація на визначення коефіцієнта тертя як одного з найчутливіших параметрів, що відображає змащувальну дію.

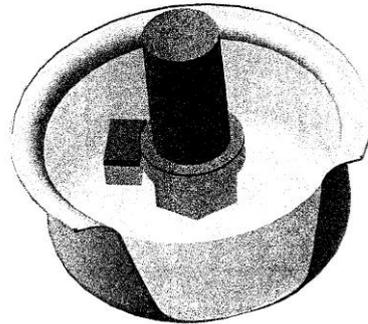


Рисунок 2.1 а - Вузол тертя, що моделює умови взаємодії бурильної труби зі стінкою свердловини

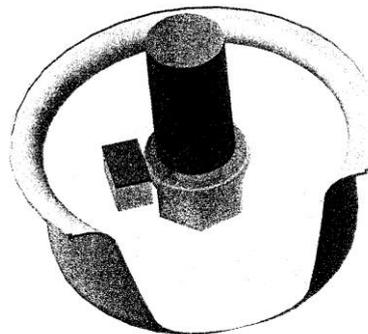


Рисунок 2.1 б - Вузол тертя, що моделює роботу підшипників долота в умовах високих контактних тисків

Коефіцієнт тертя μ для контакту двох твердих тіл визначають як відношення $\mu = F_{\text{тр}} / N$, де $F_{\text{тр}}$ – сила тертя, а N – нормальне навантаження (сила, перпендикулярна до поверхонь контакту). У приладах для оцінювання мастильних властивостей N відповідає силі притиснення, з якою блок через механізм навантаження притискається до кільця. Силу тертя, необхідну для

взаємного ковзання поверхонь блоку і кільця з заданою швидкістю, визначають опосередковано за споживаним струмом електродвигуна, який забезпечує обертання кільця за встановленої частоти обертання.

Випробування в режимі надвисоких тисків застосовують для встановлення граничного (критичного) навантаження або тиску, яке мастильна добавка здатна витримувати до моменту повного руйнування мастильної плівки. Після розриву плівки відбувається прямий контакт металевих поверхонь, що супроводжується інтенсивним зношуванням і стиранням.

Мастильні добавки для бурових розчинів відрізняються насамперед величиною міцності сформованої мастильної плівки. Для визначення цього показника для кожного мастила фіксують задане навантаження притиснення (наприклад, 1,03 МПа) та площу задиру S_z . Міцність мастильної плівки визначають за розрахунковою залежністю:

$$\sigma_{\text{п}} = N / S_z.$$

За допомогою приладу-тестера можна не лише визначити μ і $\sigma_{\text{п}}$, а й оцінити поведінку бурових розчинів за умов поступового нарощування навантаження (наприклад, у діапазоні від 0,34 до 4,13 МПа). Для кожного зразка фіксують граничне навантаження $N_{\text{гр}}$, за якого досягається максимальна сила тертя $F_{\text{тр max}}$.

Для одночасного врахування як коефіцієнта тертя, так і граничного навантаження притиснення застосовують показник ефективності мастильної дії (ЕМД) [14]. Його визначають як відношення $\text{ЕМД} = \mu / N_{\text{гр}}$, що за змістом відповідає питомому «коефіцієнту тертя» мастильної плівки. Показник ЕМД є інтегральною характеристикою, оскільки в узагальненій формі враховує сукупність фізико-хімічних чинників, що визначають стійкість і несучу здатність мастильного шару. Разом із коефіцієнтом тертя ЕМД дозволяє більш

обґрунтовано та чітко порівнювати ефективність як відомих, так і нових мастильних добавок для бурових розчинів.

2.2 Методика визначення та критерії оцінки протиприхоплюючих та стабілізуючих властивостей мастильних домішок

Тертя між бурильною колоною та стінкою свердловини призводить до низки небажаних наслідків: ускладнює передавання енергії на долото через часткове «зависання» колони, збільшує машинний час, сприяє затяжкам під час підйому, підвищує ризики прихоплень, осипань і посадок інструменту під час спуску. Подібні ускладнення можливі також під час спуску обсадних колон, геофізичних приладів та виконання інших технологічних операцій. Одним із найбільш результативних способів зменшення контактного тертя є застосування промивних рідин із високою мастильною здатністю, які водночас сприяють стабілізації стінок свердловини.

Умови роботи бурильної колони змінюються залежно від режиму обертання, викривлення та просторового положення колони, виконуваних функцій, кривизни і стану стовбура, а також від геолого-технічних умов буріння. Найбільші зусилля, як правило, прикладаються в момент зрушення колони під час підйому. Якщо сумарний опір переміщенню перевищує максимально можливе тягове зусилля підйомної системи, колона фактично виявляється прихопленою, і тоді необхідно виконувати комплекс затратних робіт із її звільнення. Тому для профілактики прихоплень важливо використовувати промивні рідини, здатні формувати на стінках свердловини плівки та кірки з низькими фрикційними характеристиками. Під час буріння, особливо глибоких свердловин, потрібен систематичний контроль фрикційних властивостей, щоб своєчасно зменшувати затяжки й посадки та запобігати прихопленням інструменту [5].

Найповнішу інформацію про фрикційні властивості стінок стовбура здатні забезпечити глибинні свердловинні прилади. Однак оперативність

отримання та інтерпретації таких даних у процесі проводки свердловини часто є недостатньою для швидких технологічних рішень.

За сучасної номенклатури реагентів для обробки бурових розчинів, які здебільшого застосовують у комплексі, а також за значної варіативності вихідних матеріалів для приготування розчинів (за складом і якісними показниками), інколи складно, а іноді й практично неможливо надійно оцінити небезпеку прихоплень лише за непрямими ознаками.

Для визначення напруження зсуву у фільтраційній кірці використовують установку НК-1. Принцип її роботи полягає у вимірюванні граничного статичного напруження зсуву поверхневих шарів кірки за зусиллям, необхідним для зрушення вантажу, розміщеного на кірці. Кірку формують під тиском, після чого піднімають за допомогою підйомного столика до контакту з вантажем; одночасно фіксують товщину кірки та зусилля зсуву [56].

Застосовують також прилади ФСК-1 і більш удосконалену модифікацію ФСК-2. На ФСК-1 визначають коефіцієнт тертя в момент початку руху (зрушення), тоді як на ФСК-2 – коефіцієнт тертя під час переміщення еталонного зразка по фільтраційній кірці. Результати подають як графіки залежності коефіцієнта тертя від часу перебування циліндра в контакті з кіркою в стані спокою [5].

Окремий напрям становлять установки для вивчення впливу властивостей фільтраційних кірок, що формуються на стінках свердловини навпроти проникних пластів, а також перепаду тисків на інтенсивність імовірних прихоплень. Такі пристрої дозволяють у наближених до свердловинних умовах оцінювати ризик прихоплення конкретного бурового інструменту [15].

На кафедрі буріння ІФНТУНГ створено прилад ПТ-2, який дає змогу вимірювати момент тертя під час обертання глинистої кірки, сформованої на приладі ВМ-6, відносно металевого диска, притиснутого до кірки зверху [16].

Відтворення реальних перепадів тиску істотно ускладнює конструкцію наведених пристроїв і лабораторних методик, оскільки складно коректно

змоделювати силу притиснення колони до стінки свердловини, що змінюється під дією перепаду тиску. Тому актуальним є використання приладів, які дозволяють швидко, просто та з прийнятною точністю оцінювати фрикційні характеристики системи «метал – фільтраційна кірка».

Для визначення липкості глинистої кірки застосовують просту схему: на столик встановлюють напівциліндр, який імітує стінку свердловини, а зверху розміщують металевий циліндр, що відтворює бурильну трубу. Між ними закладають глинисту кірку, отриману на приладі ВМ-6. У процесі вимірювань визначають граничний кут підняття столика, за якого циліндр починає ковзати по поверхні кірки [17].

Окрім цього доступного методу, у наших експериментах застосовували прилад Baroid Different Sticking Tester Model 21 150 (рис. 2.2). Він призначений для випробувань, що дають змогу оцінити, наскільки ймовірно, що конкретний буровий розчин здатний створити умови для диференціального прихоплення бурильного інструменту або сприяти осипанню нестійких порід, а також визначити, наскільки ефективною є обробка бурового розчину багатофункціональними мастильними добавками з точки зору зменшення зазначених ризиків.

2.3 Критерії оцінки протиприхоплюючих та стабілізуючих властивостей мастильних домішок

Контакт елемента бурильної колони зі стінкою свердловини значною мірою визначається характеристиками фільтраційної кірки, яка знаходиться між криволінійними поверхнями двох циліндрів різного діаметра (умовно: «труба – стінка стовбура»). Додатковий опір переміщенню колони, понад її власну вагу, можна подати як добуток коефіцієнта тертя, що задається фрикційними властивостями фільтраційної кірки, на силу притиснення колони до стінки свердловини [5].

Частина дослідників пропонує оцінювати ризик прихоплення за допомогою спеціальних показників. Так, у роботі [18] як критерій розглядають силу відриву металевого пуансона від фільтраційної кірки, сформованої за певного перепаду тиску, тоді як в іншому підході [19] якість бурового розчину рекомендують характеризувати одночасно коефіцієнтом тертя та силами адгезії. Водночас під час визначення сили відриву пуансона від кірки не враховується внесок сил тертя, хоча вони є однією з ключових складових сумарної сили прихоплення. Тому цей метод коректніше інтерпретувати як такий, що переважно відображає адгезійні взаємодії у парі «метал – кірка».

Як показник небезпеки осипання стінок свердловини або прихоплення бурового інструменту, який більш повно відповідає фізичній сутності процесів прихоплення та подальшого звільнення, може бути використана питома сила опору співвісному зрушенню плоского металевого індентора по фільтраційній кірці. При цьому кірку формують у процесі фільтрації бурового розчину за температури та перепаду тиску, що наближені до реальних умов у свердловині [45].



Рис. 2.2 - Установа для визначення прихоплення за рахунок перепаду тиску
Differential Sticking Tester Model 21150

Показники ризику прихоплення бурового інструменту можуть оцінюватися, зокрема, через липкість глинистої (фільтраційної) кірки та

об'ємний коефіцієнт прихоплення. Липкість кірки визначають за кутом підняття столика з циліндром, який імітує контакт «труба – кірка»; результат фіксують у градусах або умовних поділках шкали, що відповідають моменту початку ковзання.

Для встановлення об'ємного коефіцієнта прихоплення на приладі типу Sticking Tester створюють перепад тиску 3292 кПа (477,5 psi). Під час вимірювань враховують як липкість бурового розчину, так і його здатність формувати фільтраційну кірку. За фізичним змістом коефіцієнт прихоплення інтегрує дві складові: статичну фрикційну взаємодію на межі «метал – фільтраційна кірка» (умовно як об'ємний показник, віднесений до одиниці площі контакту) та інтенсивність кіркоутворення, за якої зростає ймовірність фіксації бурильної труби у стовбурі свердловини.

Об'ємний коефіцієнт прихоплення K_v визначають як відношення сили, потрібної для ініціювання ковзання плити F_{sc} , до нормальної сили притиснення N , що діє на плиту:

$$K_{sc} = F_s / F_n,$$

де $F_s = 1,5 \cdot T_u / R$, де T_u - середні показання динамометра; R - радіус диска.

$F_n = 1500 \cdot (1 + 3/4 \cdot h)$, де h - товщина кірки по кромці диска (мм), а також

$F_n = \pi \cdot R^2 \cdot p$, де R - радіус диска, а p - стандартний тиск, 3292 кПа.

$$K_{sc} = 1,5 \cdot T_u / R / \pi \cdot R^2 \cdot p = 1,5 \cdot T_u / \pi \cdot R^3 \cdot p = (p \approx 500 \text{ psi}) = 1,5 \cdot T_u / 1500 R^3 = 0,001 \cdot T_u / R^3$$

Для плоского диска ($R = 1$ дюйм)

$$K_{sc} = 0,001 \cdot T_u.$$

2.4 Методи оцінки дисперсного складу твердої фази глинистої суспензії бурового розчину

Оскільки характер кольматації та протяжність зони кольматації керна визначаються гранулометричним складом твердої фази бурового розчину,

доцільно кількісно оцінювати дисперсність цих частинок і відстежувати, як вона змінюється після обробки бурових систем різними мастильними добавками.

Концентрацію частинок твердої фази в окремих інтервалах розмірів визначали на аналізаторі SediGraph 5000 ET. Принцип роботи приладу базується на рентгенівській седиментації: відносну концентрацію частинок реєструють за поглинанням «м'якого» рентгенівського випромінювання, причому поглинання прямо пропорційне масі частинок у зоні вимірювання. Джерелом випромінювання є рентгенівська трубка з вольфрамовою мішенню та охолодженням.

Прилад вимірює швидкість осідання частинок, диспергованих у рідині, і автоматично інтерпретує результат за законом Стокса, подаючи інтегральний масовий розподіл (у відсотках) за стоксівськими або еквівалентними сферичними діаметрами. Вимірювання виконують так: рентгенівський пучок фіксує концентрацію частинок, що залишаються на заданих глибинах осідання в певні моменти часу; далі самописець/реєстратор формує напівлогарифмічну криву розподілу в інтегральному вигляді.

Робочий інтервал діаметрів і тривалість аналізу залежать від густини та стартового розміру твердих частинок, а також від густини й в'язкості дисперсійного середовища. Перед початком вимірювань розраховують «швидкість/час» осідання за вказаними параметрами та вводять її в програму приладу, що задає режим тестування. Важливо, що тривалість аналізу зменшується зі зростанням різниці густин між частинками й рідиною. Типово SediGraph забезпечує аналіз у діапазоні близько 0,1–300 мкм (конкретні межі можуть коригуватися властивостями системи «частинка–рідина»).

Як дисперсійне середовище можуть використовуватися рідини, які не розчиняють тверду фазу та не мають надмірного поглинання рентгенівського випромінювання (вода, гліколі, гас, мінеральні масла, спирти, алкани тощо). Рідини, що добре розчиняють полімери, небажані, оскільки можуть негативно впливати на елементи гідравлічного тракту приладу. Заявлена точність

визначення еквівалентного діаметра за Стоксом становить орієнтовно $\pm 1\%$ для частинок понад 1 мкм, $\pm 3\%$ для 1–0,5 мкм і $\pm 5\%$ для 0,5–0,1 мкм.

Для контролю вмісту крупнодисперсних частинок (до 500 мкм) застосовували лічильник Культера. У цьому методі використовується принцип електричного зонного сенсингу: частинки диспергують в електроліті з відомим питомим електричним опором і пропускають суспензію через апертуру (капіляр) заданого діаметра; проходження кожної частинки викликає короточасну зміну електричного опору, за якою визначають кількість і розмір частинок. Діапазон вимірювань задається апертурою і може бути дуже широким (залежно від конфігурації), а в даних вимірюваннях використовували інтервал 1–500 мкм; відтворюваність для повторних визначень одного зразка становила близько $\pm 1\%$.

Додатково зазначимо, що в сучасній практиці для оперативного контролю гранулометричного складу все частіше застосовують лазерну дифракцію; стандарт ISO 13320:2020 надає рекомендації щодо кваліфікації приладів і виконання вимірювань розподілу розмірів частинок у різних двофазних системах. Такий підхід може використовуватися як доповнення до методів рентгенівської седиментації та електронного підрахунку, особливо коли потрібен швидкий контроль широкого інтервалу розмірів.

2.5 Методика визначення реологічних властивостей бурових розчинів на програмованому віскозиметрі

Віскозиметр Brookfield DV-II+ належить до обертальних приладів (рис. 2.3) і визначає в'язкість за величиною крутного моменту, необхідного для обертання зануреного в рідину вимірювального елемента (шпинделя). Обертання шпинделя забезпечується електродвигуном через калібровану пружину; величина відхилення, пропорційна моменту, відображається стрілочним індикатором зі шкалою або на цифровому дисплеї. Зміна передавального механізму та використання змінних шпинделів дає змогу

налаштовувати робочий діапазон вимірювань і перекривати різні інтервали в'язкості.

У Brookfield DV-II+ реалізовано програмний набір із 54 швидкостей обертання. Вони охоплюють стандартні режими, характерні для моделей кругової шкали LVT, RVT, NAT, HVT, LVF і RVF (разом 18 типових швидкостей), а також 36 додаткових значень. Діапазон починається з надмалих швидкостей 0,0; 0,01; 0,03 об/хв і далі зростає. Користувач може сформувати власний перелік — до 19 швидкостей із доступних 54 — і застосовувати його під час вимірювань у будь-який момент.



Рис. 2.3 Віскозиметр Брукфільда

Дослідження ізолювальних властивостей граничних шарів, що формуються у вузьких зазорах гірської породи (модель колектора) під час течії розчинів із багатофункціональною мастильною композицією Сонбур-1101, виконували на установці УГНТУ, яка є вібраційним віскозиметром, побудованим за принциповою схемою приладу Вейлера–Ребіндера.

Ключовим елементом установки (рис. 2.4) є плоский капіляр, утворений двома оптично полірованими кварцовими пластинами 1, між якими задається вузький зазор. Розкриття щілини можна регулювати в межах 0,3...30 мкм. Верхня (рухома) пластина підвішена на системі плоских пружин 2, що забезпечують паралельність робочих поверхонь та деформування рідини за

схемою простого зсуву. Для усунення капілярних впливів кварцові пластини розміщують безпосередньо в досліджуваній рідині 3. Значення зазору, температури, прикладених напружень і швидкості деформації задають з урахуванням умов, наближених до пластових.

Сутність методу полягає в реєстрації змін резонансних характеристик коливальної системи, які виникають через структурно-механічні та пружні властивості рідини під час контакту з породоутворювальним мінералом. Іншими словами, взаємодія рідини з твердою поверхнею змінює параметри резонансу, і за цими змінами роблять висновки про властивості граничного шару.

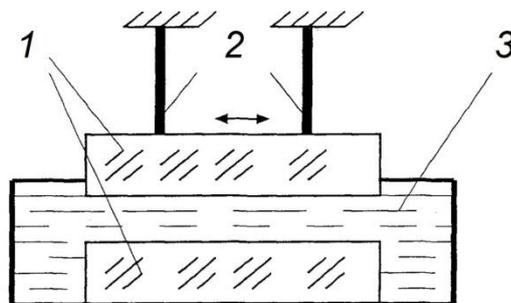


Рисунок 2.4 - Схема робочої комірки - вузького зазору

Установка дає можливість отримувати дані про стан плівкової нафти (зокрема товщину граничного шару), оцінювати в'язкість, критичні напруження та граничні градієнти тиску. Крім того, вона дозволяє аналізувати глибину й динаміку проникнення бурового розчину в пористе середовище, а також встановлювати умови, за яких кольтматація може бути тимчасовою або незворотною.

2.6 Висновки до розділу 2

Обґрунтовано методичний підхід до дослідження властивостей багатофункціональних мастильних добавок, визначено оціночні критерії

протиприхоплюючої дії та встановлено їх роль у стабілізації стінок свердловини під час буріння в нестійких гірських породах.

Виконано узагальнення та критичний аналіз наявних дослідницьких методів і випробувального обладнання, що застосовуються для вивчення механізмів роботи мастильних добавок у бурових розчинах, а також підходів до кількісної оцінки їх ефективності.

Запропоновано обґрунтовану концепцію створення нових типів мастильних добавок для підвищення стійкості стінок свердловин, яка базується на синергетично зумовлених взаємодіях у багатокомпонентних системах. Особливістю таких добавок є комплексний ефект: поліпшення умов формування фільтраційної кірки та зниження ризику прихоплень, підтримання стабільного стану стінок свердловини, а також сприятливий вплив на фільтраційні властивості колекторних порід, що в підсумку позитивно відображається на швидкості та результативності процесу буріння.

РОЗДІЛ 3 УДОСКОНАЛЕННЯ ПОЛІФУНКЦІОНАЛЬНИХ МАСТИЛЬНИХ ДОМІШОК ДО БУРОВИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

3.1 Теоретичні та практичні передумови створення стабілізуючих мастильних домішок нового покоління

Останніми роками мастильні добавки для бурових розчинів, які раніше відносили до допоміжних реагентів спеціального призначення, фактично переходять у категорію базових компонентів системи. Насамперед це пов'язано з розвитком похило-скерованого, сильно викривленого та горизонтального буріння, де можливі значні енерговитрати на подолання тертя бурильної колони об стінки свердловини, а отже змащувальна дія розчину набуває вирішального значення. Додатково багатофункціональні добавки нового покоління сприяють збереженню стійкості стінок свердловини під час проходки нестійких порід, схильних до осипання.

У таких умовах особливо важливими стають обґрунтований вибір мастильних реагентів і технологічно коректне їх застосування в бурових розчинах. На сьогодні запропоновано широкий спектр вітчизняних і зарубіжних мастильних добавок для потреб буріння [3, 5]. Проте значна частина з них не демонструє стабільної ефективності в ускладнених гірничо-геологічних умовах, зокрема за полімінеральної та сірководневої агресії, підвищених температур і тисків. Крім того, не всі такі продукти здатні одночасно виконувати супутні функції (інгібувальну, антикорозійну, бактерицидну тощо), тобто діяти як комплексні мастильні добавки. Саме тому в сучасній практиці пріоритет надають поліфункціональним композиціям.

За даними низки експериментальних робіт [17, 25], серед різних мастильних реагентів найбільш результативними часто виявляються добавки на основі вищих карбонових (жирних) кислот, молекули яких мають витягнуту (ниткоподібну) будову. Випробування на спеціалізованих установках, де імітується поступальне переміщення обертового бурильного замка в умовах

свердловини, також показали, що саме композиції на основі вищих жирних кислот найефективніше знижують коефіцієнт тертя як у парі «сталь – сталь», так і в контакті «сталь – порода».

Висока результативність мастил, що містять вищі карбонові кислоти, пов'язується зі здатністю цих сполук формувати на металевих поверхнях у вузлах тертя міцні в'язкопластичні хемосорбційні плівки органометалевої природи, які є водонерозчинними та характеризуються значною адгезією. Їх хімічна активність визначається насамперед наявністю карбоксильної групи – COOH , що включає гідроксильний фрагмент ($-\text{OH}$) і карбонільний фрагмент ($\text{C}=\text{O}$), а також структурою алкільного радикала та взаємним впливом полярної і неполярної частин молекули. Рентгеноструктурні дослідження вказують, що в кристалічному стані молекули таких кислот упорядковуються шарами: перший шар орієнтований майже перпендикулярно до поверхні тертя, наступні — під певним кутом; у межах кожного шару молекули зорієнтовані карбоксильними групами назустріч одна одній і утримуються силами міжмолекулярної взаємодії. Цим пояснюють «слизькість» кристалів вищих жирних кислот, здатність знижувати опір тангенціальному переміщенню шарів і забезпечувати захист металу від інтенсивного зношування в умовах граничного тертя.

Разом з тим застосування «чистих» вищих жирних кислот як мастильної добавки малопрактичне через їх високу вартість і обмежену доступність. Тому більш перспективним є аналіз і використання мастильних композицій, у яких поєднуються органічні компоненти різної природи, що взаємно підсилюють ефект. У таких системах вищі жирні кислоти та їх похідні виступають основними активними агентами, а інші органічні сполуки виконують допоміжні функції, не менш важливі з технологічної точки зору. Вихідне припущення полягає в тому, що невелика частка вищих жирних кислот у складі композиції може формувати «каркас» мастильної плівки не гірше, а інколи й ефективніше, ніж добавка зі 100% вмістом цих кислот. Допоміжні компоненти при цьому розміщуються між рядами молекул кислот, міцно

закріпленими на металі внаслідок хемосорбції: одні інгредієнти забезпечують структурну стійкість і несучу здатність плівки, інші — покращують транспорт і емульгування, треті — підсилюють гідрофобні взаємодії. Така функціональна комплементарність має приводити до синергетичного підвищення загальної ефективності мастильної добавки, що буде обґрунтовано далі.

3.2 Аналіз складів багатфункціональних мастильних добавок для бурових розчинів

Теоретичні положення цієї роботи пов'язані з аналізом того, як окремі компоненти у складі мастильної добавки впливають на прояв змащувальної дії, а також з підбором підходів до створення нових композицій на основі природних вищих жирних кислот (ВЖК). Як джерело природних ВЖК розглядали кислоти талових мастил (сирих, легких і дистильованих). Як синтетичні аналоги ВЖК випробовували кубові залишки фракцій синтетичних жирних кислот (КО СЖК).

Застосування «чистих» ВЖК у бурових розчинах не дає максимальної ефективності, хоча ці сполуки характеризуються високою фізико-хімічною активністю щодо поверхонь тертя. Основна причина полягає в їх обмеженій сумісності з водною фазою глинистих бурових систем. За таких умов доставка молекул ВЖК до металу відбувається переважно конвективним шляхом, що не забезпечує формування однорідного та стійкого мастильного шару по всій площі контакту.

Щоб підвищити розчинність і технологічність ВЖК, до складу мастильних добавок зазвичай вводять нейтралізувальні агенти — органічні або неорганічні основи. Унаслідок нейтралізації утворюються солі жирних кислот, краще сумісні з водним середовищем; такі сполуки за наявності концентраційного градієнта швидко мігрують до зони тертя, формуючи захисний шар за рахунок адсорбційно-дифузійних процесів. Паралельно

застосовують емульгатори, роль яких полягає у стабілізації жирнокислотних емульсій у водній фазі бурового розчину.

Важливим є те, що мастильні добавки з емульгатором можуть бути первинно представлені як зворотні емульсії типу «вода в маслі», а при введенні у буровий розчин така система переходить у пряму емульсію. Тому найбільш придатними вважають неіоногенні ПАР, здатні стабілізувати як прямі, так і зворотні емульсії. Їх молекули мають виражений гідрофобний фрагмент, який «екранується» гідрофільними ланцюгами, що взаємодіють із розчинником. На межі водного розчину ПАР і «масляної» краплі з ВЖК реалізується слабка взаємодія гідрофобної частини НПАВ з неполярною фазою. У результаті частина вуглеводневого ланцюга ВЖК частково втягується у водну фазу, що підсилює гідрофобні взаємодії в поверхневому шарі, підвищує його міцність і зменшує схильність крапель до коалесценції.

Як ефективні нейтралізувальні компоненти розглядали три-, ди- та моноетаноламін. За підсумками аналізу експериментальних результатів було обрано моноетаноламін (МЕА): його наявність у складі композиції забезпечувала більш виражене поліпшення мастильних характеристик бурового розчину порівняно з діетаноламіном і не провокувала піноутворення, яке спостерігалось у випадку з триетаноламіном. Отже, мастильні склади на основі природних ВЖК у подальших дослідженнях модифікували саме моноетаноламіном.

Оскільки фільтраційна кірка, що формується у водних бурових розчинах на стінках свердловини, має переважно гідрофільний характер, логічно очікувати підвищення мастильних властивостей і одночасне зниження проникності кірки при зростанні гідрофобності зовнішнього шару граничних плівок, які утворюються мастильними добавками на поверхні труб. Досягти цього можна шляхом введення органічних компонентів із значною гідрофобною частиною.

У розглянутих системах вільні ВЖК виконують функцію природних гідрофобізаторів, однак основний внесок у гідрофобізацію зовнішнього шару

забезпечують діоксанові спирти. Вони включаються до складу мастильної композиції через сольобілізацію у вуглеводневих ядрах міцел нейтралізованих ВЖК. Такий механізм підсилює когезійну взаємодію між гідрофобними елементами адсорбційних шарів ПАР і, як наслідок, сприяє зниженню коефіцієнта тертя бурових розчинів.

Відомо, що діоксанові спирти (оксаль) характеризуються добрими мастильними властивостями [13], здатністю зменшувати піноутворення та сприяти стабілізації стінок свердловини [14], а також стійкістю до полімінеральної агресії [5]. Таким чином, мастильні добавки, у яких поєднуються «внутрішній» і «зовнішній» гідрофобізатори — у нашому випадку талових мастил і діоксанові спирти (оксаль) — здатні інтегрувати переваги кожного складника.

Порівняльний аналіз мастильних складів на основі кислот легких талових мастил у поєднанні з діоксановими спиртами різних марок (оксаль-66 та оксаль-92) показав, що найкращі мастильні та протизношувальні характеристики продемонструвала композиція з використанням оксаль-66.

Оксаль-66 є побічним продуктом виробництва диметилдиоксану та представляє суміш діоксанових спиртів і ефірів. Його перевагами є нижча температура застигання (приблизно $-52\text{ }^{\circ}\text{C}$) порівняно з оксалем-92 (близько $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$), а також підвищена стійкість до хлоркальцієвої агресії [5]. Корисні властивості оксаль-66 оцінювали як у прісному, так і в мінералізованому середовищі за температури $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ на приладі П. А. Ребіндера, який дає змогу визначати поверхневий натяг на межі «повітря – рідина» методом максимального тиску бульбашки [16]. Отримані результати (табл. 3.1) показали, що високий рівень мінералізації не спричиняє висолувального ефекту для оксаль-66 за його вмісту понад 5 г/л. Аналогічна стабільність простежується і для інших типів мінеральних солей.

Таблиця 3.1 - Вплив реагенту оксаль-66 на величину поверхневого натягу водних розчинів солей на межі з повітрям

№ п/п	Тип і концентрація електроліту	σ , ерг/см ² при концентрації оксаля-66, г/л				
		10,00	5,00	2,50	1,25	0,62
1	-	33,5	36,8	44,5	50,0	56,8
2	20 % <i>NaCl</i>	33,1	34,2	46,5	52,1	60,4
3	20 % <i>KCl</i>	34,6	38,9	47,8	54,7	36,6
4	20 % <i>MgSO₄·6H₂O</i>	33,9	40,1	42,3	53,0	60,1
5	20 % <i>MgCl₂·6H₂O</i>	33,0	39,0	45,0	52,0	59,0
6	20 % <i>CaCl₂·6H₂O</i>	33,6	37,2	44,7	51,9	58,2

Отже, встановлено, що в умовах високої мінералізації оксаль-66 не втрачає функціональної активності, що є важливою перевагою під час формування різних типів бурових систем. Щоб надати досліджуваным мастильним композиціям зручної товарної форми та одночасно забезпечити їх морозостійкість, у складі застосовували розчинники різної природи. Було виконано порівняльну оцінку впливу низки розчинників (нефрас, толуол, ТС-1, сольвент, етилбензол, бутилбензол) на технологічні показники бурового розчину.

Найкращим варіантом виявився ТС-1, оскільки саме у поєднанні з цим компонентом мастильна композиція забезпечувала найбільш відчутне покращення змащувальних властивостей бурового розчину. Імовірно, це пояснюється тим, що вуглеводневе середовище сприяє кращій сольобілізації: молекули вуглеводнів ефективніше, ніж молекули нефрасу, толуолу чи сольвенту (які переважно представлені бензольною фракцією), заповнюють об'єм у структурі, сформованій молекулами кислот талового мастила та діоксанових спиртів, посилюючи гідрофобні взаємодії і стабілізуючи асоціатно-міцелярну будову.

Водночас встановлено, що бутилбензол не задовольняє нормативні вимоги за температурою спалаху, а етилбензол має небажані властивості з позицій в'язкості та екологічних обмежень.

За результатами попереднього відбору як найбільш перспективні для подальшого аналізу були прийняті мастильні склади, наведені в таблиці 3.2.

Ефективність мастильних добавок оцінювали за комплексом показників: коефіцієнтом тертя μ , зміною крутного моменту M , міцністю мастильної плівки σ та інтегральним показником ефективності мастильної дії (ЕМД). Визначення виконували на тестері Baroid EP/Lubricity Tester, Model 21200, який нині розглядають як загальноприйнятий інструмент для регламентованого порівняльного оцінювання змащувальних властивостей бурових розчинів.

Коефіцієнт тертя глинистої суспензії з досліджуваними мастильними добавками вимірювали за нормованих рівнів притиснення 0,35; 0,703 і 1,05 МПа (50, 100 і 150 psi). Додатково властивості бурових розчинів після введення мастильних добавок визначали на приладі ВНІБТ (орієнтованому на польові умови), а також на Baroid Differential Sticking Tester, Model 21150. Для більш повного відображення поведінки різних композицій окремо фіксували зміну коефіцієнта тертя в режимі поступового нарощування навантаження від 0 до 4,13 МПа (600 psi).

Такий підхід дозволив охарактеризувати дві складові мастильної дії: власне рівень тертя (μ) і здатність композиції зберігати ефективність у заданому інтервалі навантажень до моменту досягнення критичного значення N_{max} . Показник ЕМД визначали як відношення μ до максимального навантаження N_{max} ; він дає змогу більш обґрунтовано порівнювати добавки: менше значення ЕМД відповідає вищій ефективності мастила, і навпаки.

Таблиця 3.2 - Вплив мастильних добавок досліджуваних складів на триботехнічні властивості глинистих розчинів

№ п/п	Склад мастил	Концентрація, %	K_{TP} при навантаженні		Міцність мастильної плівки δ , МПа	Липкість (α) град.	ЕМД $\cdot 10^2$, 1/МПа
			0,35 МПа (50 ф/д ²)	0,703 МПа (100 ф/д ²)			
1	2	3	4	5	6	7	8

Вихідний розчин		-	0,25	0,29	248,19	7,0	10,56
1	ЛТМ+МЕА 15% Оксаль-66 80% ТС-1 5%	0,5	0,05	0,08	620,86	4,2	4,94
2	СТМ+МЕА 10% Оксаль-92 73% ТС-1 17%	0,5	0,09	0,12	270,10	5,5	8,67
3	СТМ+МЕА 10% Оксаль-66 78% Нефрас 12%	0,5	0,09	0,11	324,87	5,4	7,99
4	СТМ+МЕА 10% Оксаль-66 80% ТС-1 10%	0,5	0,075	0,10	358,98	4,5	5,72
5	СТМ+МЕА 12% Оксаль-92 77% Нефрас 11%	0,5	0,09	0,10	292,95	5,3	7,02
6	ЛТМ+МЕА 12% Оксаль-66 78% Нефрас 10%	0,5	0,065	0,095	576,21	4,5	5,28
7	ЛТМ+МЕА 10% Оксаль-92 80% ТС-1 10%	0,5	0,08	0,105	458,10	4,6	5,96
8	ЛТМ+МЕА 10% Оксаль-92 80% Нефрас 10%	0,5	0,09	0,10	532,08	4,5	5,45
9	ЖКТМ+МЕА 15% Оксаль-66 77% ТС-1 8%	0,5	0,95	0,115	325,55	4,8	6,79
10	ЖКТМ+МЕА 13% Оксаль-66 78% Нефрас 9%	0,5	0,10	0,125	254,01	5,3	7,58
11	ЖКТМ+МЕА 10% Оксаль-92 78% ТС-1 12%	0,5	0,09	0,10	405,47	4,5	5,89
12	ЖКТМ+МЕА 12% Оксаль-92 78% Нефрас 10%	0,5	0,095	0,10	302,62	5,2	6,61
13	ДТМ+МЕА 17% Оксаль-66 73% ТС-1 10%	0,5	0,095	0,115	300,84	5,0	6,87
14	ДТМ+МЕА 12% Оксаль-66 74% Нефрас 12%	0,5	0,10	0,12	289,47	5,5	8,41
15	ДТМ+МЕА 10% Оксаль-92 80% ТС-1 10%	0,5	0,10	0,11	255,28	5,5	7,24
16	ДТМ+МЕА 15% Оксаль-92 73% Нефрас 12%	0,5	0,08	0,10	262,79	5,2	6,31

Жирні кислоти талових мастил (ЖКТМ), а також кислоти сирих, легких і дистильованих талових мастил за будовою належать до ненасичених жирних кислот і можуть містити від одного до трьох подвійних зв'язків у молекулі. Рівень ненасиченості прийнято характеризувати «йодним числом». Для кислот сирих талових мастил (СТМ) його середнє значення становить близько 178, для кислот легких талових мастил (ЛТМ) – 124, для кислот дистильованих талових мастил (ДТМ) – 183, а для ЖКТМ – орієнтовно 161. Аналіз експериментальних даних (табл. 3.2) показує наявність вираженої залежності мастильних і протизношувальних характеристик від будови жирних кислот: при переході від насичених до ненасичених кислот змащувальна та протизношувальна дія посилюється.

Разом із тим кислоти легких талових мастил за кількістю подвійних зв'язків поступаються іншим дослідженим кислотам приблизно у 1,3–1,5 рази. Подібні співвідношення простежуються і при порівнянні значень коефіцієнта тертя та інтегрального показника ЕМД. Зокрема, для кислот ЛТМ коефіцієнт тертя і показник ЕМД є меншими приблизно у 1,24–1,49 рази, тоді як міцність мастильної плівки є більшою орієнтовно у 1,7–2 рази порівняно з кислотами СТМ, ДТМ і ЖКТМ.

Отже, встановлюється кореляційний зв'язок між ступенем ненасиченості жирних кислот та величинами ЕМД, коефіцієнта тертя і міцністю мастильної плівки: зі зменшенням числа подвійних зв'язків у молекулі зменшуються і коефіцієнт тертя, і показник ЕМД. Ймовірно, молекули кислот ЛТМ, що мають лише один подвійний зв'язок, формують більш щільні та впорядковані покриття на поверхні, ніж просторово «вигнуті» кислоти СТМ, ДТМ і ЖКТМ, молекулярна конфігурація яких ускладнюється за рахунок цис–транс-ізомерії та наявності двох-трьох подвійних зв'язків. У підсумку саме кислоти ЛТМ проявляють більш виражену змащувальну і протизношувальну дію порівняно з кислотами СТМ, ЖКТМ і особливо ДТМ, що підтверджується значеннями $K_{тр}$, міцності мастильної плівки та показника ЕМД.

3.3 Аналіз композиції на основі моноетаноламінів легких талових мастил

Розглянуто мастильні композиції, сформовані з кислот легких талових мастил, модифікованих моноетаноламіном (МЛТМ), у поєднанні з поліетиленгліколем (ПЕГ) [17]. Як ПЕГ використовували технічний продукт, що являє собою суміш ди-, три-, тетра- та пентаетиленгліколів (лінійні гліколи). Результати експериментів засвідчили, що введення такої композиції у буровий розчин не лише помітно знижує коефіцієнт тертя та крутний момент, а й одночасно покращує антифільтраційні та інгібувальні характеристики бурового розчину (табл. 3.3).

Пояснення цього ефекту пов'язують із тим, що взаємодія МЛТМ із технічним ПЕГ супроводжується нейтралізацією частини жирних кислот і формуванням ліофільної міцелярної системи. Унаслідок цього зростає сумісність МЛТМ із водною фазою бурового розчину та забезпечується більш рівномірний розподіл жирних кислот в об'ємі системи. Окрім того, полегшується транспорт змащувальної речовини до поверхонь тертя: міцели здатні дифундувати до контактної зони під дією концентраційного градієнта, який виникає при адсорбції ПАР на металі та/або кірці.

Додатковий внесок у підвищення мастильних властивостей пов'язують із солюбілізацією вільних вищих жирних кислот у міцелах, що формуються. Це створює умови, за яких частина ВЖК може перетворюватися на металеві мила безпосередньо на металевій поверхні, утворюючи хемосорбційний моношар підвищеної міцності.

Розрахункові оцінки вказують, що для ефективної нейтралізації кислот МЛТМ доцільно забезпечувати об'ємне співвідношення ПЕГ : МЛТМ на рівні 3:1. За такого співвідношення формується найбільш сприятливий розподіл мастила в об'ємі розчину, що супроводжується зниженням крутного моменту та коефіцієнта тертя. Так, при введенні у глинисту суспензію суміші у концентрації 2% найбільше зниження крутного моменту спостерігали за

співвідношень компонентів, наведених у табл. 3.3; вони є близькими до еквівалентного співвідношення, яке відповідає умовам найповнішої нейтралізації.

Окремо слід підкреслити значення гідрофобних ефектів у формуванні високої мастильної здатності. Як зазначено в роботі [21], за інших однакових умов підвищення гідрофобності граничних шарів призводить до посилення змащувальної дії добавок у бурових розчинах.

Таблиця 3.3 - Зміна властивостей бурових розчинів в залежності від співвідношення
МЛТМ + ПЕГ

№ п/п	Склад реагента МЛТМ/ПЕГ, %/%	Добавка МЛТМ+ПЕГ	ρ , г/см ³	СНС, дПа		$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	Φ , см ³	М, %
				1 хв	10 хв				
1	-	-	1,164	115	123	6	20	20,5	100
2	0/100	2	1,162	82	94,3	9	14	11	65
3	10/90	2	1,168	122	136	10	19	10	66
4	20/80	2	1,164	121	129	9,5	17	11	56
5	30/70	2	1,169	130	138	10	19	8,5	60
6	40/60	2	1,163	171	183	9	24	9	70
7	70/30	2	1,167	165	177	9	28	9	68
8	80/20	2	1,163	184	196	9,5	28,5	9	68
9	90/10	2	1,163	218	229	10	32,5	9	66

У цій роботі також запропоновано кілька підходів до підвищення гідрофобності поверхневого шару і, як наслідок, до посилення мастильної дії. Зокрема, розглядається введення до складу молекул мастильних речовин катіонів, що дестабілізують структуру водної фази, а також використання олеофільних полімерів, здатних підсилювати сумарну гідрофобність неполярних фрагментів молекул мастила, адсорбованих на металевій

поверхні. Водночас основний внесок у гідрофобізацію контакту «метал – середовище» закономірно забезпечують саме мастильні добавки, гідрофобність яких визначається їх молекулярною будовою та набором функціональних груп.

Якщо розглядати питання з цих позицій і порівняти значення коефіцієнта тертя та параметра, який характеризує енергію гідрофобних взаємодій у міцелярних структурах ПАР, то, як зазначалося раніше, проявляється майже лінійна залежність: зі зростанням енергії гідрофобних взаємодій коефіцієнт тертя зменшується, і навпаки (табл. 3.4).

Серед досліджених композицій мінімальні значення коефіцієнта тертя, відповідно підвищені значення параметра гідрофобних взаємодій, а також високу міцність мастильної плівки демонструють системи МСТМ + оксаль та МЛТМ + ПЕГ. Такий результат узгоджується з припущенням, що в зоні тертя за участю жирних кислот, присутніх у цих складах (особливо за надлишку МЛТМ), можуть формуватися в'язкопластичні захисні шари органометалевої природи, тобто плівки типу «металеві мила», які підвищують несучу здатність граничного шару.

Оскільки хемосорбція визначається не лише властивостями поверхні, а й розмірами, просторовою конфігурацією та хімічною структурою молекул адсорбата, має існувати енергетична та геометрична відповідність між молекулою реагенту і активними центрами поверхні. Тому встановлення характеру взаємодії молекул реагентів-гідрофобізаторів із поверхнями глинистих мінералів є необхідним для пояснення механізму структуроутворення глинистих дисперсій у присутності поліетиленгліколю (ПЕГ), який переважно представлений лінійними гліколями, та оксалью-66, основу якого становлять циклічні гліколі.

Структурні формули сполук, що входять до складу оксалью-66 і найбільшою мірою впливають на структурно-механічні характеристики глинистих дисперсій, свідчать, що це переважно спирти. Їх гідроксильні групи здатні формувати водневі зв'язки. При цьому значна частка компонентів

(порядку 95%) відноситься до циклічних сполук, у яких у кільці присутні кілька атомів Оксигену. Наявність у атомів кисню двох неподілених електронних пар та їх просторове розташування підвищують здатність таких молекул до утворення водневих зв'язків і, відповідно, до специфічної взаємодії з мінеральною поверхнею та водною фазою.

Таблиця 3.4 - Термодинамічні характеристики міцелоутворення різних мастильних складів

№ п/п	Мастильний склад	ККМ склад, %	ККМ, % (в розрахунку на ПАР)	$-\Delta G_{298}$, кДж/моль
1	МСТМ+МСЖКС+ПЕГ	0,90	0,39	11,31
2	МСТМ+оксаль	0,23	0,069	21,30
3	МСТМ+ПЕГ	0,50	0,15	19,4
4	КО СЖК+МЕА+ОП-10	0,47	0,26	18,4
5	МЛТМ:ПЕГ=3:2	0,25	0,0325	22,9
6	МЛТМ:ПЕГ=8:1	0,47	0,0325	22,9
7	МЛТМ:ПЕГ=5:1	0,27	0,0325	22,9
8	МЛТМ:ПЕГ=3:1	0,75	0,0352	22,9
9	МЛТМ:ПЕГ=2:1	0,82	0,0325	22,9

Детальний аналіз показав, що спирти легко взаємодіють із поверхневими атомами Оксигену з утворенням водневих зв'язків за відповідною схемою. Окрім цього, молекули спиртів як за кімнатних, так і за підвищених температур здатні фіксуватися на поверхні шляхом хемосорбції, причому інтенсивність хемосорбційної взаємодії зростає зі збільшенням температури.

Для оксалью-66, у складі якого переважають циклічні гліколі, частка молекул, що вступають у хімічну взаємодію з глинистими мінералами, становить близько 50%. Це свідчить, що саме циклічні гліколі, з огляду на просторову конфігурацію та особливості хімічної будови, мають найкращу енергетичну і геометричну відповідність активним центрам адсорбції. За результатами виконаних досліджень перевагу було надано оксалью-66 як більш

ефективному гідрофобізувальному компоненту мастильної добавки порівняно з поліетиленгліколем.

В межах концепції синергетично зумовлених взаємодій найбільш перспективними слід вважати поліфункціональні мастильні композиції, сформовані на основі кислот талових мастил, модифікованих моноетаноламіном, у поєднанні з оксалем-66 і розчинником ТС-1.

3.4 Оптимальне співвідношення інгредієнтів у композиції з оксалем-

66

Під час вивчення впливу співвідношення оксалю-66 у мастильній композиції з кислотами легких талових мастил, модифікованими моноетаноламіном (МЛТМ), зафіксовано неадитивну зміну коефіцієнта тертя при варіюванні часток вихідних компонентів у межах від 70:30 до 10:90 (кислоти ЛТМ : оксаль-66) (рис. 3.1). Важливо підкреслити, що при зменшенні вмісту МЛТМ мастильна здатність суміші спочатку погіршується, однак подальше зниження концентрації МЛТМ супроводжується різким спадом коефіцієнта тертя, що означає суттєве зростання ефективності мастильної дії композиції. Для певного співвідношення МЛТМ і оксалю-66, наведеного в роботі, експериментально одержаний коефіцієнт тертя є помітно нижчим, ніж той, що очікувався б за принципом адитивності (розрахунково він мав би дорівнювати 0,094).

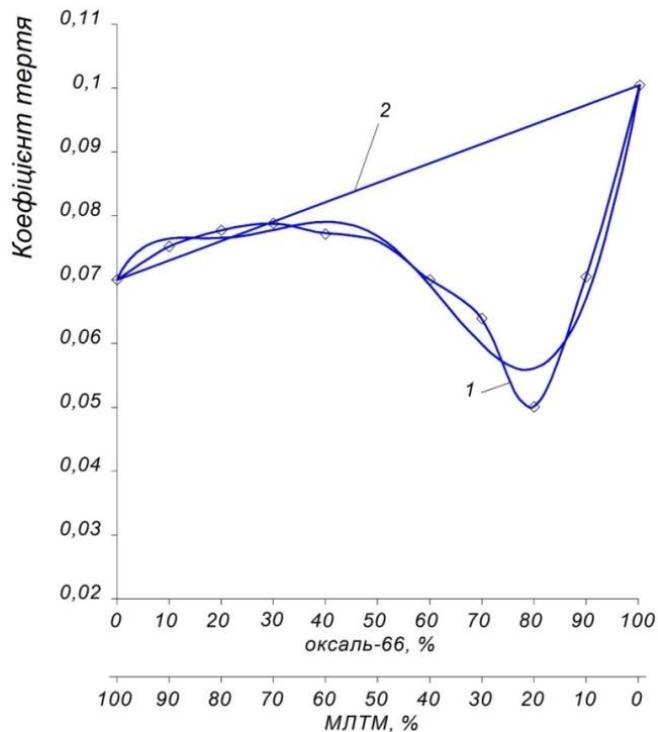
Отже, введення оксалю дає змогу підвищити ефективність кислот легких талових мастил як мастильної добавки приблизно у 1,5 рази. Зростання коефіцієнта тертя за низького вмісту оксалю в композиції можна пояснити ймовірною адсорбційною конкуренцією між молекулами кислот, що перешкоджає формуванню впорядкованого орієнтованого поверхневого шару.

Коли ж досягається оптимальний поріг концентрацій МЛТМ та оксалю-66, проявляється синергетичний ефект: посилюються мастильні властивості компонентів і формується стабільний орієнтований граничний шар на металевій поверхні. Результатом стає умовна «гідрофобна площа ковзання», уздовж якої легко реалізується взаємний зсув контактуючих поверхонь.

Механістично це пов'язується із тим, що під час взаємодії МЛТМ з оксалем відбувається нейтралізація частини жирних кислот і формування ліофільної міцелярної системи. Унаслідок цього підвищується сумісність МЛТМ із водною фазою бурового розчину та забезпечується більш рівномірний розподіл жирних кислот у його об'ємі. Одночасно спрощується доставка мастильної речовини до поверхонь тертя: міцели дифундують до контактної зони під дією концентраційного градієнта, що формується внаслідок адсорбції ПАР на межі контакту.

Додаткове підсилення мастильної дії забезпечує солюбілізація вільних вищих жирних кислот у міцелах. За таких умов частина ВЖК може перетворюватися на металеві мила безпосередньо на металевій поверхні, формуючи хемосорбційний моношар підвищеної міцності, особливо важливий при високих контактних тисках.

У разі надмірного розбавлення МЛТМ оксалем кількість молекул жирних кислот, закріплених на металі, стає недостатньою для підтримання високої ефективності мастильної дії суміші. Розрахункові оцінки показують, що для кількісної нейтралізації кислот МЛТМ необхідно забезпечити певне об'ємне співвідношення між оксалем і МЛТМ, наведене в роботі.



1 - Аналіз дані; 2 - адитивне складання

Рис. 3.1 - Залежність коефіцієнта тертя від співвідношення МЛТМ і оксаль-66 в складі мастильної композиції

Висока ефективність мастильної дії, що добре ілюструється прикладом композиції МЛТМ + оксаль, досягається лише за умови наявності в суміші одночасно трьох складових: вільних жирних кислот, їх сольових форм та вираженого гідрофобного компонента у вигляді діоксанових спиртів, причому у співвідношенні 20:80. Раціональність саме такого співвідношення підтверджується високим значенням показника достовірності апроксимації, отриманим на основі методів планування лабораторних і промислових експериментів із використанням програмного забезпечення Advanced Grapher.

Із застосуванням методів математичної статистики визначено кореляційний зв'язок між рівнем мастильної дії та концентраціями МЛТМ і оксалю-66. У першому випадку як критерій оцінювання впливу було обрано коефіцієнт тертя, оскільки саме він найбільш повно відображає змащувальні характеристики мастильної добавки цього складу (рис. 3.2).

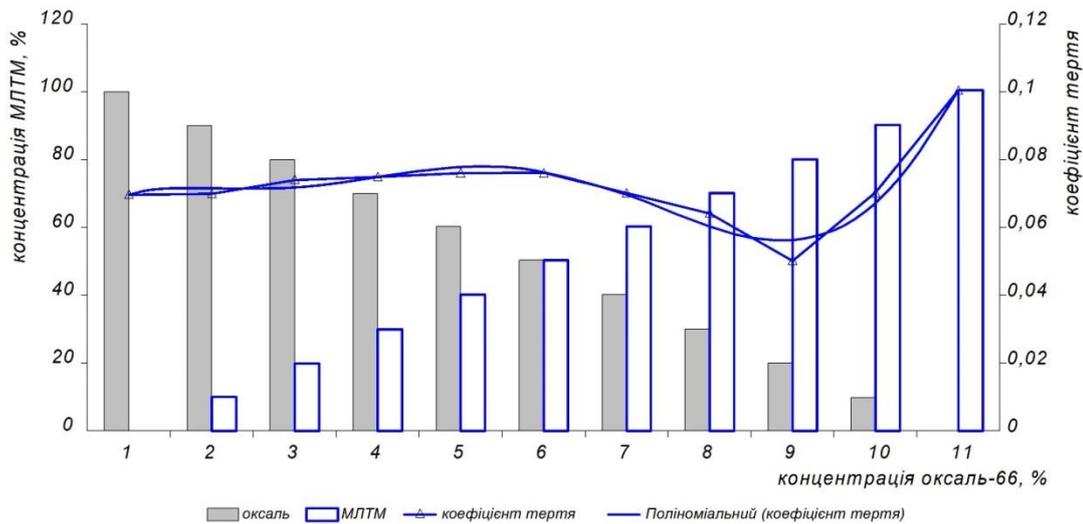


Рис. 3.2 - Залежність коефіцієнта тертя від співвідношення МЛТМ і оксаля в мастильній добавці

В іншому підході як оціночний критерій використано липкість глинистої (фільтраційної) кірки, адже цей показник у найбільш репрезентативний спосіб характеризує протиприхоплюючі властивості та поведінку добавки в умовах контакту «метал – кірка» (рис. 3.3). Розглянуті експериментальні залежності задовільно описуються математичними моделями відповідного типу:

$$Y_1 = - 1 \cdot 10^{-4} \cdot X^4 - 0,002 \cdot X^3 + 0,013 \cdot X^2 - 0,029X + 0,0889, \quad (3.1)$$

де Y - коефіцієнт тертя;

X - співвідношення концентрацій МЛТМ і оксаля-66 в мастильній добавці; $R^2 = 0,9305$

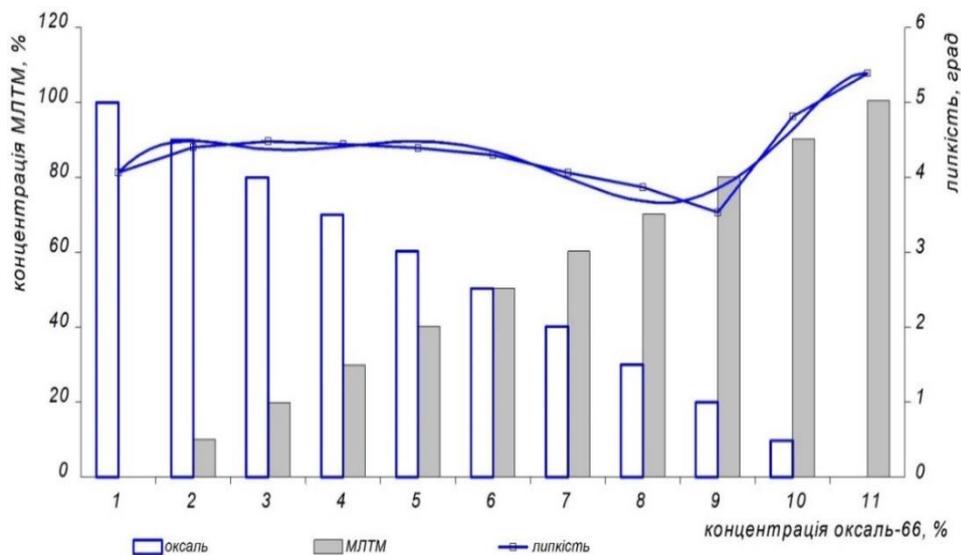


Рис. 3.3 - Залежність липкості глинистої кірки від співвідношення МЛТМ і оксаля в мастильній добавці

$$Y_2 = 0.0016 \cdot X^4 - 0.0214 \cdot X^3 + 0.0228 \cdot X^2 + 0,3731X + 4.4424, \quad (3.2)$$

де Y - коефіцієнт тертя;

X - співвідношення концентрацій МЛТМ і оксаля-66 в мастильній добавці;

$$R^2 = 0,8565$$

Отже, на підставі теоретичних та експериментальних досліджень з використанням статистичної обробки оптимізовані склади мастильних добавок (МЛТМ/оксаль-80÷20). Також забезпечується оптимальний розподіл мастила в обсязі бурового розчину, що забезпечує ефективне зниження коефіцієнта тертя $K_{тр}$ і липкості глинистої кірки.

3.5 Дослідження композиції Оксаль з урахуванням енергії гідрофобних взаємодій

Найсуттєвішим принципом, який визначає результативність мастильної добавки, є здатність формувати гідрофобні покриття на обох контактних поверхнях — елементах бурового компонування та породах, що утворюють стінки свердловини. Саме такий підхід одночасно зменшує тертя і сприяє збереженню стійкості стінок свердловини. Значущість гідрофобних ефектів у підвищенні мастильної дії для бурових розчинів підкреслено в роботі [15]: за інших однакових умов збільшення гідрофобності граничних шарів супроводжується зростанням змащувального ефекту. Там же наведено низку прийомів посилення гідрофобності, а отже й покращення властивостей поверхневого шару, зокрема за рахунок введення до складу молекул мастильних речовин катіонів, що «деструктують» воду, та використання олеофільних полімерів, які підсилюють сумарну гідрофобність неполярних фрагментів молекул мастила, адсорбованих на металі. Водночас основний

внесок у гідрофобізацію металевої поверхні закономірно визначається самою мастильною добавкою, оскільки її гідрофобні властивості прямо залежать від молекулярної структури і співвідношення полярних та неполярних частин.

Поряд із цим мастильний ефект істотно залежить від того, як саме активні жирні кислоти доставляються до зони тертя і наскільки рівномірно присадка розподіляється в дисперсному середовищі бурового розчину. Солюбілізаційний механізм розподілу мастильного компонента, який реалізується через утворення ліофільної міцелярної системи, забезпечують міцелоутворювальні та емульгувальні неіоногенні ПАР (НПАВ). Їх введення до складу мастильної добавки підсилює транспорт молекул жирних кислот до поверхні адсорбента і стабілізує систему [16]. Гідрофобізуючі компоненти, що використовуються як модифікатори мастильних композицій, умовно поділяють на «зовнішні» (поліалкіленгліколи, поліспирти та їх алкіл-, арил- і подібні похідні) та «внутрішні» (ацеталі, олефіни, полісиліконати тощо).

У межах досліджень вивчали мастильні властивості глинистих розчинів, оброблених композицією, до складу якої входили аніонні ПАР — вищі жирні кислоти легкого талового мастила (МЛТМ), а координаційним гідрофобізатором виступав технічний оксаль, що містить різні ізомери діоксану. Діоксан являє собою шестичленний гетероцикл із двома атомами Оксигену, розташованими в орто-, мета- або пара-положеннях.

На рисунку 3.2 наведено залежність коефіцієнта тертя розчинів, що містять 0,5% мастильної композиції, від її компонентного складу. З отриманих даних випливає, що збільшення частки ацеталю у складі присадки не призводить до помітного зниження мастильної активності; навпаки, ефективність композиції зберігається навіть за відносно малого вмісту жирних кислот (приблизно 10% МЛТМ). Цей результат доцільно пояснювати з позицій дворівневої організації мастильного шару, у якій вуглеводневі радикали ПАР беруть участь у взаємодіях із молекулами координаційного гідрофобізатора, формуючи стійкий гідрофобний «екран» у зоні контакту.

Для кількісного опису явища пропонується оцінити енергію гідрофобних взаємодій в адсорбційному моношарі, утвореному аніонними ПАР (кислотами МЛТМ) і координаційним гідрофобізатором (діоксаном). Розрахунок виконують за методикою [43], відповідно до якої енергію гідрофобних взаємодій визначають за такими співвідношеннями:

$$\begin{aligned}
 U &= \Delta \xi \zeta & (3.3) \\
 \Delta &= 16R \sigma n_c / 3[(R+\delta)^3 - R^3], \\
 \xi &= rS\varphi, \\
 \zeta &= 2/3\pi(\delta/2)^2(3R + 5/2\delta),
 \end{aligned}$$

де: Δ - середня об'ємна щільність CH_2 -групи; ξ - вільна енергія, що звільняється при вході в стан асоціації кожної CH_2 -групи; ζ - обсяг перекриття сусідніх слоїв ПАР; δ - ефективна товщина адсорбційного моношару; R - радіус кривизни поверхні адсорбенту; σ - число адсорбованих молекул ПАР на одиниці площі поверхні частинок (розраховувалося в наближенні адсорбції на ідеально гідрофільної поверхні); n_c - число металевих і метиленових груп однієї молекули; r - коефіцієнт попередньої асоціації ($1 > r > 0$); S - ступінь асоціації ($0 < S < 1$); φ - зміна вільної енергії асоціації кожної CH_2 -групи при міцелоутворенні, рівне $1,08kT$.

Для виконання розрахунків використано модельні припущення, відповідно до яких збільшення масової частки оксалю призводить до пропорційного зменшення мольної частки молекул жирних кислот у моношарі адсорбата. Одночасно передбачалося лінійне зростання товщини адсорбційного шару, що пов'язано з наближенням вуглеводневих радикалів до більш «вертикальної» (нормальної) орієнтації відносно поверхні адсорбенту. Радіус кривизни визначали в наближенні плоских поверхонь площею 1 мкм^2 за заданого відносного відхилення від сферичності, яке становило $0,08\%$.

На рисунку 3.4 наведено залежність енергії гідрофобних взаємодій у мастильному моношарі від вмісту оксалю в композиції. Результати модельних оцінок демонструють, що зі збільшенням масової частки оксалю енергія

гідрофобних взаємодій зростає. При цьому навіть за зниження частки МЛТМ до 10% розрахункова енергія гідрофобних взаємодій залишається більшою за початкове значення, характерне для 100% МЛТМ.

Отримані дані узгоджуються з результатами вимірювань коефіцієнта тертя (рис. 3.2) і підтверджують високу результативність координаційних гідрофобізаторів. Вони забезпечують посилення гідрофобності адсорбційних шарів і, відповідно, підтримують високі мастильні властивості навіть при мінімальному вмісті основного функціонального компонента — аніонного ПАР. Водночас при порівнянні залежностей видно, що мінімум кривої на рис. 3.2 (близько 80% оксалю) і максимум на рис. 3.4 (приблизно 60% оксалю) не збігаються між собою.

Це вказує на те, що у межах прийнятої моделі не було враховано прямий внесок координаційного гідрофобізатора у величину енергії гідрофобних взаємодій. Його функція, очевидно, не обмежується лише стабілізацією орієнтації радикалів ПАР, а включає додаткові механізми впливу на структуру та енергетику адсорбційного шару.

Отже, зафіксовано ефект комплементарного підсилення мастильних характеристик, обумовлений присутністю в композиції на основі МЛТМ координаційних гідрофобізаторів (оксалю). Саме вони сприяють суттєвому зростанню гідрофобності адсорбційних шарів на межі тертя і формуванню більш ефективної «площини ковзання» у контактній зоні.

Таблиця 3.5 - Характеристика насичених адсорбційних шарів для досліджуваних мастильних складів $n_c = 20$, $r = 1$, $\sigma_{\max} = 8,21 \cdot 10^{14} \text{ м}^{-2}$

Мастильний склад, % ваг.	δ , нм	Δ , м^3	ζ , м^3	ξ , Дж
1	2	3	4	5
ЛТМ+оксаль=10:0	11,43	$7,85 \cdot 10^{29}$	$6,63 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=9:1	26,25	$3,06 \cdot 10^{29}$	$35,28 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=8:2	41,07	$1,73 \cdot 10^{29}$	$86,70 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=7:3	55,89	$1,107 \cdot 10^{29}$	$161,2 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=6:4	70,71	$0,75 \cdot 10^{29}$	$259 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$

ЛТМ+оксаль=5:5	85,52	$0,51 \cdot 10^{29}$	$380,4 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=4:6	100,35	$0,35 \cdot 10^{29}$	$530,6 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=3:7	115,17	$0,23 \cdot 10^{29}$	$694,8 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=2:8	129,99	$0,13 \cdot 10^{29}$	$888,4 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$
ЛТМ+оксаль=1:9	144,80	$0,06 \cdot 10^{29}$	$1106,3 \cdot 10^{-22}$	$3,96 \cdot 10^{-21}$

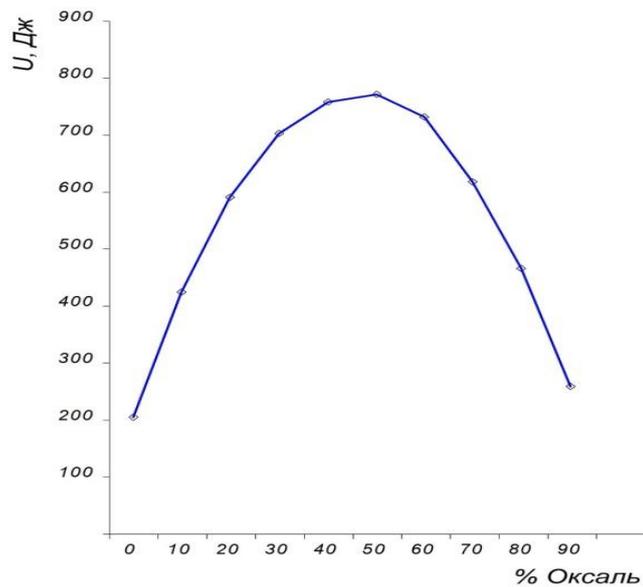


Рис. 3.4 - Вплив складу мастильної композиції на енергію гідрофобних взаємодій на адсорбційному моношарі

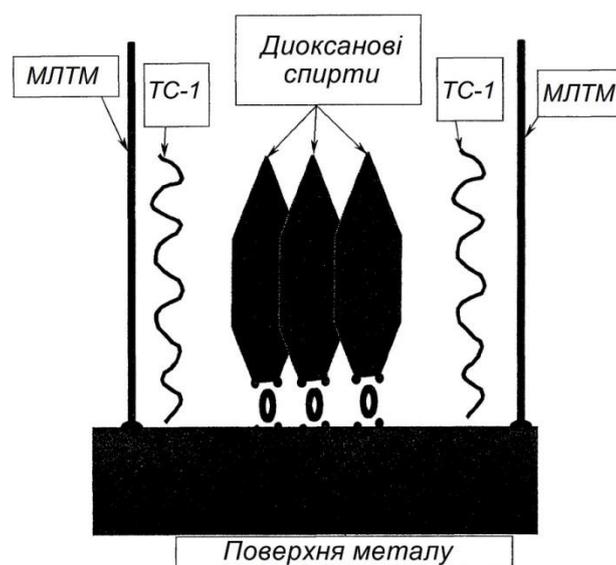


Рисунок 3.5 Схема конструкції мастильної композиції, побудованої з модифікованих моноетаноламіном вищих жирних кислот легких талових мастил, оксаля-66 і ТС-1.

Проведений аналіз результатів досліджень показав наявність прямого зв'язку між ефективністю мастильної дії та структурними особливостями базової мастильної добавки, а також тими компонентами, які забезпечують узгоджене (синхронне) підсилення змащувального ефекту.

Це дозволило обґрунтовано підійти до вибору оптимальної високоефективної композиції на основі кислот легких талових мастил, модифікованих моноетаноламіном (МЛТМ), у поєднанні з оксалем-66 та розчинником ТС-1. Такий склад орієнтований передусім на буріння горизонтальних і похило-спрямованих стовбурів у нестійких гірських породах, де роль мастильного компонента набуває визначального значення. Основним активним агентом у подібних системах виступають жирні кислоти МЛТМ, які формують гідрофобний екран на металевій поверхні. Спирти, присутні в композиції, додатково посилюють гідрофобізацію, оскільки забезпечують появу певної частки вільних жирних кислот у солубілізованому стані. При контакті з металом такі кислоти здатні реалізувати хемосорбційний механізм закріплення, що й зумовлює низькі значення коефіцієнта тертя та підвищену міцність мастильної плівки для композицій МЛТМ з оксалем-66.

Отже, за результатами виконаних досліджень до впровадження на глибокозалягаючих родовищах Дніпровсько-Донецької западини, які характеризуються підвищеними температурами, нестійкими породами та складною геологічною будовою, рекомендовано багатофункціональну мастильну композицію на основі МЛТМ, оксалю-66 і ТС-1, що отримала технічну назву Сонбур-1101 [14, 15].

3.6 Аналіз багатофункціональних мастильних домішок з позицій адсорбційних взаємодій

Раніше були досліджені та запропоновані для обробки бурових розчинів мастильні композиції, утворені солями сирих і легких талових мастил у поєднанні з поліетиленгліколем ПЕГ (ДСБ-4ТМП, ДСБ-4ТТП). Однак за

сукупністю мастильних, протизношувальних і стабілізувальних характеристик ці реагенти поступаються добавці Сонбур, яка базується на модифікованих кислотах легких талових мастил у композиції з оксалем-66. Причину цього слід пов'язувати не стільки з різницею у властивостях сирих і легких талових мастил, скільки з відмінністю просторової організації гліколів у складі: у випадку ПЕГ переважають лінійні структури, тоді як в оксалі-66 домінують циклічні гліколи, що інакше взаємодіють із поверхнями та водною фазою.

Для порівняння в однакових умовах випробовувалися поширені мастильні добавки ІКБ-4В, ІКБ-4ТМ, СМАД-1 та сира нафта (табл. 3.6). За даними таблиці 3.6 коефіцієнт тертя для ІКБ-4ТМ і ДСБ-4ТМП є у 1,5–2 рази меншим, а для ДСБ-4ТТП і Сонбур — у 4–7 разів меншим, ніж для СМАД-1, сирі нафти та ІКБ-4В. Така відмінність пояснюється різницею в механізмах дії: для Сонбур-1101 і ДСБ-4ТТП характерне формування мономолекулярного хемосорбційного шару, який має вищу міцність і краще зберігається за високих контактних тисків. Натомість у системах з нафтою, СМАД-1 та ІКБ-4В переважає адсорбційний (фізичний) шар, який є менш стійким до руйнування в умовах інтенсивного навантаження.

Якщо орієнтуватися на значення показника ЕМД, то введення 0,5% мастильних добавок ДСБ-4ТМП, ДСБ-4ТТП і особливо Сонбур-1101 за ефектом є еквівалентним додаванню приблизно 7–9% сирі нафти.

У практиці ефективність мастильних добавок найчастіше оцінюють за коефіцієнтом тертя. Разом із тим більш однозначну характеристику мастильної здатності бурових розчинів і присадок доцільно отримувати, використовуючи одночасно два параметри — коефіцієнт тертя та міцність мастильної плівки, оскільки саме вони відображають ключові процеси, що реалізуються в зоні тертя.

Таблиця 3.6 - Вплив мастильних добавок відомих і досліджуваних складів на триботехнічні властивості глинистих розчинів

№ П/П	Тип мастильних добавок	Добавка, %	K_{TP}	δ , МПа
-------	------------------------	------------	----------	----------------

1	2	3	4	5
1	Глиниста суспензія	-	0,320	230,67
2	ИКБ-4В	0,5	0,200	254,97
3	ИКБ-4ТМ	0,5	0,080	532,08
4	ДСБ-4ТМП	0,5	0,110	358,98
5	ДСБ-4ТТП	0,5	0,095	458,10
6	Сонбур-1101	0,5	0,070	620,86
7	ФК-2000	0,5	0,100	325,55
8	К-Lube	0,5	0,090	347,76
9	Нафта	0,5	0,220	235,44
10	Нафта	3,0	0,190	255,28
11	Нафта	5,0	0,186	254,03
12	Нафта	7,0	0,100	405,47
13	Нафта	9,0	0,085	423,64
14	СМАД-1	0,5	0,173	270,01

Так, при узагальненні даних, отриманих при дослідженні мастильних складів, було встановлено, що існує зв'язок між показниками коефіцієнта тертя $K_{тр}$ і міцності мастильної плівки δ . Вона описується наступним рівнянням

$$\delta = 88,227^{K_{тр}} / K_{тр}^{0,658} \quad 3.4$$

Величина достовірності апроксимації $R^2 = 0,8856$, що говорить про правильність вибору рівняння, що описує дану залежність.

Рівняння 3.4 дає змогу, маючи значення одного з параметрів $K_{тр}$, визначати інший: за відомої міцності мастильної плівки можна обчислити відповідний показник, і навпаки. Графічний вигляд цієї залежності наведено на рисунку 3.6. Крива має дві гілки і візуально нагадує поєднання двох майже прямолінійних відрізків. За малих значень параметра залежність наближається до лінійної. Подібний характер зберігається і на ділянці, де значення параметра перевищують 0,15. Натомість у проміжному інтервалі спостерігається помітне відхилення від лінійності.

Така форма кривої відображає різну природу взаємодії компонентів мастильних добавок із металевою поверхнею. Плівки, сформовані внаслідок хемосорбції, характеризуються підвищеною адгезією, меншою чутливістю до термічних впливів і високою стійкістю до зсуву, тобто є міцнішими порівняно з плівками, що утворюються лише за рахунок фізичної адсорбції. За

хемосорбційного механізму олеофільні вуглеводневі радикали жирних кислот орієнтуються у напрямку водної фази, формуючи стабільний гідрофобний мастильний шар у зоні контакту.

На відміну від цього, фізична адсорбція милоподібних ПАР, за поширеними уявленнями, може приводити до формування поблизу металевої поверхні специфічної структури, що виникає внаслідок взаємного “зчеплення” вуглеводневих ланцюгів. У такій конфігурації неполярні фрагменти витісняються з водного середовища і орієнтуються так, що метал набуває умовно гідрофобних властивостей. Проте мастильна плівка, яка утримується на поверхні переважно фізичними силами, має обмежену міцність і руйнується за менших навантажень, ніж хемосорбційно сформований шар. У ряді випадків можливий і комбінований механізм, коли реалізуються одночасно фізична та хімічна адсорбція.

Наведені уявлення можна застосувати і до мастильних добавок на основі модифікованих кислот сирової талої олії (ІКБ-4В, ІКБ-4ТМ, ДСБ-4ТМП). Для цих систем характерна «закрита» або частково «закрита» карбоксильна група, що зумовлює їх більшу схильність до фізичної або змішаної адсорбції, а не до формування повноцінного хемосорбційного шару.

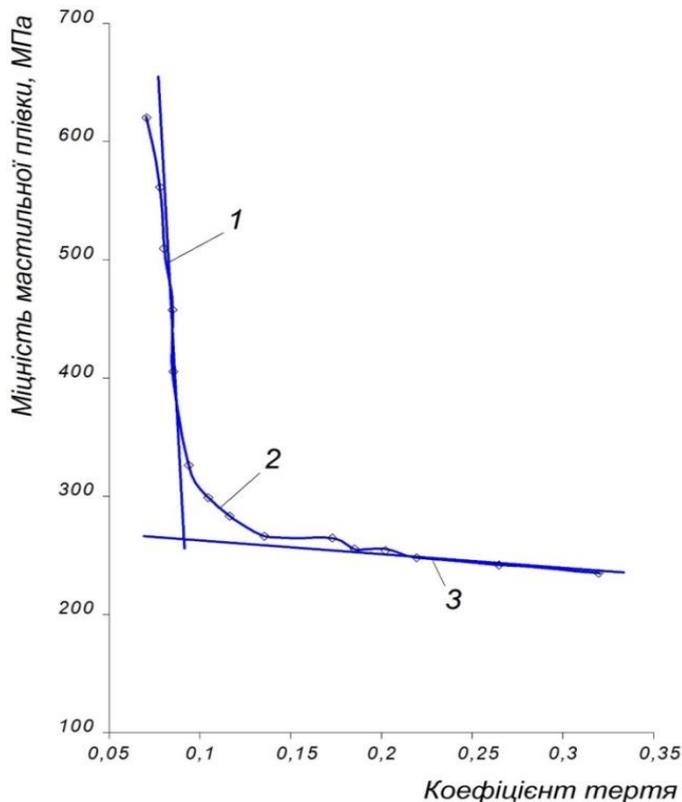


Рис. 3.6 - Зв'язок між коефіцієнтом тертя і міцністю мастильної плівки

- 1 - переважно хемосорбція (Сонбур-1101, ДСБ-4ТТП);
- 2 - перехідна зона (ДСБ-4ТМП, ИКБ-4ТМ, ФК-2000, К-Lube);
- 3 - переважно фізична адсорбція (ИКБ-4В, нафта, СМАД-1).

За показниками мастильної ефективності (коефіцієнт тертя, міцність мастильної плівки) ці добавки помітно поступаються групі композицій Сонбур і ДСБ-4ТТП, у складі яких присутні вільні жирні кислоти в Н-формі. У зоні низьких значень коефіцієнта тертя домінує хімічна адсорбція (хемосорбція), тоді як на ділянці підвищених значень коефіцієнта тертя переважає фізична адсорбція. Між цими областями розташована перехідна зона змішаної адсорбції, де одночасно реалізуються як фізичні, так і хімічні механізми закріплення на поверхні.

Подібна градація, яка враховує значення коефіцієнта тертя і відповідну йому міцність мастильної плівки, дає змогу більш детально класифікувати мастильні композиції за типом їх адсорбційної взаємодії з металевою поверхнею:

1. Переважно хемосорбційний механізм: Сонбур-1101, ДСБ-4ТТП.
2. Переважно фізична адсорбція: нафта, СМАД-1, ІКБ-4В.
3. Змішаний механізм (фізична + хімічна адсорбція): ІКБ-4ТМ, ДСБ-4ТМП.

Мастильна добавка на основі модифікованих кислот легких талових мастил у поєднанні з оксалем-66 (Сонбур) вирізняється серед розглянутих реагентів мінімальними значеннями коефіцієнта тертя та підвищеною міцністю мастильної плівки. Це пов'язують із появою певної частки вільних жирних кислот, які при контакті з металом здатні реалізувати хемосорбційний шлях формування граничного шару. Додатковою практично важливою перевагою цієї композиції є збереження високої мастильної дії за умов зростання навантаження, тобто в режимах, де фізично адсорбовані плівки руйнуються значно швидше.

Отже, встановлено зв'язок між структурними особливостями компонентів досліджених композицій та результативністю їх мастильної дії. Також виявлено відмінності у характері адсорбційної взаємодії з металеву поверхнею між відомими та розробленими мастильними домішками, що в кінцевому підсумку і визначає прояв мастильного ефекту.

3.7 Вплив мастильної домішки Сонбур на технологічні параметри бурових промивальних рідин

Виконано аналіз експериментальних досліджень, спрямованих на оцінювання впливу мастильної домішки Сонбур на технологічні параметри різних систем бурових розчинів, які широко застосовують під час буріння та закінчування свердловин. У випробуваннях використовували глинистий, малоглинистий, безглинистий малокарбонатний, полігліколевий комплексно інгібований, безглинистий полімер-сольовий, полігліколевий без твердої фази, полісахаридний, а також полігліколевий калій-поліакрилатний розчини.

Методика дослідів полягала у такому: до кожної із зазначених систем вводили мастильну домішку Сонбур у різних концентраціях і контролювали базові показники бурового розчину — щільність ρ , г/см³; умовну в'язкість UV , с; фільтрацію Φ , см³; статичну напругу зсуву СНС за 1 і 10 хв, дПа; пластичну в'язкість η_p , мПа·с; динамічну напругу зсуву τ_0 , дПа; показник водневих іонів рН. Додатково визначали значення коефіцієнта тертя μ ; липкість глинистої кірки ϕ , град; коефіцієнт прихоплення $K_{пр}$; міжфазний поверхневий натяг фільтратів на межі з гасом σ , мН/м; питомий електричний опір R , Ом·м (табл. 3.7). Окремо виконували оцінювання впливу фільтратів розчинів, оброблених Сонбур-1101, на коефіцієнт відновлення початкової проникності.

У таблиці 3.7 узагальнено результати експериментів щодо впливу мастильної домішки Сонбур-1101 на технологічні властивості різних типів бурових розчинів, що застосовуються під час буріння й закінчування свердловин: глинистого, безглинистого полісахаридного та глинистого полігліколевого калієвого. Для зіставлення досліди виконували також із відомими мастильними домішками, зокрема ФК-2000 та K-Lube. Отримані показники порівнювали між собою, а найхарактерніші залежності подано нижче.

З аналізу експериментальних даних випливає, що введення до вихідного глинистого розчину багатофункціональної домішки Сонбур помітно підвищує стабільність стінки свердловини щодо осипання породи, а також покращує мастильні, протизносні та протиприхоплювальні властивості бурового розчину (на 25–42%). За рівнем зниження коефіцієнта тертя та липкості глинистої кірки Сонбур на 15–30% перевищує відомі мастильні домішки K-Lube (Франція) і ФК-2000 (НВО «Буріння») (рис. 3.7, 3.8). При цьому, якщо для зрушення прихопленого індентора по глинистій кірці, сформованій на приладі Different Sticking Tester (Baroid), необхідні зусилля, що відповідають коефіцієнту прихоплення 0,14 і 0,125 для ФК-2000 та K-Lube відповідно, то за обробки бурового розчину Сонбуром додаткові зусилля фактично не потрібні — спостерігається ковзання без прихоплення (за концентрації мастильних

домішок 1,0%). Висока здатність стабілізувати поверхню гірських порід дає підстави рекомендувати Сонбур для проходки нестійких відкладів, схильних до осипання.

Таблиця 3.7 - Вплив реагенту Сонбур на технологічні властивості бурових розчинів

№ п/п	Тип і склад розчину	Добавка мастила Сонбур -1101, %	Добавка $CaCl_2$, %	Параметри розчину								
				ρ , г/см ³	УВ с	Φ , см ³	СНС, дПа		рН	K_{TP} , при навантаженні, МПа		α , град
							1 хв	10 хв		0,35	0,70	
1	Глинистий вихідний	-	-	1,16	24	5,0	2,3	3,6	8,9	0,132	0,141	7,1
2	№1	0,5	-	1,16	25	5,0	2,5	4,2	8,9	0,08	0,09	4,5
3	№1	0,5	0,5	1,17	20	6,0	2,0	3,1	7,3	0,08	0,09	4,7
4	Безглинистий полісахаридний гідрофобізуючий	-	-	1,02	36	4,0	9,1	10,6	8,9	0,095	0,095	6,
5	№4	0,5	-	1,02	38	4,0	9,1	10,6	8,9	0,07	0,08	4,0
6	№4	0,5	0,5	1,03	34	5,0	6,3	8,2	7,6	0,07	0,08	4,5
7	Глинистий полігліколевий калієвий	-	-	1,10	30	4,0	5,2	7,4	7,0	0,112	0,126	7,0
8	№7	0,5	-	1,11	31	4,0	5,8	7,1	7,1	0,07	0,08	4,0
9	№7	0,5	0,5	1,11	24	5,0	2,8	4,1	6,5	0,07	0,08	4,5

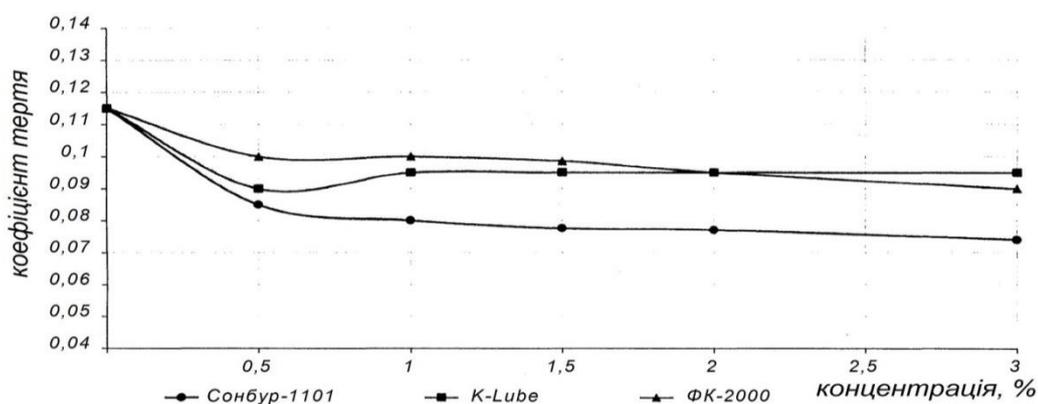


Рис. 3.7 - Залежність коефіцієнта тертя від концентрації мастильних добавок Сонбур, K-Lube, ФК-2000

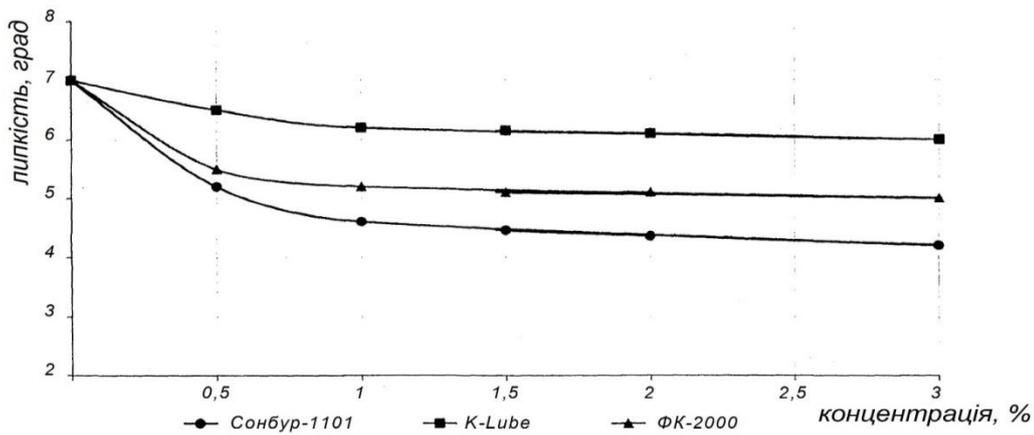


Рис. 3.8 - Залежність липкості глинистої кірки від концентрації мастильних добавок Сонбур, K-Lube, ФК-2000

Зазначені позитивні ефекти від застосування композиції Сонбур перевіряли на безглинистих полісахаридних системах, до складу яких входив біополімер «Робус» (КК) у концентрації 0,25 %. Показано, що введення в безглинистий полісахаридний буровий розчин, попередньо оброблений 0,5 % Сонбур-1101, додатково 2 % поверхнево-активної речовини комплексної дії (ПКД-515) забезпечує відчутне поліпшення поверхнево-активних, гідрофобізувальних та інгібувальних властивостей системи. За цих умов коефіцієнт відновлення проникності досягає 99,7 %, що практично відповідає повному відновленню початкової проникності природних кернових зразків. Дослідження виконували у динамічному режимі на установці FDES-645 компанії «Cortest» за умов, максимально наближених до свердловинних. Важливо, що істотне зростання поверхнево-активних властивостей не супроводжувалося спінюванням розчину. Це пояснюють тим, що композиція Сонбур проявляє піногасну дію, оскільки діоксанові спирти, присутні у її складі, мають відповідні властивості.

До суттєвих переваг мастильної домішки Сонбур також відносять її здатність у складі бурового розчину додатково знижувати показник фільтрації, тоді як для багатьох інших мастильних домішок характерна протилежна тенденція (табл. 3.8). Зазвичай рівень фільтрації регулюють введенням стабілізуювальних реагентів, наприклад КМЦ. Синергетичний ефект поєднання

стабілізованого глинистого розчину із Сонбуром пов'язують із сорбційними взаємодіями компонентів композиції, які сприяють формуванню в тілі фільтраційної кірки мікелярно-зв'язаних структур. Унаслідок ущільнення (щільнішого пакування) глинистої кірки на стінках свердловини послаблюються дифузійно-керовані процеси поверхневої гідратації, зменшується проникнення фільтрату в породу та підвищується опір руйнуванню каркаса нестійких глинистих відкладів.

З урахуванням того, що під час розкриття продуктивних відкладів сучасних глибокозалягаючих родовищ ДДЗ (наприклад Мачухівського та Семиренківського), а також під час буріння надглибоких свердловин, вибірні температури можуть сягати 150 °С і вище, було розглянуто експерименти з оцінювання впливу температури на мастильну здатність розчинів, оброблених мастильною домішкою Сонбур.

Методика випробувань була такою. Глинистий полігліколевий калієвий розчин, що містив 0,5 % композиції Сонбур, заливали у спеціальні герметичні ємності («бомби») та розміщували в робочій камері установки Roller Oven. Далі розчин прогрівали за заданих температур (85, 105, 120, 140, 160, 180 і 190 °С) у режимі перемішування з витримкою 2 години. Після термостатування зразки охолоджували до кімнатної температури та визначали коефіцієнт тертя на приладі Lubricity Tester за навантаження 0,35 МПа (50 фунтів/дюйм²). Результати випробувань наведено в таблиці 3.9

Таблиця 3.8 - Вплив мастильних добавок на показник фільтрації прісних і мінералізованих глинистих розчинів

№ п/п	Розчин з мастильною добавкою	Добавка мастила, %	Показник фільтрації (Ф), см ³
1	ГС+0,5% КМЦ 700	-	6,0
2	ТРИБОС	1,0	6,0
3	№2+0,5% CaCl ₂	-	9,5
4	ЕКСТРА	1,0	6,0
5	№4+0,5% CaCl ₂	-	13,0
6	Drill-Free	1,0	6,0
7	№6+0,5% CaCl ₂	-	32,0

8	КЕМФОР	1,0	7,5
9	№8+0,5% $CaCl_2$	-	10,5
10	ФК-2000	1,0	7,6
11	№10+0,5% $CaCl_2$	-	12,2
12	К-Lube	1,0	7,6
13	№12+0,5% $CaCl_2$	-	12,7
14	Сонбур-1101	1,0	5,1
15	№14+0,5% $CaCl_2$	-	5,6

Аналіз результатів, наведених у таблиці 3.9, свідчить, що в досліджуваному температурному інтервалі реагент Сонбур не проявляє ознак термічної деструкції. На це вказує практично незмінне значення коефіцієнта тертя полігліколевого калієвого бурового розчину до та після термічного впливу. Помітно, що лише за температури 190 °С спостерігається незначне погіршення мастильних характеристик. Отже, композицію Сонбур можна застосовувати під час буріння свердловин за підвищених вибійних температур.

Таблиця 3.9 - Вплив температури на мастильні властивості бурових розчинів, що містять мастильну добавку Сонбур-1101

Склад розчину	K_{TP} при 0,7 МПа							
	без прогріву	85 °С	105 °С	120 °С	140 °С	160 °С	180 °С	190 °С
Глинистий розчин ($\rho = 1,16 \text{ г/см}^3$) з куганакського глинопорошка+8% $CaCO_3$ + 5% KCl + 3% полігліколь+0,5% Сонбур-1101	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,075	0,075	0,085

3.8 Висновки до розділу 3

Виконано дослідження та узагальнення характеристик багатофункціональної мастильної домішки, яка забезпечує зростання мастильних, протизносних і протиприхоплювальних властивостей бурових

розчинів, у тому числі за підвищеної мінералізації, значних контактних тисків і високих температур.

Показано, що домішка сприяє стабілізації стінок свердловини в нестійких глинистих відкладах: за рахунок ущільнення та зміцнення глинистої кірки зменшуються дифузійно-керовані процеси поверхневої гідратації, що обмежує проникнення фільтрату в породу та знижує ризик руйнування породного каркаса.

Встановлено підсилення гідрофобізувальних, інгібувальних і поверхнево-активних властивостей фільтрату бурового розчину, що приводить до суттєвого зростання коефіцієнта відновлення початкової проникності керна та зменшення ймовірності ушкодження колектора.

Відмічено позитивний вплив на реологічну поведінку системи: посилюється псевдопластичний характер течії та ізолювальні властивості біополімерних розчинів, які використовують під час розкриття продуктивних інтервалів, зокрема при проходці горизонтальних стовбурів.

Підтверджено технологічну сумісність домішки з реагентами, що застосовуються для обробки бурових розчинів, а також відсутність небажаного спінювання, що важливо для стабільної роботи циркуляційної системи та контролю параметрів промивання.

Зроблено висновок про практичну придатність домішки з огляду на вимоги безпечності та зручності застосування, а також її здатність підтримувати фільтраційні властивості порід-колекторів.

Доведено працездатність у широкому температурному діапазоні, що обґрунтовує використання домішки під час глибокого буріння свердловин із підвищеними вибійними температурами.

Бурові розчини з використанням багатофункціональної мастильної домішки Сонбур доцільно рекомендувати для впровадження під час спорудження глибоких свердловин на українських родовищах із високими пластовими температурами та нестійкими породами, у тому числі зі складною траєкторією і горизонтальним закінченням.

Очікуваний технологічний ефект від застосування таких розчинів у складних умовах (зокрема на П'рківському та Мачухівському родовищах) полягає у підвищенні механічної швидкості буріння, зниженні непродуктивного часу, зменшенні ризику прихоплень та скороченні загальної тривалості будівництва нових свердловин.

РОЗДІЛ 4 УПРОВАДЖЕННЯ РОЗРОБЛЕНИХ МАСТИЛЬНИХ ДОМІШОК ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН ТА ПРИ СПУСКУ ОБСАДНИХ КОЛОН

4.1 Керування стовбуром похило-скерованих і горизонтальних свердловин

Досвід спорудження свердловин із застосуванням промивних рідин із підвищеними мастильними характеристиками свідчить, що такий підхід забезпечує помітний технологічний ефект: поліпшується робота вузлів тертя обладнання та породоруйнівного інструмента, зменшується інтенсивність їх зношування, а також знижується кількість ускладнень у процесі буріння. Досягти цього зазвичай можна без суттєвого зростання витрат завдяки введенню до бурових розчинів спеціальних мастильних домішок. На сучасному етапі розвитку техніки й технологій буріння підвищення мастильних властивостей промивних рідин розглядають як один із необхідних заходів, що сприяє зростанню техніко-економічних показників бурових робіт, зменшенню собівартості та, додатково, підвищує стійкість стінок свердловини, знижуючи ризик осипання порід.

Однією з причин руйнування стінок свердловини та прихоплень обсадних колон під час їх спуску у похило-скерованих свердловинах із горизонтальним закінченням є механічне пошкодження фільтраційної кірки та кольматаційного шару, які сформувалися в процесі буріння. Зменшення ймовірності такого типу прихоплення може бути забезпечене використанням слюдовмісних мастильних матеріалів, здатних ефективно кольматувати проникні породи та сприяти відновленню фільтраційної кірки разом із її мастильними властивостями.

Комплекс засобів для вимірювання зенітного й азимутального кутів, кута встановлення відхилювача на вибої та передачі цих даних на поверхню з метою виконання навігаційних робіт і керування траєкторією свердловини

називають телеметричною системою. Телеметричні системи дають змогу виконувати орієнтування відхиляючої КНБК за заданим азимутом, визначати кут закручування бурильної колони під дією реактивного крутного моменту вибійного двигуна, а також проводити інклінометричні вимірювання [13].

Глибинний вимірювальний блок, як правило, розміщують безпосередньо над відхилювачем або над секцією ОБТ, яку встановлюють для регулювання інтенсивності зміни просторового положення стовбура. Усередині вимірювального приладу в герметичному корпусі розташовані датчики азимута, зенітного кута та кута встановлення відхилювача, а також електронні перетворювачі, що здійснюють частотну модуляцію сигналів і забезпечують їх передавання на поверхню. Передача інформації виконується через кабельний канал зв'язку, який скидається через герметизувальний пристрій вертлюга [13]. Телеметрія, у цьому контексті, є перетворенням каротажних даних у сигнал, придатний для транспортування на поверхню; такі рішення забезпечують електроживлення приладів каротажу в межах однієї КНБК і дають змогу передавати дані з підвищеною швидкістю.

Нині сервісні компанії пропонують комплексні рішення для проводки похило-скерованих і горизонтальних свердловин, зокрема у вигляді телеметричної системи «Compass». Конструктивно свердловинний прилад із гідравлічним каналом зв'язку «Compass» зазвичай базується на модульному принципі та включає шість взаємозамінних блоків: модуль вилучення; батарейний модуль; навігаційний модуль (інклінометр); передавальний модуль (пульсатор); модуль гамма-каротажу; а також сполучні модулі (центратори). До ключових переваг таких телесистем відносять: можливість вилучення вибійних модулів під час аварійно-відновних робіт; знижене енергоспоживання, що збільшує ресурс батарей; невелику тривалість повного техобслуговування завдяки сучасним матеріалам і технологіям; мінімізацію витрат на ремонт і сервіс; регулювання амплітуди імпульсу шляхом підбору клапанної пари; працездатність за високого вмісту кольматувальних домішок і піску.

Модульна платформа Tele Pacer, орієнтована на кущове та стандартизоване буріння, показала ефективність у низькобюджетних проєктах із розробки важковидобувних запасів. Конфігурація Express у складі Tele Pacer забезпечує передавання якісних даних під час буріння на депресії та при пневматичному бурінні.

Прилад високошвидкісної телеметрії під час буріння Tele Score призначений для підвищення інформативності щодо процесу проходки, оптимізації режимів, зниження ризиків і покращення результативності робіт. Здатність Tele Score передавати більший обсяг інформації в реальному часі дає можливість отримувати детальніші каротажні дані та оперативно ухвалювати рішення в процесі геонавігації. Модифікація Tele Score ICE орієнтована на передавання даних про властивості порід із високою швидкістю за умов екстремально високих свердловинних температур. Прилад телеметрії та інклінометрії Digi Score забезпечує передавання на поверхню даних для оцінки параметрів пласта й геологічної проводки свердловин на суші, у свердловинах із великим відходом від вертикалі, а також у глибоководних свердловинах.

Телеметричну систему Short Pulse розроблено для передавання інклінометричних вимірювань та гамма-каротажу в режимі реального часу. Вона передає гамма-каротаж і положення відхилювача та забезпечує електроживлення приладів каротажу, що працюють у складі однієї КНБК; можливе поєднання з технологіями VISION і Score. Прилад Im Pulse є комплексним рішенням, де інтегровані телеметрія та каротажний зонд VISION в одній ОБТ; він забезпечує передавання надійних інклінометричних і каротажних вимірювань, у тому числі для орієнтованого гамма-каротажу, положення відхилювача та інклінометра, а також може доповнюватися датчиком тиску (VPWD). З використанням допоміжної технології гідроімпульсного каналу у буровому розчині прилад Slim Pulse забезпечує передавання в реальному часі зенітного кута, азимута, положення відхилювача, даних гамма-каротажу та ударних навантажень на КНБК.

На окремих родовищах застосовують роторно-керовані системи (RSS – Rotary Steerable System) у компонуванні з телеметричними системами. RSS дає змогу безаварійніше проходити інтервали зі значними зенітними кутами або виконувати буріння на горизонтальній ділянці стовбура, оптимізуючи навантаження на долото та підвищуючи керованість траєкторії.

Додатково слід відмітити, що сучасні тенденції розвитку телеметрії та MWD/LWD орієнтовані на підвищення швидкості й надійності передавання даних (у тому числі за рахунок комбінованих каналів), розширення переліку вимірювань у реальному часі (вібрації, ударні навантаження, індикатори забою), а також підвищення термостійкості електроніки для високотемпературних свердловин.

Загалом існує багато конструктивних варіантів телеметричних систем, які насамперед різняться каналом передавання інформації на поверхню. Виконання телеметричних вимірювань під час буріння дає змогу швидко отримувати навігаційні та технологічні дані й на їх основі оперативно коригувати режим роботи, траєкторію свердловини та підготовчі операції до наступних етапів.

Телеметричні комплекси можуть реалізовувати різні принципи зв'язку (гідроімпульсний, електромагнітний, акустичний або провідний у складі кабельованої бурильної колони). Практичний вибір визначається умовами буріння, вимогами до швидкості передавання даних, обмеженнями за температурою/тиском, а також сумісністю з компоновкою та інструментами MWD/LWD.

4.2 Технічні засоби і обладнання під час буріння та спуску обсадних

КОЛОН

Склад орієнтованої КНБК за типовою схемою включає:

– долото, укорочений наддолотний калібратор, відхилювач або гідравлічний вибійний двигун (ГВД) із кривим перехідником, телеметричну систему (ТС), обважені бурильні труби (ОБТ) і бурильні труби (БТ);

– за потреби до компоновки додають буровий яс (ГБЯ) та буровий акселератор;

– у деяких випадках окремі елементи (наддолотний калібратор або ОБТ) можуть не застосовуватися, залежно від задачі та умов інтервалу [9].

Орієнтовані КНБК використовують для таких робіт:

– проходка ділянок із попередньо заданим набором zenітного кута α ;

– виправлення траєкторії та повернення до проектного профілю;

– інтенсивний набір α (понад $10^\circ/100$ м);

– виведення стовбура на горизонталь;

– буріння горизонтальної частини свердловини [9].

Для швидкого набору zenітного кута α (понад $20^\circ/100$ м) і стабільного буріння горизонтального інтервалу застосовують керовані компоновки, де зазвичай передбачені: долото; ГВД із можливістю зміни кута перекосу; немагнітний стабілізатор; ТС з гідравлічним каналом зв'язку; немагнітна ОБТ; товстостінні бурильні труби; яс подвійної дії; гідроакселератор; бурильні труби.

Під час набору zenітного кута встановлюють кут перекосу ГВД α у межах 1° – $2,5^\circ$. Ключовим геометричним параметром керованих КНБК є α кривого перехідника або кривої вставки між шпindelною та двигунною секціями відхилювача. Саме зміною α на практиці регулюють інтенсивність викривлення та відповідний радіус кривизни R [9].

Забурювання похилої ділянки зі стовбура, що був вертикальним, реалізується завдяки відхиляючій силі, спрямованій перпендикулярно осі долота. Її ефективність забезпечується за таких умов:

– величина відхиляючої сили перевищує опір порід руйнуванню;

– долото має достатню бічну фрезерувальну здатність;

– пружні деформації направляючої секції відхилювача КНБК не досягають критичного рівня, за якого компоновка втрачає здатність формувати викривлення у заданому напрямку [9].

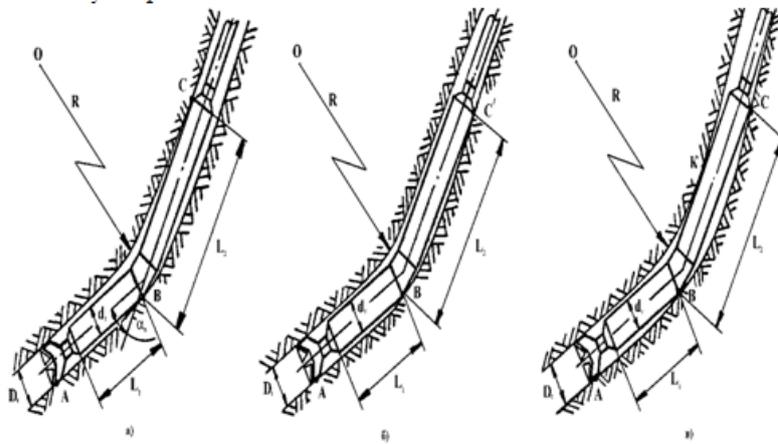


Рис. 4.1 – Схема трьох можливих положень відхилювача у свердловині

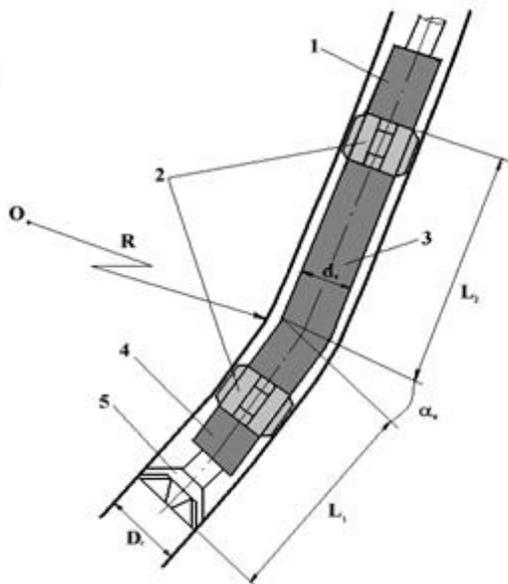
Три можливі положення відхилювача у свердловині (рис. 4.1) [9].

a) верхнє плече L_2 торкається внутрішньої (ближчої до центру кривизни O) стінки свердловини в точці C . Кривизна ствола утворюється внаслідок вписування відхилювача у ствол свердловини у трьох точках (A , B і C), які не лежать на одній прямій (викривлення по дузі кола). Це положення характерне для роботи відхилювача із малими значеннями α , а також при роботі зі зміни φ .

б) верхнє плече торкається зовнішньої стінки свердловини в точці C' . Дуга кола описує точки A , B і C' .

в) верхнє плече вписане у свердловину і торкається її стінок у точках B , C і K . Викривлений ствол утворюється внаслідок вписування в нього відхилювача у точках A , B , C і K [9].

За певних умов відхилювач може послідовно переходити від одного положення до іншого: зі збільшенням α відхилювач із положення (*a*) переходить у положення (*б*), а збільшуючи кут перекосу α_n із положення (*б*) у положення (*в*), яке є граничним щодо збільшення інтенсивності викривлення ствола свердловини [9].



1 – телесистема; 2 – центратор;
 3 – двигунна секція; 4 – шпindelьна секція; 5 – бурове долото
 Рис. 4.2 – Відхилювач на базі ГВД із двома центраторами

Бурове оснащення (буровий яс, акселератори, наддолотні амортизатори, гідравлічні вибійні двигуни) є елементами бурильної колони (БК) і монтується в нижній частині компоновки, максимально близько до вибою.

Правильно підібраний ГВД під конкретне долото та літологію забезпечує вищу швидкість проходки порівняно з роторним способом. Окрім приросту механічної швидкості, застосування ГВД дає змогу зменшити частоту обертання БК, що, своєю чергою, знижує інтенсивність зношування обсадної колони (ОК), бурильної колони та інших наддолотних обертових вузлів КНБК.

Під час підбору типорозміру ГВД необхідно враховувати фактичний діаметр стовбура: кільцевий зазор між корпусом двигуна і стінкою свердловини має залишатися достатнім для роботи стандартного ловильного інструменту.

Вибір долота впливає на компонування силової секції та конфігурацію ГВД загалом. Для буріння з ГВД застосовують гідромоніторні долота та долота з герметизованими опорами; конкретний тип добирають відповідно до міцності й абразивності порід, що розбурюються.

Тип промивальної рідини визначає вимоги до натягу (зазору) гвинтової пари, матеріалу та властивостей еластомірного покриття статора, захисного покриття ротора, а також до конструкції опорного вузла (герметизований оливонаповнений або відкритий). За буріння з продувкою вибою повітрям

доцільно використовувати низькообертові силові секції зі зменшеним натягом гвинтової пари, щоб підвищити ресурс еластомеру.

Для стабілізації кривизни траєкторії та одночасного зменшення зношування “п’яти” кривого перехідника рекомендовано передбачати калібратор.

4.3 Вибір бурових промивальних рідин та регламентування технології застосування мастильних компонентів

Промивальні рідини можуть суттєво відрізнятися за функціями та рецептурою. У загальному вигляді їх доцільно поділяти на такі групи:

- повітря/газ (буріння з продуванням вибою або промиванням двофазними системами);
- бурові розчини на водній основі (РВО);
- бурові розчини на вуглеводневій основі (РВВО);
- бурові розчини на синтетичній основі (РСО) [9].

Промивальні рідини з кислим ($\text{pH} < 4$) або сильно лужним середовищем ($\text{pH} > 10$) здатні руйнувати еластомер статора і прискорювати корозію захисних покриттів деталей ГВД. Тому після роботи в таких середовищах двигун слід якнайшвидше промити та виконати технічне обслуговування. Підтримання рН у межах 4–10 мінімізує зазначені ризики. Використання бурового розчину з густиною понад 2000 кг/м^3 (16,7 фунт/галон) може спричинити інтенсивну ерозію внутрішніх елементів ГВД через зростання впливу твердих частинок, що циркулюють у потоці.

Силікатні розчини також характеризуються підвищеною абразивністю. Добре перемішані системи з наповнювачем дрібної або середньої фракції для ліквідації поглинань допускається застосовувати без критичного ризику засмічення чи ушкодження ГВД. Якщо необхідно вводити крупнофракційний наповнювач, над компоновкою ГВД доцільно встановлювати циркуляційний перехідник, щоб обмежити надходження розчину в двигун. Концентрацію

наповнювача рекомендовано обмежувати рівнем не вище 2,5 фунта (1,13 кг) на 1 барель розчину.

Абразивні домішки в промивальній рідині зменшують ресурс ГВД, оскільки:

- зношування еластомірного покриття статора збільшує внутрішні перетоки через гвинтову пару та підвищує імовірність зупинки ГВД;
- руйнування захисного шару ротора прискорює пошкодження покриття статора;
- ерозія елементів трансмісії призводить до їх передчасного виходу з ладу;
- пошкодження ущільнень шпindelної секції викликає потрапляння бурового розчину в підшипникові вузли та їх заклинювання [9].

Компоненти, що застосовують для підвищення густини, загалом не є “гостроабразивними” самі по собі та використовуються насамперед для керування тиском у свердловині, тому жорстку верхню межу їх умісту зазвичай не задають. Водночас, для збільшення ресурсу ГВД рекомендовано, наскільки це можливо, обмежувати частку потенційно абразивних твердих частинок низької густини (орієнтовно до 5%). Додатково зазначають, що вміст таких частинок доцільно утримувати на рівні не вище 7% у легких розчинах і 6% в обважнених системах, особливо за високих вибійних температур. Також бажано підтримувати вміст піску не більше 1%. Якщо ці умови не виконуються, раціонально скорочувати тривалість рейсу, щоб не допустити відмови ГВД. До порід, що часто формують абразивну складову, належать пісковики, алевроліти, конгломерати, крем’яні сланці, граніт, туф і гнейс.

Під час буріння горизонтальних інтервалів і додаткових бокових стовбурів, де очікуються значні енерговитрати на подолання аксіального та осьового тертя між колоною і стінкою, критично важливо застосовувати бурові розчини з підвищеними змащувальними властивостями.

Рецептури, технологічні параметри та витрати промивальних рідин, як правило, встановлюють на основі досвіду спорудження попередніх

свердловин. За результатами промислових випробувань традиційні підходи до хімічної обробки розчину уточнюються із залученням нових матеріалів, зокрема мастильних домішок на основі рослинних оливо.

Оброблення промивальних систем мастильними реагентами під час спуску обсадних колон виконують для зменшення тертя, забезпечення ефективної передачі осьового навантаження на долото, зниження інтенсивності жолобо- та сальникоутворення, а також для профілактики прихоплень обсадних колон і бурильного інструменту.

Для підвищення екологічної безпеки бурових робіт і покращення якості кріплення замість нафтовмісних змащувальних реагентів доцільно регламентувати застосування малотоксичних змащувальних реагентів. Змащувальна домішка на основі рослинних оливо належить до 4 класу небезпеки. Її низька токсичність пояснюється тим, що базовим компонентом є відпрацьована соєва олива (ОСМ).

Установлено, що раціональний вміст домішки для похилих і горизонтальних свердловин становить 0,5–0,8%. Подальше підвищення концентрації до 1,0–1,5% майже не дає додаткового ефекту: змащувальні показники виходять на плато (коефіцієнт тертя практично стабілізується). Також показано, що ОСМ може застосовуватись у природно напрацьованих бурових розчинах, малоглинистих промивальних рідинах та обважнених полімерглинистих системах у діапазоні температур приблизно +30...120 °С. Домішка ОСМ дає змогу повністю відмовитися від використання нафти, зменшує ризик сальникоутворення під час буріння глинистих товщ і знижує абразивний знос доліт, зумовлений піщаною фракцією.

Під час випробувань у складі малоглинистого природно напрацьованого бурового розчину густиною 1070–1090 кг/м³ встановлено таке. Додавання 8,5 м³ нафти зменшує коефіцієнт тертя з 0,42 до 0,39 (орієнтовно на 8%), тоді як внесення 1 т ОСМ забезпечує зниження цього показника приблизно на 30%.

У технологічному плані домішка при охолодженні потребує підігріву парою. У буровий розчин її подають самопливом, орієнтуючись на 1,0–1,5 м³

за один цикл циркуляції. Типова витрата на одну обробку становить близько 0,5–0,8 м³ на 100 м³ бурового розчину з урахуванням втрат на системі очищення.

За обробки малоглинистих систем (1030–1100 кг/м³) домішкою в кількості до 0,8% структурно-механічні та реологічні параметри зазвичай залишаються майже без змін. Якщо ж піднімати вміст до 1,0–1,5%, можливе слабке піноутворення, що пов'язується із наявністю емульгувального компонента в складі домішки.

Оперативний контроль змащувальних властивостей бурового розчину та коригування вмісту домішки виконують за результатами вимірювань липкості глинистої кірки і коефіцієнта тертя в парі “сталь–сталь” на установці ФСК-4 та машині тертя OFITE.

Перед проведенням геофізичних досліджень відкритого стовбура, а також під час промивки перед спуском обсадних труб у похило-скерованих свердловинах рекомендується застосовувати змащувальну домішку “Мікан-40С”. Концентрація домішки для оброблення бурового розчину — до 1%.

4.4 Вимоги до реагентів та вхідний контроль якості

Практика застосування змащувальних реагентів під час спуску обсадних колон у похило-спрямованих свердловинах підтверджує необхідність вхідного контролю їхньої якості. Щоб захистити бурові підприємства від постачання продукції з нестабільними або заниженими показниками, надають підвищену увагу контролю та, за можливості, добровільній сертифікації споживаних матеріалів. У зв'язку з цим виникає потреба у розробленні корпоративних технічних вимог для сертифікаційних випробувань і вхідного контролю мастильних компонентів бурових розчинів.

Технічні вимоги до таких реагентів доцільно групувати за призначенням:

- 1) реагенти для оброблення бурового розчину в процесі проводки стовбура (під час буріння);
- 2) реагенти, що використовуються на етапі підготовки

стовбура до спуску обсадних колон. Основні вимоги до реагентів, що застосовують у процесі буріння, наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Технічні вимоги

Технічні показники якості	Нормовані значення показників якості з урахуванням застосовуваних розчинів			Методи випробувань
	малоглинистий	важкий	мінералізований	
1. Умовний коефіцієнт тертя, не більше	0,4	0,5	0,6	СОУ 00158758-252-2003
2. Умовний коефіцієнт ковзання, не більше	0,6	0,6	0,7	СОУ 00158758-12-98
3. Піноутворююча активність, кг/м ³ , не більше	20	5	20	СОУ 00158758-02-98
4. Емульгованість в глинистому розчині, %, не менше	95	95	80	візуально
5. Температура затвердіння °С, нижче	мінус 20	мінус 10	мінус 10	візуально

Примітка - Випробування проводяться при концентрації мастильного реагенту 0,5% мас. Температура затвердіння мастил визначається на вимогу споживача.

Мастильні домішки мають бути сумісними з реагентами, що застосовують у конкретній рецептурі, і не погіршувати технологічну якість бурового розчину, щоб зберігалися колекторські властивості продуктивного пласта та забезпечувалася можливість якісних геофізичних досліджень.

Методики випробувань для оцінювання технічних показників якості мастильних домішок. Для лабораторних випробувань задають регламентований склад глинистої суспензії, приготовленої зі «стандартного» бентонітового глинопорошку. Як «стандартний» матеріал використовують глинопорошок без полімерної модифікації з виходом 12 м³/т і вмістом монтморилоніту не менше 90% (наприклад, «Бентокон» за ТУ 5751-002-58156178-02).

«Стандартну» глинисту суспензію готують так, щоб її умовна в'язкість була в межах 19–20 с. Змішування виконують за кімнатної температури (20 ± 2 °С) на лабораторній мішалці зі швидкістю близько 11 тис. об/хв. Отриману суспензію застосовують для оцінювання якості мастильних домішок, призначених для оброблення малоглинистих систем.

Для випробувань у складі «обваженого» розчину готують 2% глинисту суспензію на «стандартному» глинопорошку, після чого обважують баритом до густини 1800 кг/м^3 і стабілізують КМЦ-700 у концентрації 0,3%. Під час дослідження домішок у «мінералізованих» системах використовують глинисту суспензію, засолену 20% хлориду натрію та 2% хлориду кальцію; розчин також стабілізують КМЦ-700.

Щоб оцінити схильність активного змащувального реагенту до піноутворення, «стандартну» глинисту суспензію з умістом домішки 0,5% перемішують у мішалці (приблизно 11 тис. об/хв) упродовж 5 хв за кімнатної температури. Далі пікнометром визначають густину суспензії. Різниця між густиною вихідної «стандартної» суспензії та суспензії з домішкою слугує індикатором піноутворювальної активності.

Умовний коефіцієнт тертя глинистої суспензії та умовний коефіцієнт ковзання (липкість) фільтраційної кірки використовують як порівняльні показники змащувальної дії. За зменшення значення цих «умовних коефіцієнтів» змащувальна ефективність реагенту зростає, а схильність бурового розчину до прихоплень і порушення стійкості стінок свердловини знижується.

4.5 Висновки до розділу 4

Підвищення змащувальної здатності бурового розчину не лише посилює протиприхоплювальні властивості, а й комплексно покращує ключові елементи технології буріння:

- підвищується стійкість стінки свердловини, особливо в нестійких глинистих товщах;
- зростає довговічність і зносостійкість вузлів тертя бурового обладнання, вибійних двигунів і доліт;
- зменшуються гідравлічні втрати в циркуляційній системі та ефективніше реалізується механічна потужність буріння;
- знижується додаткове зволоження глинистих порід завдяки гідрофобізації та зменшенню проникності фільтраційної кірки, що обмежує небажану фільтрацію.

Під час проходки похилих і горизонтальних інтервалів, а також при спуску обсадних колон, тиск колони на стінки свердловини, як правило, суттєво зростає. Це призводить до збільшення опору руху бурильної колони, підвищення крутного моменту та додаткових енерговитрат.

Багатофункціональні змащувальні домішки, окрім зменшення тертя, мають забезпечувати стабільну роботу в ускладнених гірничо-геологічних умовах (полімінеральна та сірководнева агресія, високі вибійні температури й тиски) та поєднувати інгібувальні, стабілізувальні, гідрофобізувальні, антикорозійні й інші корисні властивості, не погіршуючи екологічні показники та технологічність застосування.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу наукову задачу підвищення якості розкриття нестійких гірських порід шляхом введення до бурових розчинів мастильної добавки поліфункціональної дії. Основні результати можна узагальнити так:

1. Виконано огляд актуальних проблем забезпечення стійкості стінок свердловини під час буріння нестійких порід на значних глибинах за підвищених температур. Показано, що для стабілізації стовбура в таких умовах доцільним є застосування емульсійних систем, спеціалізованих інгібіторів або багатофункціональних мастильних добавок, які формують розширений комплекс технологічних властивостей бурового розчину.

2. Проведено аналіз наявних досліджень щодо використання мастильних добавок, механізмів їх дії, а також методів і критеріїв оцінювання ефективності. Обґрунтовано підхід до розроблення нових типів мастильних реагентів для підвищення стійкості стінок свердловин, який базується на концепції синергетично зумовлених взаємодій у багатокомпонентних системах.

3. Розглянуто мастильні композиції на основі вищих жирних кислот і діоксанових спиртів (оксаль) – «Сонбур». Аналіз досвіду застосування на родовищах засвідчив, що оптимальне співвідношення вищих жирних кислот до оксалу 2:8 (композиція «Сонбур») забезпечує найвищі мастильні, стабілізуючі, протизношувальні та протиприхоплювальні характеристики, а також сприяє покращенню інгібуючих, гідрофобізуючих, поверхнево-активних і реологічних властивостей різних типів бурових розчинів.

4. Досліджено та узагальнено параметри багатофункціональної добавки «Сонбур» у контексті збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів. За рахунок сорбційних взаємодій компонентів реагенту формуються міцелярно-зв'язані структури у складі фільтраційної кірки; завдяки зміцненню «цементної» глинистої кірки на стінках свердловини зменшуються дифузійні процеси поверхневої гідратації, що обмежує

проникнення фільтрату в породу та знижує ризик руйнування каркаса нестійких відкладів.

5. Бурові розчини з багатофункціональною мастильною добавкою «Сонбур» рекомендовано до впровадження під час спорудження високотемпературних глибоких свердловин родовищ ДДЗ із підвищеними пластовими температурами та нестійкими породами. Застосування в складних інженерно-геологічних умовах (наприклад, Пірківське або Мачухське родовища) може забезпечити підвищення швидкості буріння та скорочення загального часу будівництва нових свердловин.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Baibakov N.K., Garushev A.R., Antoniadis D.G. Kuban – the cradle of Russian oil and gas industry. – Krasnodar :Center for Information and Economic Development of Printing, Television and Radio of Krasnodar Region, 1999. – 308 р.
2. Griffin W.C. Classification of Surface-Active Agents by «HLB» / J. Soc. Cosmet. Chem. – 1950. – No 1. – P. 311.
3. Лубан Ю.В. Про вплив промивних рідин, інгібованих хлоридом магнію, на якість розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан // Нафтова і газова промисловість. - 1998. -№6. -С.21 –23.
4. Фик І.М. Геолого-технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дис. ... докт. техн. наук: 05.15.06. / Фик І.М. – Івано-Франківськ, 1999. – 261 с.
5. Дорошенко В.М. Методологічні та технологічні основи комплексної інтенсифікуючої та ізолюючої дії на систему “свердловино-пласт”: дис. ... докт. техн. наук: 05.15.06 / Дорошенко В.М. - Івано-Франківськ, 1996. – 399с.
6. Єгер Д.О., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Бондарук В.Ю. Перспективи системної дії на привибійну зону пласта / Д.О. Єгер, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.Ю. Бондарук // Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ “Укрнафта” в умовах ринку. - Івано-Франківськ: КЦ “Західний кур’єр”. – 2006. – С. 195 – 196.
7. Черниш І.Г. Модифіковані волокнисті сорбенти нафтопродуктів на основі гірничо-збагачувального виробництва / І.Г. Черниш, С.В. Ільчишина, Д.О. Єгер, та ін.// Нафтова і газова промисловість. – 1996. - № 2. - С. 32 – 33.
8. Ільчишина С.В. Використання гідрофільно-гідрофобних сорбентів на основі мінеральних волокон та терморозширеного графіту для очищення підтоварної води / С.В. Ільчишина, І.Г. Черниш, М.Ф. Іванишин, Д.О. Єгер // Нафтова і газова промисловість. - 1997. - № 3. - С. 26 – 27.
9. Krol David A. Additives cut differential pressure sticking in drill pipe. Oil

10. Browning W. C. Extreme - pressure lubes in drilling mud. - «The oil and Gas Journal», 1959, 57 No. 39, p. 43-47.
11. Lammons A.D. Field use documents glass-bead performance // Oil and gas 1984/-Vol.82 №48. -P. 109-111.
12. Insight D.P., Dye B.M., Smith F.M. New fluid system substitutes for oil-base muds. World oil. - 1991. - 221, № 3. - P. 92, 95, 97.
13. Davies S.N., Meeten G.H., Way P.W. Additives for Water-based drilling fluid, заявка 2277759 Великобритания, МКИ5 С 09 К 7/00 № 9309439.9; заявл. 07.05.93; опубл. 09.1 1.94; НКИ FIF.
14. Motley Terry. Lubricant meets lab, tests for reduction torque. World oil, 1984, 198, № 7, P. 177, 179, 182. ISSN 0043-8790 US.
15. Gutierrez Antonio, Brownwell Darrell W, Walker Thad O. Lubricating additive for drilling mud's. Exxon Research and Engineering Co. Патент 4491524, США. Заяв. 08.12.83, №559340, опубл. 01.01.85. КИ С 09 К 7/00; С 09 К 3/00, НКИ 252/8.5.с.
16. Reid Paul I., Craster Bernadette. Drilling fluid. Заявка 2297775, Великобритания, КИ6 С 09 К 7/02. № 9502587.0; заявл. 10.02.95; опубл. 14.08.96. НКИ E1F.
17. Long W. The lubricating mechanics of lubricating drilling fluids on synthetic diamond bit// J. Cent. S. Univ./Technol.-1996. -Vol. 3 №1. -P.85-87.
18. Bole G.M. Effect of mud composition on wear and friction of casing and fool joints//SPE Drill. Eng.-Vol.1 №5.-P.369-376.
19. Andreson B.A., Maas A.F., Penkov A.I., Koshelev V.N., Fathutdinov I.H. Complex Inhibitor Drilling Mud For Drilling Deep Weels In. Complicated Conditions // Petroleum Engineer International. Houston Texas.- 1999.-Vol. 72.8.
20. SPE 19537 M.S. QN1GLEY. Advanced Technology for laboratory measurements off drilling fluid friction coefficient.
21. Andreson B.A., Maas A.F., Penkov A.I., Koshelev V.N., Fathutdinov I.H. Complex Inhibitor Drilling Mud For Drilling Deep Weels In. Complicated Conditions // Petroleum Engineer International. Houston Texas.- 1999.-Vol. 72.8

22. Основи геофізики (Методи розвідувальної геофізики): підручник / М. І. Толстой, А. П. Гожик, М. В. Рева, В.П.Степанюк – К. : Київ. ун-т, 2006. – 446 с.
23. Толстой М.І. та ін. Основи геофізики. К.: Обрії, 2007. – 446 с.
24. Тяпкін К.Ф., Тяпкін О.К., Якимчук М.А. Основи геофізики: Підручник. – К.: „Карбон Лтд”, 2000. – 248 с.
25. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: Навчальний посібник. – К.: Видавничополіграфічний центр "Київський університет", 2011. – 175 с.
26. Методичні вказівки з лабораторних занять з курсу «Геофізичні методи досліджень» для студентів геологічних спеціальностей / Безродна І.М, . Безродний Д.А//КНУ імені Тараса Шевченка, Київ , 2012 – 65 с.
27. Миронцов М.Л. Багатозондова апаратура електрометрії нафтогазових свердловин // Наука та інновації. 2018, 14(3): 57—63.
28. Миронцов М.Л. Електрометрія нафтогазових свердловин – К.: ТОВ «Видавництво «Юстон», 2019. – 217 с
29. Меркур'єв А.Б., Рудий М.І., Бульбас В.М., Болоховська В.А., Пилипець І.А. Вітчизняні біополімери як загусники кислотних розчинів // Матеріали 8-ої Міжнародної науково- практичної конференції „Нафта і газ України - 2004" (Судак, 29 вересня - 1 жовтня 2004 р.) в 2 томах. - Львів: „Центр Європи", 2004. - Том 2. - С, 64 - 66.
30. Рудий М.І., Болоховська В.А. Загущені кислоти. Загусники на основі біополімерів // Нафтова і газова промисловість. - 2008. - № 3, - С. 38 - 40.
31. Рудий М.І., Михайлюк В.Д., Рибчак О.В. та інші. Застосування біополімерів у процесах інтенсифікації буріння, видобутку нафти та підвищення віддачі пластів // Тези доповідей і повідомлень наук.-практ. конф. „Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу західного регіону України". - Львів, 1995. - С.94 - 95.
32. Болоховська В.А., Рудий М.І. Використання вітчизняних біополімерів у процесах видобування нафти і газу // Збірник наукових праць

наук.-практ. конф. „Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України", 18 - 21 листопада 2003 року. - Івано-Франківськ, 2003. - С.242 - 243.

33. Розенгафт, Р.С. Яремійчук, І.Ю. Харів, С.В. Лубан] // Нафта і газ України: матеріали 6-ої Міжнародної наук.-практ. конф. [«Нафта і газ України – 2000»], (Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада): зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – Т. 2. – С. 91.

34. Карп І.М., Єгер Д.О. Зарубін Ю.О. та інші. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. - Київ: „Наукова думка", 2006. - 309с.

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

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

37. Kalfayan, L. (2008) Production Enhancement with Acid Stimulation. 2nd edn. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.