

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
ОПП «Буріння нафтових і газових свердловин»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.
« 19 » 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему: Оптимізація параметрів бурових розчинів для
складних геологічних умов
Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н. Соколов А.Б.
посада, наук. ступінь, ПІБ
А.Б. Соколов
підпис, дата

Виконавець роботи

Лобода Станіслав Вікторович
студент, ПІБ
група 2МНБ
Лобода
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Мельхордовська О.В.
О.В. Мельхордовська
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доц. Матвиш О.В.
О.В. Матвиш
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц. Матвиш О.В.
О.В. Матвиш
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. доц. Журавенко М.О.
М.О. Журавенко
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.01.2026 р.

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.

Винников
 « 3 » 09 2025 року

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЮ РОБОТУ СТУДЕНТА**

Лобода Станіслав Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оптимізація параметрів бурових розчинів для складних геологічних умов

2. Керівник проекту (роботи) доц. кафедри буріння та геології, к.г.н. Соколов А.Б.

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

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

3. Строк подання студентом проекту (роботи) до 01.10.2025р.

4. Вихідні дані до роботи. 1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій.

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності).

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

Анотація

Вступ

1 Аналіз сучасного стану питання.

2. Обґрунтування об'єкта та предмета досліджень, вихідних даних і методів розв'язання поставлених задач.

3. Вибір методів проведення досліджень, аналіз їх результатів, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі


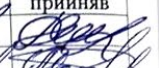


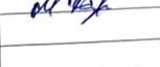
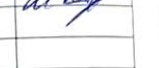


Список використаних джерел

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. Мухомов-Боголюбов		
2	к.т.н. доц. Малиш О.В.		
3	к.т.н. доц. Малиш О.В.		
4,5	к.т.н. доц. Тарченко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025


КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз сучасного стану питання	13.10.2025 - 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта та 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 дослідження, формування висновків	29.12.2025 - 05.01.2026
5	Редагування кваліфікаційної роботи	06.01.2026 - 12.01.2026
6	Попередні захисти робіт	13.01.2026 - 15.01.2026
7	Захист магістерської роботи	19.01.2026 - 23.01.2026

Студент


 Лобода С.В.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи


 Винников Ю.А.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Лобода Станіслав Вікторович

«Оптимізація параметрів бурових розчинів для складних геологічних умов»

Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» ОПП «Буріння нафтових і газових свердловин». Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

У кваліфікаційній роботі виявлено тенденції ускладнення гірничо-геологічних умов буріння, що пов'язано із поступовим переходом до розробки глибших пластів та родовищ із нетиповими фізико-хімічними характеристиками порід.

За аналізом виробничої діяльності БУ «Укрбургаз» показано стабільну тенденцію до інтенсифікації бурових робіт, що супроводжується поступовим збільшенням середніх глибин спорудження свердловин з 2866 до 3044 м. Встановлено, що попри відносно невеликий крок зростання глибини, умови будівництва залишаються складними через неоднорідність геологічного розрізу основних нафтогазоносних регіонів.

Запропоновано методика щодо вибору типу бурового при бурінні в глинистих відкладах дозволить здійснювати успішне безаврійне будівництво свердловин на родовищах, яка заснована на аналізі величин показників текучості та пластичності гірських порід, які розбурюються.

Доведено економічну ефективність використання методики вибору бурового розчину дозволяє знизити загальні витрати на забезпечення реагентами в середньому на 15–20% порівняно зі стандартними галузевими схемами. Економія на закупівлі та використанні реагентів складає від 45,4 до 730 тис. грн на кожні 100 м³ готового розчину.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, БУРОВИЙ РОЗЧИН, МЕТОДИКА, СВЕРДЛОВИНА, ГІРСЬКА ПОРОДА.

ANNOTATION

Loboda Stanislav Viktorovych

"Optimization of drilling fluid parameters for complex geological conditions"

Master's qualification work in specialty 185 "Oil and gas engineering and technologies" OPP "Drilling of oil and gas wells". National University "Poltava Polytechnic named after Yuriy Kondratyuk", Poltava, 2026.

The qualification work revealed trends in the complication of mining and geological drilling conditions, which is associated with the gradual transition to the development of deeper layers and deposits with atypical physicochemical characteristics of rocks.

Analysis of the production activities of the Ukrburgaz Oil and Gas Company shows a stable trend towards intensification of drilling operations, accompanied by a gradual increase in the average depth of well construction from 2866 to 3044 m. It was established that despite the relatively small step in increasing the depth, construction conditions remain difficult due to the heterogeneity of the geological section of the main oil and gas-bearing regions.

A methodology for selecting the type of drilling rig when drilling in clayey deposits is proposed, which will allow for successful, accident-free construction of wells in deposits, which is based on the analysis of the values of the fluidity and plasticity indicators of the rocks being drilled.

The economic efficiency of using the drilling fluid selection methodology has been proven, allowing to reduce the total costs of providing reagents by an average of 15–20% compared to standard industry schemes. Savings on the purchase and use of reagents range from 45.4 to 730 thousand UAH for every 100 m³ of finished solution.

KEYWORDS: FIELD, DRILLING MUD, METHODOLOGY, WELL, MOUNTAIN ROCK.

ЗМІСТ

ВСТУП	10
РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	13
1.1 Характеристика складних геологічних умов при бурінні свердловин.....	13
1.2 Види бурових розчинів для буріння в глинистих породах.....	16
1.3. Оцінювання методик вибору рецептур обробки бурового розчину.....	19
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та завдання дослідження.....	26
РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА ВИБОРУ БУРОВОГО РОЗЧИНУ ДЛЯ БУРІННЯ В.. ГЛИНИСТИХ ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ	29
2.1. Фактори стійкості свердловин під час буріння в глинистих гірських породах.....	29
2.2. Дослідження стабілізації стану глини.....	38
2.3. Аналіз методів регулювання складу бурових розчинів для керування їх станом у процесі буріння.....	49
2.4. Методика вибору бурових розчинів залежно від класифікації глинистих порід.....	54
2.5 Висновки до розділу 2	55
РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР ОБРОБКИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ	57
3.1. Аналіз використання бурових розчинів на площах БУ “Укрбургаз”	57
3.2. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 201 Ланнівського родовища Хрестищенського відділення бурових робіт	Ошибка! Закладка не определена.

3.2. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 21 Кобзівського родовища Хрестищенського відділення бурових робіт	Ошибка! Закладка не определена.
3.3. Вибір рецептури при бурінні свердловини № 40 Байрацького родовища Полтавського відділення бурових робіт ...	Ошибка! Закладка не определена.
3.4 Висновки до розділу 3	57
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОЕКТОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ І ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ	
59	
4.1 Економічний розрахунок застосування бурового розчину при бурінні свердловини № 201 Ланнівського родовища Хрестищенського відділення бурових робіт	59
4.2 Економічний розрахунок застосування бурового розчину при бурінні свердловини № 21 Кобзівського родовища Хрестищенського відділення бурових робіт	62
4.3 Економічний розрахунок застосування бурового розчину при бурінні свердловини № 40 Байрацького родовища Полтавського відділення бурових робіт	64
4.4 Висновки за розділом 4	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	70

ВСТУП

Актуальність теми дослідження зумовлена тим, що при будівництві нафтових і газових свердловин понад 70% розрізу представлено глинистими гірськими породами, які є найбільш проблемними з точки зору забезпечення стійкості стовбура.

Сучасний етап розвитку нафтогазової галузі характеризується переходом до розробки родовищ зі складними гірничо-геологічними умовами, де традиційні підходи до вибору бурових розчинів часто виявляються неефективними. Проблема втрати стійкості глинистих відкладів призводить до значних економічних збитків через каверноутворення, прихоплення бурового інструменту, звуження стовбура та тривалі ліквідаційні роботи. Головним чинником цих ускладнень є активна фізико-хімічна взаємодія між глинистими мінералами та фільтратом бурового розчину, що спричиняє гідратацію, набухання та зниження міцнісних характеристик породи.

Попри значну кількість існуючих досліджень, питання прогнозування поведінки глин на основі їхнього специфічного складу залишається недостатньо вивченим, що заважає точному підбору інгібуючих систем.

Необхідність розробки науково обґрунтованих методик вибору параметрів бурових розчинів, які б враховували індивідуальні особливості глинистих мінералів конкретного родовища, є критично важливим завданням для підвищення якості кріплення свердловин та зменшення екологічного

навантаження на довкілля. Таким чином, пошук нових взаємозв'язків між складом глинистих порід та їхньою реакцією на дію бурових розчинів є актуальною науково-практичною задачею, вирішення якої дозволить забезпечити безаварійне проведення свердловин у нестійких відкладах.

Метою магістерської роботи є визначення параметрів бурових розчинів за рахунок впровадження науково обґрунтованої методики вибору параметрів бурових розчинів для складних геологічних умов.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **завдання**:

- провести аналіз теоретичних уявлень, експериментальних результатів з вивчення процесів гідратації глини, а також класифікацій глинистих гірських порід та заходів щодо управління їх стійкістю.
- визначити фактори, що визначають стійкість стінок свердловини та їх взаємозв'язок із складом та властивостями глинистих гірських порід.
- виходячи зі складу та властивостей глинистих відкладень запропонувати методику для вибору ефективних складів та властивостей бурових розчинів.
- запропонувати застосування методики для вибору ефективних складів та властивостей бурових розчинів при бурінні свердловин на Ланнівському, Кобзівському, Байрацькому родовищах та розрахувати економічну ефективність.

Об'єкт досліджень – стабілізація стінок свердловини при розкритті глинистих відкладів із використанням промивальних рідин.

Предмет досліджень – вибір складу та властивостей бурових розчинів для буріння у високоглинистих розрізах свердловин

Методи дослідження. Для дослідження було використано комплекс методів: аналіз та систематизація науково-технічної літератури та патентних джерел для визначення сучасного стану проблеми стабілізації глинистих

порід; порівняльно-геологічний аналіз показників родовищ для виявлення особливостей високоглинистих розрізів; узагальнення та інтерпретація результатів лабораторних експериментів щодо фізико-хімічної взаємодії бурових розчинів із глинистими мінералами; графічно-аналітичні методи для наочного представлення залежностей між параметрами розчину та показниками стійкості стовбура свердловини.

У процесі проведеного дослідження отримані результати, котрі складають його **наукову новизну**: отримано нові закономірності стосовно параметрів бурових розчинів; дістала подальший розвиток методика оптимізації бурових розчинів при розкритті глинистих відкладів, що забезпечує збереження цілісності стінок свердловини протягом усього циклу буріння.

Практична цінність і реалізація роботи:

1. Розроблено прикладну методичку оперативного вибору бурового розчину, яка дозволяє мінімізувати ризики виникнення аварій та ускладнень (обвалів, звужень стовбура), пов'язаних із гідратацією глинистих порід.

2. Сформульовано рекомендації щодо оптимізації параметрів промивальних рідин для умов конкретного родовища, що дозволяє скоротити терміни будівництва свердловин та зменшити витрати на хімічні реагенти.

3. Результати дослідження можуть бути використані проєктними організаціями під час складання планів буріння на родовищах зі складними геомеханічними умовами, а також у навчальному процесі при підготовці фахівців нафтогазової справи.

Структура та обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків і списку використаних джерел. Робота викладена на 94 сторінках, містить 19 рисунків, 13 таблиць, 39 використаних джерел

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1. Характеристика складних геологічних умов при бурінні свердловин

Сучасна практика нафтогазовидобутку характеризується необхідністю проходження розрізів із високим вмістом глинистих формацій, що є головним дестабілізуючим чинником при бурінні. Складність реалізації таких проєктів зумовлена комплексною дією фізико-хімічних, геомеханічних та термодинамічних процесів, що суттєво перешкоджають якісному формуванню стовбура. Ключовим аспектом є геомеханічна лабільність глин, яка пояснюється їхньою вираженою схильністю до поглинання вологи та пластичних деформацій під впливом літостатичного навантаження. Порушення природного балансу мінеральної матриці відбувається внаслідок контакту з промивальними рідинами, чий хімічний склад не збалансований відносно порового середовища. Інтенсивна гідратація спричиняє деградацію механічного каркаса породи, що виражається в каверноутворенні, осипаннях та обвалах стінок. Такі явища не лише загрожують цілісності свердловини, а й створюють критичні перешкоди для маневрування буровим інструментом [3]. З точки зору термодинаміки, критичне значення має градієнт активності води. Якщо показник активності фільтрату розчину (a_w) перевищує аналогічний параметр порової рідини (a_{sh}), виникає осмотичне проникнення

вологи в глинистий масив. Це стимулює практично миттєве збільшення об'єму породи та її подальшу деструкцію.

Ефективне нівелювання цього явища досягається шляхом коригування мінералізації розчину (використання солей KCl , $NaCl$, $CaCl_2$). Такий підхід ініціює зворотний осмотичний ефект, що сприяє частковій дегідратації та консолідації приконтатної зони пласта.

Ситуація часто обтяжується наявністю зон аномально високих пластових тисків (АВПТ), які характерні для глибоко залягаючих глинистих інтервалів, що вимагає додаткового контролю гідродинамічних параметрів буріння.

Наявність інтервалів із аномально високим пластовим тиском (АВПТ) суттєво обмежує діапазон допустимих значень питомої ваги бурового розчину. Виникає критично вузький інтервал — так зване «технологічне вікно», де нижня межа визначається необхідністю протидії пластовому тиску, а верхня — ризиком поглинання розчину або гідророзриву породи.

Контроль цього балансу стає технічно складнішим за умов екстремальних вибійних температур. На значних глибинах температурний показник нерідко перетинає відмітку $150^{\circ}C$ (детальні дані наведено в таблиці 1.1), що негативно впливає на реологічну стабільність та інгібуючі властивості промивальних систем.

У таких умовах навіть незначне відхилення густини розчину може призвести або до газонафтоводопроявів (ГНВП), або до втрати циркуляції через деструкцію цілісності пласта (таблиця 1.1).

Екстремальні температурні режими ініціюють процеси термічного розпаду реагентів-стабілізаторів, що входять до складу промивальних систем. Це призводить до втрати контролю над реологічними параметрами та стимулює інтенсивну хімічну агресію фільтрату щодо активних центрів глинистих часток.

Додатковим дестабілізуючим фактором є проходження соленосних пачок та зон із високим тектонічним напруженням. У таких інтервалах

спостерігається анізотропний розподіл механічних напружень у навколосвердловинному просторі. Наслідком цього є або інтенсивне розмивання стінок (каверноутворення), або, навпаки, пластичне звуження стовбура через текучість солей чи релаксацію напружень.

Таблиця 1.1. Класифікація складних геологічних умов та їх вплив на буріння

Категорія умов	Геологічні чинники	Вплив на стійкість та процес буріння	Основні технологічні ризики
Геомеханічні	Наявність активних глин (монтморилоніт), нестійких сланців, аргілітів.	Набухання, пластичне витіснення породи в стовбур, осипання та обвали.	Звуження стовбура, прихоплення інструменту, каверноутворення.
Баричні	Аномально високі (АВПТ) та низькі (АНПТ) пластові тиски.	Порушення рівноваги в системі "свердловина-пласт".	Газоводонафтопрояви (ГВНП), поглинання розчину, диференційне прихоплення.
Термічні	Високі температури на великих глибинах (понад 150°C).	Термічна деструкція реагентів розчину, зміна в'язкості.	Втрата інгібуючих властивостей розчину, осадження фаз, корозія.
Тектонічні	Зони розломів, скидів, наявність соляних куполів.	Висока напруженість порід, "текучість" солей під тиском.	Деформація та зім'яття обсадних колон, миттєві обвали.
Хімічні	Наявність агресивних флюїдів (H ₂ S, CO ₂), солеагресія.	Хімічна корозія металу, руйнування структури бурового розчину та	Зниження довговічності свердловини, втрата герметичності затрубного простору.

		цементу.	
--	--	----------	--

Специфіка складних геологічних розрізів диктує необхідність системного підходу до розробки технології буріння. Ключовим завданням є не лише врахування механічного опору порід, а й нівелювання їхньої хімічної енергії шляхом забезпечення максимальної інертності бурового розчину.

Глибоке розуміння фізико-хімічних механізмів взаємодії глинистих мінералів із технологічними рідинами є базовою умовою для створення ефективних методів управління стійкістю стінок. Тільки такий підхід дозволяє розробляти дієві превентивні заходи для запобігання технологічним інцидентам та аваріям під час будівництва свердловин.

1.2 Види бурових розчинів для буріння в глинистих породах

Результативність проходки крізь інтервали залягання реакційноздатних глин визначається насамперед інгібуючим потенціалом промивальної системи. Основне завдання розчину в таких умовах — нейтралізувати процеси гідратаційного набухання та забезпечити структурну стабільність стінок свердловини. Згідно з актуальними галузевими стандартами, для роботи в обтяжених геологічних умовах застосовують кілька пріоритетних технологічних підходів. [5].

1. Інгібовані розчини на водній основі (WBM).

Дана група промивальних систем отримала найбільше розповсюдження в нафтогазовій галузі завдяки поєднанню економічної доцільності та екологічної безпеки. Функціональною основою таких розчинів є цілеспрямоване хімічне уповільнення взаємодії водної фази з мінеральною матрицею глини.

Використання калійних систем є класичним підходом до стабілізації глинистих розрізів. Ефективність методу базується на специфічній дії іонів калію, чий кристалохімічний радіус ідеально відповідає розмірам порожнин у структурі глинистих мінералів (зокрема, групи монтморилоніту).

Проникаючи в міжпакетний простір, катіони калію витісняють гідратовані іони натрію. Це призводить до електростатичного «зшивання» алюмосилікатних шарів, що радикально обмежує можливість проникнення води всередину кристалічної решітки та запобігає її розширенню.

У полімерних та біополімерних системах захист реалізується за допомогою високомолекулярних агентів, таких як частково гідролізований поліакриламід (РНРА).

Механізм дії полягає в адсорбції довгих полімерних ланцюгів на поверхні частинок вибуреної породи та стінок стовбура. Створюючи міцну захисну плівку (ефект інкапсуляції), ці сполуки блокують активні центри глини, що дозволяє зберегти цілісність вибуреного шламу та стабільність геометричних параметрів свердловини.

2. Розчини на вуглеводневій основі (ОВМ). Промивальні рідини на основі інвертних емульсій (РВГ) є пріоритетним вибором при спорудженні свердловин у найбільш складних гірничо-геологічних обставинах. Особливу ефективність вони демонструють при проведенні довгих горизонтальних стовбурів крізь пачки схильних до осипання та обвалів глинистих сланців. Конструктивно такі системи являють собою зворотні емульсії, де безперервним зовнішнім середовищем виступає синтетична олива або дизельне пальне, а дисперсною фазою — мікрокраплі високомінералізованого водного розчину [8].

3. Спеціалізовані інгібуючі системи. Сучасні виклики нафтогазової галузі зумовлюють перехід від класичних рецептур до високотехнологічних інгібуючих систем, що здатні до вибіркової взаємодії з активними центрами глинистої матриці. Пріоритетними напрямками в цій сфері є впровадження

силікатних та гліколевих комплексів, кожен з яких реалізує специфічний механізм консолідації гірських порід.

Силікатні промивальні рідини функціонують за принципом формування міцного геохімічного бар'єра. Під час взаємодії розчинних силікатів (натрію або калію) із полімінеральною структурою глини ініціюється реакція осадження [17].

Це призводить до заповнення порового простору та мікротріщин нерозчинним алюмосилікатним гелем. Сформований герметичний екран виконує подвійну функцію:

Фізичне блокування: перекриває шлях дифузії вільної вологи до міжпакетних прошарків глини.

Структурне зміцнення: механічно цементує крайову зону пласта, що дозволяє уникнути каверноутворення в інтервалах із високою пластичністю та низькою стійкістю.

Інноваційним методом управління стабільністю стінок є застосування гліколевих розчинів, ефективність яких визначається ефектом «точки помутніння».

При досягненні певного температурного порогу на вибої гліколеві сполуки втрачають розчинність і виділяються у формі дисперсної фази. Ці мікрокраплі активно адсорбуються на мінеральній поверхні, формуючи стійкий гідрофобний шар. Такий захист не лише нейтралізує осмотичні процеси, а й радикально знижує коефіцієнт тертя, що є критично важливим для будівництва свердловин зі складною траєкторією [9].

Впровадження описаних систем дозволяє стабілізувати напружений стан масиву навколо свердловини шляхом обмеження дифузійних процесів. Вибір між силікатним розчином (для структурного зміцнення) та гліколевою системою (для інгібування сланцевих пачок) має базуватися на мінералогічній оцінці порід та аналізі їхньої здатності до адсорбційної

взаємодії. Детальні технічні характеристики розглянутих систем систематизовано в таблиці 1.2.

Фундаментальним критерієм при виборі рецептури розчину є термодинамічний градієнт активності водної фази. У випадках, коли показник активності промивальної рідини є нижчим за аналогічний параметр гірської породи, ініціюється процес зворотного осмосу.

Таблиця 1.2. Порівняльна характеристика систем бурових розчинів

Тип розчину	Основний механізм захисту	Сфера застосування	Екологічний вплив
Хлоркалієвий	Іонний обмін (K ⁺)	Помірно активні глини	Низький
Полімерний	Капсулювання (плівка)	Нестійкі пісковики, глини	Мінімальний
Інвертний (РУО)	Осмотичне гальмування	Активні сланці, високі Т і Р	Високий
Силікатний	Фізичне блокування пор	Сильно нестійкі, кавернозні глини	Низький

Це призводить до часткового зневоднення (дегідратації) глинистого масиву, що сприяє консолідації стінок свердловини та підвищенню їхньої механічної міцності.

З огляду на це, найбільш технологічно виправданим для розрізів із високим вмістом лабільних глин є застосування мінералізованих інвертних емульсій або полімерних систем із високим вмістом солей.

Спеціалізовані рішення для аномальних умов:

Силікатні системи: Визнані еталонним рішенням для локалізації пластичних та сильно деформованих глинистих пачок. Їхня ефективність зумовлена миттєвою полімеризацією та утворенням твердого силікатного

гелю в мікротріщинах. Це створює непереборний механічний щит, який зупиняє капілярну дифузію фільтрату та армує приконтатну зону пласта.

Гліколеві комплекси: Доцільні для застосування в умовах динамічних температурних коливань. Завдяки механізму термоінверсії («точка помутніння»), гліколі витісняють водну фазу з активних центрів глинистих мінералів, адсорбуючись безпосередньо на їхній поверхні. Такий захисний шар не лише запобігає гідратаційному набуханню, а й суттєво покращує трибологічні характеристики розчину, забезпечуючи безперешкодний рух бурового інструменту.

1.3. Оцінювання методик вибору рецептур обробки бурового розчину

У ході будівництва свердловин критично важливо забезпечити оперативну адаптацію характеристик бурових розчинів до умов розрізу, що постійно змінюються. Необхідність такої корекції диктується розкриттям зон з аномальними пластовими тисками, входом у продуктивні горизонти, а також деградацією реагентів під впливом екстремальної температури та контакту з вибуреною породою.

Ефективний менеджмент властивостей промивальних рідин є базовою умовою для мінімізації аварійності. Цій проблематиці присвячено фундаментальні праці таких вчених, як А.Х. Мірзаджанзаде, В.І. Рябченко та інших фахівців, чиї дослідження сформували теоретичний базис сучасної промивальної гідравліки [16].

На основі аналізу наукового доробку галузі, методи розробки та обробки бурових систем можна розділити на чотири категорії за рівнем залучення математичних методів та теорії планування експерименту (ТПЕ):

1. Емпірико-аналоговий підхід: Базується на практичному досвіді та методі аналогії (використання рецептур, перевірених на суміжних

родовищах). Математичний апарат тут обмежений, а основними інструментами є криві розведення та інтуїтивний підбір.

2. Розрахунково-верифікаційний метод: Основний акцент зміщено на попереднє математичне моделювання складу. Лабораторна апробація у цьому випадку виконується лише як фінальний етап для підтвердження правильності розрахунків.

3. Експериментально-статистичний підхід: Пріоритетним є активний лабораторний пошук із використанням ТПЕ. У цій групі досліджень математика відіграє допоміжну роль, а головним джерелом даних є безпосереднє вивчення впливу кожної добавки на технологічні властивості системи.

4. Комплексний синтетичний підхід: Об'єднує методи математичної статистики та ТПЕ для створення високоточних предиктивних моделей. Такі моделі дозволяють не просто фіксувати результати, а й прогнозувати синергію реагентів. Тут роль експерименту та математики є рівноцінною та взаємодоповнюючою.

Попри високий потенціал математично обґрунтованих підходів (II–IV групи), окремі елементи емпіричних досліджень залишаються актуальними як допоміжний інструментарій для модернізації сучасних технологій.

Найбільш поширеним у практичній діяльності залишається ітераційний метод («проб і помилок»), що полягає у послідовному введенні добавок до досягнення необхідних технологічних значень. Його похідною є підбір за аналогією, де здійснюється функціональна заміна компонентів у верифікованих рецептурах.

Головним недоліком таких підходів є відсутність предиктивної здатності: будь-яка зміна вхідних матеріалів або цільових параметрів вимагає повної рестартації досліджень, оскільки логіка взаємодії компонентів не формалізована у вигляді моделі.

Методологія, запропонована Д.Є. Злотником[22], базується на аналізі кривих розведення, які ілюструють кореляцію між вмістом твердої фази та ключовими характеристиками розчину.

Хоча графічний моніторинг траєкторії стану системи дозволяє дещо оптимізувати обсяг лабораторних тестів, він зберігає високу частку суб'єктивізму. Дослідник вимушений самостійно розставляти пріоритети (наприклад, обирати між першочерговою стабілізацією в'язкості чи фільтрації). Оскільки кожен крок такої лінійної обробки обмежує простір для пошуку, фінальний результат є компромісним, а не математично оптимальним.

Як зазначає Н. Zhong, критичним фактором для виявлення латентних (прихованих) синергетичних ефектів між реагентами є перехід до багатофакторного планування експерименту [39]..

Окремим перспективним вектором розвитку є інтеграція нанотехнологій. Використання наномодифікаторів дозволяє точково впливати на структуру фільтраційної кірки та інгібувати глини на молекулярному рівні, що відкриває шлях до створення «інтелектуальних» промивальних систем.

Новітні дослідження в галузі промивальних рідин зміщують фокус у бік високотехнологічних добавок, що здатні діяти на нанорівні. Зокрема, у роботі М. Suleiman (2024) детально обґрунтовано ефективність використання нанокремнезему (SiO_2) [38] як засобу для стабілізації глинистих сланців. Механізм дії наночастинок полягає в їхній здатності закупорювати субмікронні пори та мікротріщини в структурі сланцю, створюючи наднадійний бар'єр для фільтрату.

Окремої уваги заслуговують перспективи інтеграції вуглецевих наноструктур. У монографії «Graphene in Drilling Operations» (2022) [33] представлено аналітичний огляд впливу графену на властивості бурових систем. Застосування таких матеріалів дозволяє: радикально знизити концентрацію традиційних хімічних реагентів у розчині без втрати його

стабільності. Підвищити термостійкість та трибологічні характеристики системи за рахунок створення наночарів на поверхнях тертя. Забезпечити мінімальний вплив на довкілля, що є актуальним для екологічно чутливих зон буріння.

Використання наночастинок (від діоксиду кремнію до графену) відкриває шлях до переходу на «малокомпонентні» промивальні системи, де висока ефективність досягається за рахунок якісної зміни структури розчину, а не кількісного нарощування реагентів (таблиця 1.3).

Таблиця 1.3. Порівняльна характеристика методик підбору рецептур

Група методик	Основні методи / Приклади	Рівень математизації	Переваги	Основні недоліки
I. Емпіричні	Метод «проб і помилок», метод аналогії, криві розведення (Злотник Д.Є.)	Низький	Простота реалізації, не потребує складного ПЗ	Високий суб'єктивізм, низька ймовірність знаходження оптимального складу, велика кількість дослідів
II. Розрахункові	Теоретичне проектування з контролем результату	Високий	Скорочення обсягу лабораторних робіт на початкових етапах	Ризик невідповідності теоретичної моделі реальним умовам свердловини
III. Експериментальні	Планування експерименту для вивчення впливу реагентів	Середній	Глибоке розуміння дії кожного компонента в конкретній системі	Математичний апарат використовується обмежено, що ускладнює прогнозування
IV. Математико-статистичні	Повний факторний експеримент, побудова поверхонь відгуку (Харченко М. В.)	Дуже високий	Висока точність, можливість одночасної оптимізації багатьох параметрів	Потребує спеціальних знань зі статистики та значного масиву вхідних даних

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИКА ВИБОРУ БУРОВОГО РОЗЧИНУ ДЛЯ БУРІННЯ В ГЛИНИСТИХ ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ

2.1. Фактори стійкості свердловин під час буріння в глинистих гірських породах

Системний аналіз досвіду будівництва свердловин у ключових нафтогазоносних регіонах свідчить про те, що традиційні методи моніторингу та оцінки стану глинистих масивів не забезпечують необхідного рівня якості технологічних операцій. Існуючий інструментарій аналізу складу та фізико-механічних характеристик порід часто виявляється нерелевантним реальним умовам залягання пластів.

До основних факторів, що перешкоджають оптимізації процесу проходки глинистих інтервалів, належать:

Методологічний дефіцит: брак експрес-методів діагностики стану глинистих порід безпосередньо в процесі буріння.

Відсутність нормативної бази: недостатнє регламентування параметрів промивальних систем відповідно до конкретних інженерно-геологічних характеристик відкладень.

Низька селективність критеріїв: чинні показники оцінки руйнування аргілітоподібних порід при контакті з фільтратом не дозволяють адекватно прогнозувати динаміку каверноутворення.

Внаслідок цих прогалин виникають стратегічні помилки при виборі типу бурового розчину та некоректне оцінювання його інгібуючого потенціалу, що призводить до застосування нерентабельних схем управління властивостями системи.

Значна частина науково-технічних труднощів коріниться у застарілих моделях опису стану глин. Традиційні теорії, що базуються на поведінці іонно-молекулярних сполук або вторинних явищах у дисперсних системах, часто суперечать сучасним експериментальним даним. Це призводить до викривленої інтерпретації факторів руйнування: ролі одних процесів штучно перебільшуються, тоді як інші, не менш важливі, ігноруються.

Вирішення цих протиріч вбачається у переході до засад супрамолекулярної хімії. Розгляд глини не як простої дисперсної системи, а як складного супрамолекулярного ансамблю, дозволяє точніше моделювати процеси гідратації та розробляти прецизійні методи інгібування на основі взаємодії типу «господар–гість».

Архітектура глинистих порід на мікрорівні базується на принципі взаємопроникнення двох автономних об'ємних каркасів. Вони сформовані в результаті полімеризації гідратів кремнезему та сполук алюмінію (з можливим включенням іонів магнію, заліза чи кальцію), які взаємно заповнюють структурні лакуни одна одної. Фізико-хімічний потенціал глини диктується станом гідросилікатної оболонки її елементарних часток. Своєю чергою, властивості цієї оболонки є похідною від інтенсивності гідратаційних процесів, специфіки катіонного наповнення та термобаричних параметрів середовища.

За умов високоточного мікроскопічного аналізу морфологія глини постає не як монолітний масив, а як сукупність тисяч надтонких ламелей (лусочок), організованих у пакетні структури, що нагадують стопки (рисунок 2.1).

Кристалічна решітка кожної ламелі складається з двох фундаментальних конфігурацій:

Кремнекисневі тетраедри: плоскі площини, побудовані з атомів Si та O.

Гідроксильні октаедри: сітчасті структури, в основі яких лежать атоми Al та OH-групи.

Комбінація цих шарів за принципом багат шарового «сендвіча» визначає тип мінералу:

1. Тип 1:1 (каолінітова група): характеризується моношаровим чергуванням (одна тетраедрична площина з'єднана з однією октаедричною).
2. Тип 2:1 (сметитова група, зокрема монтморилоніт): має складнішу структуру, де центральний октаедричний шар інкапсульований між двома зовнішніми тетраедричними сітками.

Саме така 2:1 конфігурація зумовлює наявність значного міжшарового простору, схильного до інтенсивної адсорбції води та набухання.

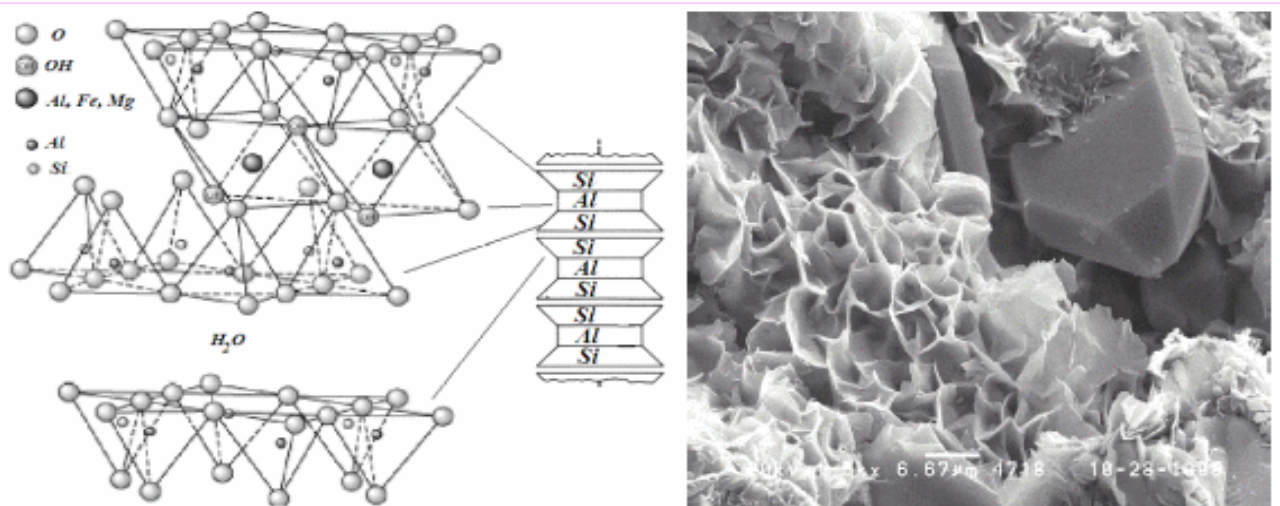


Рисунок 2.1. Структура монтморилоніта

<https://studfile.net/preview/8315037/page:6/>

Фундаментальні властивості глинистих мінералів детерміновані їхньою ламелярною (шаруватою) структурою. Поверхневий шар мікроскопічних

ламелей характеризується від'ємним електростатичним потенціалом, що обумовлює високу реакційну здатність щодо зовнішнього середовища.

У процесі контакту з водною фазою відбувається дифузія молекул води та гідратованих іонів у міжпакетний простір. Навколо кожної мінеральної одиниці формується стабільна гідратна оболонка, яка виконує функцію молекулярного мастила. Завдяки цьому кристалічні пакети набувають здатності до взаємного зміщення (ковзання) під впливом зовнішніх напружень, зберігаючи цілісність системи за рахунок електростатичних сил зчеплення. Саме цей фізичний ефект лежить в основі пластичності — здатності глини до незворотної деформації без розриву суцільності.

При термічному видаленні вологи (дегідратації) гідратні плівки стоншуються, що зумовлює зближення мінеральних пакетів та зростання сил когезії. На макрорівні цей процес проявляється як затвердіння породи та зменшення її геометричних розмірів (повітряна усадка).

Процес гідратації пропонується інтерпретувати як послідовне насичення гідросилікатної оболонки молекулами води з формуванням двох фракцій:

Міцнозв'язана вода (адсорбційна): формує первинні моношари, має високу густину та обмежену рухливість.

Рихлозв'язана вода (дифузійна): заповнює зовнішні сфери гідратних оболонок і визначає реологічну поведінку системи.

Співвідношення цих фракцій є ключовим індикатором фізико-механічного стану породи. Для ідентифікації та систематизації глинистих ґрунтів за рівнем їхньої гідратаційної енергії та консистенції використовуються наступні розрахункові параметри:

1. Число пластичності: визначає діапазон вологості, у якому порода зберігає пластичні властивості.
2. Показник текучості: характеризує поточний агрегатний стан глини відносно її меж розкатування та текучості.

3. Коефіцієнт набухання: відображає здатність до об'ємного розширення при насиченні вологою.

Критеріальні значення цих показників, що дозволяють класифікувати глини за ступенем їхньої активності та вихідним станом, систематизовано у таблицях 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 Класифікація глинистих ґрунтів за числом пластичності (табл. Б11 ДСТУ Б В.2.1-2-96)

Різнovid ґрунту	Число пластичності I_P
Супісок	$1 \leq I_P \leq 7$
Суглинок	$7 < I_P \leq 17$
Глина	$I_P > 17$

Таблиця 2.2. Класифікація глинистих ґрунтів за показником текучості (табл. Б14 ДСТУ Б В.2.1-2-96)

Різнovid ґрунтів	Показник текучості I_L
Супісок:	
Твердий	$I_L < 0,00$
Пластичний	$0,00 \leq I_L \leq 1,00$
Текучий	$I_L > 1,00$
Суглинки та глини:	
Тверді	$I_L \leq 0,00$
Напівтверді	$0,00 \leq I_L \leq 0,25$
Тугопластичні	$0,25 < I_L \leq 0,50$
М'якопластичні	$0,50 < I_L \leq 0,75$
Текучопластичні	$0,75 < I_L \leq 1,00$
Текучі	$I_L > 1,00$

Величина числа пластичності безпосередньо корелює з питомою поверхнею глинистих частинок та їхньою гідрофільністю. Чим вищий вміст активних мінералів (наприклад, монтморилоніту), тим ширшим буде діапазон

I_P , % що вказує на значну сорбційну здатність породи та її схильність до інтенсивного набухання при контакті з буровим розчином формула 2.1.

$$I_P = W_L - W_P. \quad (2.1)$$

Показник текучості глини характеризує її поточний стан. Показник текучості I_L - відношення різниці вологостей, відповідних двом станам ґрунту, природному W та на границі розкочування W_P , до пластичності I_P .

$$I_L = \frac{W - W_P}{I_P}. \quad (2.2)$$

Забезпечення стійкості стінок свердловини при проходженні глинистих інтервалів є складним завданням, що потребує одночасного врахування геомеханічних напружень, термодинамічних процесів та специфіки взаємодії флюїдів. Глинисті породи характеризуються високою пористістю при мінімальній проникності, що в поєднанні з їхньою хімічною активністю робить їх вкрай чутливими до технологічного впливу водної фази розчину. Головним механічним чинником дестабілізації є порушення початкового напруженого стану літосфери. До моменту розкриття пласт перебуває в стані природної рівноваги під дією всебічного гірничого тиску, проте формування циліндричної порожнини свердловини усуває радіальну підтримку з боку вибуреного масиву, що призводить до анізотропної концентрації напружень на межі розрізу.

У випадку, коли гідростатична підтримка, створювана стовпом бурового розчину, є недостатньою для компенсації цих сил, виникають деформаційні процеси, такі як пластична конвергенція (поступове звуження діаметра) або дискретне руйнування у вигляді масштабних обвалів. Критичність цих явищ зростає в умовах аномально високого пластового тиску (АВПТ), де енергія порового флюїду діє як розклинюючий фактор,

провокуючи відрив частинок породи від стінок. Паралельно з цим фізико-хімічна складова стійкості визначається мінералогічним складом глини та її реакцією на фільтрат бурового розчину.

Таблиця 2.3 Фактори стійкості стінок свердловини в глинистих породах

Категорія факторів	Назва фактора	Опис та характер впливу на стійкість
Геомеханічні	Напружений стан (Гірничий тиск)	Вибурювання породи порушує природну рівновагу. Концентрація напруг на стінках призводить до деформації породи всередину свердловини.
	Пластовий (порова) тиск	Тиск рідини в порах глини діє на розрив. Якщо тиск у свердловині нижче порового, виникає ризик обвалів та випучування.
Геологічні	Мінералогічний склад	Вміст активних мінералів (монтморилоніт, іліт) визначає здатність глини до набухання. Монтморилоніт є найбільш "небезпечним".
	Ступінь цементації та вік	Молоді глини зазвичай пластичні та схильні до звуження стовбура; давні глини — крихкі, схильні до утворення тріщин та осипів.
	Текстура (шаруватість)	Наявність мікротріщин та площин нашарування полегшує проникнення фільтрату розчину вглиб породи, що прискорює її руйнування.
Фізико-хімічні	Гідратація (набухання)	Всмоктування води з бурового розчину збільшує об'єм глини та знижує сили зчеплення між її частками.
	Осмотичний тиск	Виникає через різницю мінералізації бурового розчину та порової води. Може спричинити як приплив води в породу (руйнування), так і її відтік (зміцнення).
Технологічні	Параметри бурового розчину	Густина (створює протитиск), фільтрація (показник віддачі води в породу) та хімічна активність (інгібування) є ключовими для стабілізації.
	Гідродинамічний вплив	Коливання тиску при спуско-підйомних операціях ("ефект поршня") та ерозія стінок

		при високій швидкості циркуляції розчину.
	Час контакту	Чим довше інтервал глинистих порід залишається відкритим (не закріпленим обсадною колоною), тим вища ймовірність розвитку деформацій.

Присутність реакційноздатних мінералів групи смектитів, зокрема монтморилоніту, ініціює процеси міжпакетної гідратації.

Проникнення молекул води всередину кристалічної решітки викликає значне збільшення об'єму (набухання), що не лише змінює геометрію свердловини, а й радикально нівелює когезійні зв'язки між частинками.

Додатковим дестабілізуючим фактором виступають осмотичні процеси: різниця в хімічному потенціалі води між буровим розчином та поровим флюїдом глини створює рушійну силу для міграції вологи, що поступово перетворює міцну породу на незв'язану пластичну масу, схильну до інтенсивного розмивання. Таким чином, лише комплексне управління гідростатичним тиском та інгібуючими властивостями розчину дозволяє зберегти цілісність стовбура в таких складних умовах.

Значний вплив на стан стовбура мають осмотичні явища, що виникають внаслідок градієнта мінералізації між промивальною рідиною та поровою водою глинистого масиву. Коли концентрація солей у розчині нижча за пластову, дифузія вологи всередину породи провокує її розмивання та обвалення стінок. Навпаки, створення умов для зворотного осмосу дозволяє вилучати надлишкову вологу з глинистої матриці, що сприяє консолідації породи, роблячи її більш щільною та стійкою до деформацій.

Управління цією динамікою здійснюється через комплекс технологічних важелів. Першочерговим завданням є оптимізація густини розчину для адекватної компенсації гірничого тиску та мінімізація показника фільтрації для обмеження гідратації. Використання хімічних інгібіторів, таких як іони калію (K⁺) або високомолекулярні полімери, дозволяє

ефективно ізолювати поверхню глинистих часток, блокуючи доступ води до їхньої структури. Крім того, критичне значення має гідродинамічний режим циркуляції: надмірна турбулентність потоку призводить до механічної ерозії, а різкі коливання тиску під час маніпуляцій з інструментом спричиняють втомну деструкцію породи. Також не слід ігнорувати часовий фактор, оскільки тривале перебування глинистого інтервалу у відкритому стані неминуче поглиблює зону деструкції, незалежно від якості сервісу промивальної рідини.

Особливої складності набуває стабілізація стовбура в похило-скерованих та горизонтальних ділянках, де розподіл напружень набуває вираженої анізотропії. У горизонтальних інтервалах вертикальне навантаження від вищележачих пластів діє перпендикулярно до осі свердловини, створюючи умови для специфічного сплющування стовбура.

Це провокує утворення характерних бокових сколів (breakouts) та тріщин розриву в покрівлі свердловини. За таких умов необхідний прецизійний контроль густини бурового розчину: він має бути достатнім для утримання стінок від обвалу, але не перевищувати межі гідророзриву пласта, щоб уникнути поглинань.

Механічна дестабілізація стовбура суттєво посилюється через постійну взаємодію бурильної колони з лежачою стінкою свердловини. Під впливом гравітаційних сил елементи компоновки перебувають у безпосередньому контакті з породою, що під час їхнього обертання спричиняє ефект «фрезерування». У випадках, коли приконтрна зона глини вже зазнала гідратаційного розм'якшення під дією фільтрату, такий вплив призводить до інтенсивного формування жолобів та геометричного спотворення стовбура. Це не лише знижує якість очищення кільцевого простору, а й створює перешкоди для подальшого спуску обсадної колони.

Проблема очищення похилих ділянок у глинистих розрізах ускладнюється схильністю вибуреного шламу до седиментації на нижній

стінці з утворенням нерухомих шарів (шламових подушок). Через високу адгезійну здатність глинистих часток ці накопичення часто набувають підвищеної липкості. Це провокує формування сальників на породоруйнівному інструменті та елементах КНБК, що радикально підвищує ймовірність виникнення прихоплень під дією диференціального тиску [28].

З огляду на ці фактори, фізико-хімічна стратегія при спорудженні похило-скерованих свердловин переважно базується на використанні інвертних емульсій (розчинів на нафтовій основі) або синтетичних систем. Такий вибір зумовлений тривалим часом експозиції відкритого стовбура, що у похилих розрізах значно перевищує аналогічні показники вертикального буріння. Застосування водних систем у таких умовах майже гарантовано ініціює втрату стійкості внаслідок прогресуючої гідратації.

Паралельно з хімічною інертністю особлива увага приділяється реологічному профілю розчину. Система повинна володіти високою тримальною здатністю (оптимальним динамічним напруженням зсуву) для ефективного транспортування шламу на поверхню, зберігаючи при цьому помірну в'язкість для недопущення надмірного гідродинамічного навантаження на стінки пласта. Отже, технологія буріння в глинистих відкладах є динамічним компромісом між хімічною стабільністю середовища, механічним опором породи та гідравлічною ефективністю промивання.

2.2. Дослідження стабілізації стану глини

Для прогнозування поведінки глинистих масивів у відкритому стовбурі свердловини доцільно використовувати аналіз граничних значень показника текучості. Згідно з методологічним підходом О.М. Попова, цей параметр є базовим індикатором здатності гірської породи протистояти деформаційним

процесам, ініційованим гірничим тиском. Фізична сутність методу полягає в ідентифікації порогу критичного напруження зсуву, за яким відбувається деструкція структурних зв'язків глини та її перехід у в'язкопластичний стан. Практична реалізація методу базується на диференціації станів гірської породи за рівнем її механічного опору:

Зона високої нестабільності (показник $< 2,0$ МПа): Порода класифікується як схильна до інтенсивних пластичних деформацій. У таких інтервалах неминуче спостерігається конвергенція (звуження) стовбура, що провокує виникнення затяжок бурильної колони та інтенсивне сальнікоутворення.

Гранично стійкий стан (діапазон $2,0-5,0$ МПа): Глинисті відклади зберігають відносну цілісність, проте характеризуються високою чутливістю до технологічного впливу. Проникнення дифузійної вологи з промивальної рідини спричиняє швидку деградацію міцнісних характеристик, що може перевести породу в критичну зону нестійкості.

Зона консолідованого стану (показник $> 5,0$ МПа): Свідчить про високу твердість та стабільність масиву. Це дозволяє здійснювати проходку з мінімальним ризиком обвалів навіть за умов тривалої експозиції відкритого стовбура [26].

Впровадження алгоритму О.М. Попова в інженерну практику забезпечує наукове обґрунтування для розрахунку «коридору безпечного тиску». Регулювання густини бурового розчину стає цілеспрямованим процесом: гідростатичний підпір має бути точно збалансований таким чином, щоб компенсувати напруження в масиві без перевищення порогу текучості породи, водночас уникаючи ризику гідророзриву пласта при надмірному тиску.

Розрахунок напруженого стану стінок свердловини для глинистих гірських порід показав, що їх стійкість при $I_P > 1$ (глини, суглинки) визначається показником $I_L < 0,25$ для глини і $I_L < 0,5$ для суглинків (рисунок

2.2.). Зниження значень показника текучості (I_L) корелює з переходом глинистих порід у твердий агрегатний стан, що забезпечує вищу стабільність стінок свердловини. У такому стані деструкція масиву при контакті з промивальною рідиною ініціюється переважно фізико-хімічною взаємодією на межі розділу фаз «розчин–порода», а не механічними деформаціями.

Для верифікації цих процесів було проведено серію лабораторних випробувань на модельних об'єктах. Об'єктами дослідження слугували зразки бентоніту (вітчизняного походження) та Серпуховського глинопорошку. З метою варіації літологічного складу та фізико-механічних характеристик, вихідні матеріали модифікувалися шляхом введення кварцового наповнювача (піску).

Методика підготовки експериментальних зразків включала наступні етапи:

Формування сумішей: створення композитів із різними межами пластичності шляхом зміни концентрації кварцової фази.

Регулювання консистенції: варіювання показника плинності за допомогою дозованого додавання водної фази.

Пресування та стабілізація: зразки піддавалися навантаженню в діапазоні 1–3 МПа з подальшою експозицією в ексикаторі. Останнє було необхідне для досягнення градієнтної рівноваги вологості по всьому об'єму зразка.

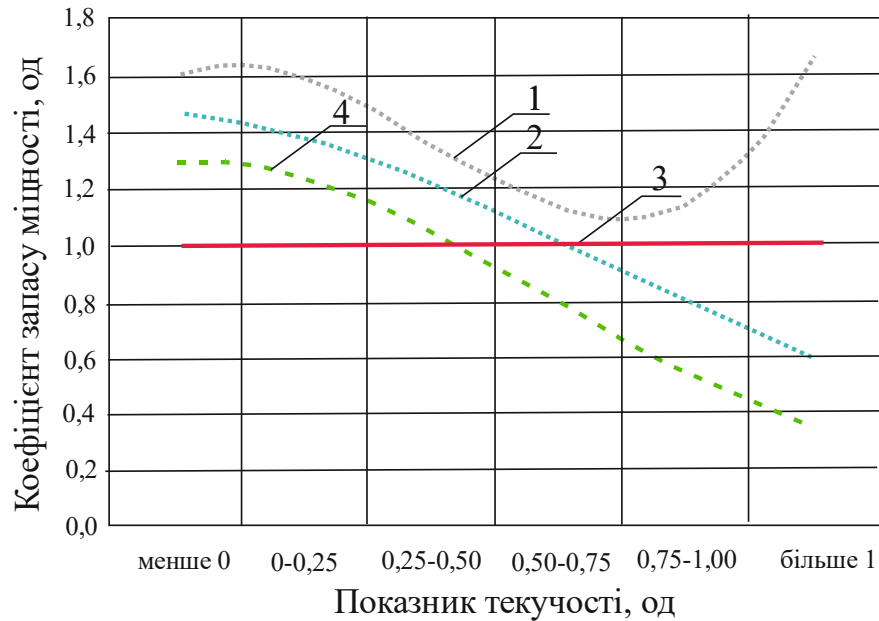


Рисунок 2.2. Вплив текучості глинистих відкладів на стійкість стінок свердловини в залежності від складу на глибині 1000 м: 1- супісок, 2 – суглинок, 3- стійкий стан стінок свердловини, 4 – глина

В ході експерименту підготовлені зразки занурювалися у водні розчини реагентів, що входять до складу сучасних бурових систем. Критичним параметром оцінки була тривалість збереження цілісності зразка (час стійкого стану) до моменту початку його фрагментації на окремі блоки або повного диспергування [25].

Проведені дослідження дозволили встановити чітку кореляцію між фізико-механічними індексами та характером руйнування глинистої матриці. Встановлено, що при досягненні породою твердої консистенції (коли показник текучості ($I_L < 0$) та одночасному зростанні числа пластичності, домінуючим стає об'ємний механізм деструкції.

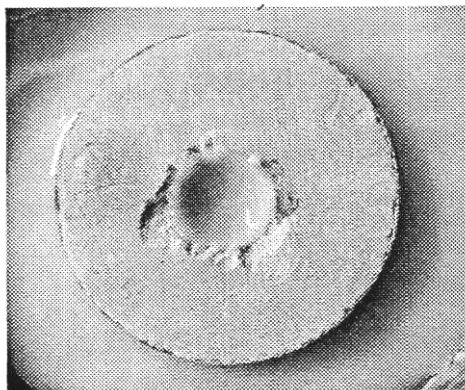
На відміну від поверхневого розмивання, цей процес характеризується масштабною втратою цілісності зразка. Внаслідок внутрішніх напружень та проникнення флюїду в мікротріщини, глина втрачає структурну стійкість і розпадається на окремі фрагменти або блоки.

Така зміна морфології руйнування (представлена на рисунку 2.3) свідчить про те, що для твердих, сильно консолидованих глин критичним

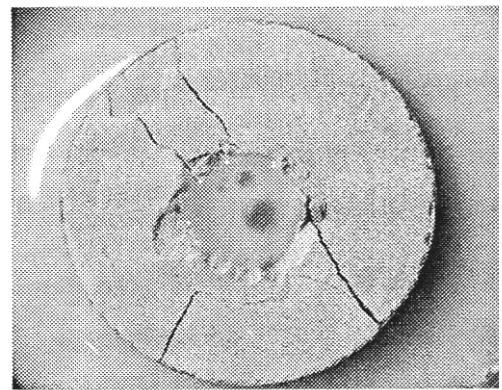
фактором є не лише гідратація поверхні, а й кінетика проникнення води вглиб породи, що проковує розклинюючий ефект та подальшу фрагментацію масиву.



Рисунок 2.3 Загальний вигляд зразків



а)



б)

Рисунок 2.4 Зміна стану зразка непластичної глини (Показник текучості $I_L = - 0,3$) при його надлишку в буровому розчині за дослідженнями Шарафутдінової Р.З. [.https://www.landcareresearch.co.nz/partner-with-us/laboratories-and-diagnostics/soil-physics-laboratory/laboratory-tests](https://www.landcareresearch.co.nz/partner-with-us/laboratories-and-diagnostics/soil-physics-laboratory/laboratory-tests); а) 1 хв ; б) 10 хв.

Встановлені закономірності деструкції підтвердилися під час експозиції різнотипних глинистих зразків як у розчинах індивідуальних

хімічних сполук, так і в комплексних промивальних системах (рисунок 2.4). Основна увага була приділена порівнянню двох поширених рецептур, що застосовуються для проходження пластичних розрізів: системи на основі гідролізованого поліакриламід (ГПАА) та полімергліколевого розчину.

Аналітична оцінка результатів, представлених на рисунку 2.5, дозволяє зробити наступні висновки:

Ефективність у пластичних середовищах: Обидва типи реагентів демонструють високу здатність до підтримки цілісності пластичних глин, ефективно блокуючи процеси дифузійного розмивання.

Обмеження у твердих відкладах: Попри те, що полімергліколеві системи виявилися дещо ефективнішими за ГПАА-розчини у твердих глинистих зразках, загальний рівень стабілізації для обох систем у таких умовах залишається недостатнім. Це вказує на складність запобігання об'ємному руйнуванню твердих консолидованих порід стандартними полімерними методами.

Особливий науковий інтерес викликає виявлений на рисунку 2.5 екстремум: у всіх досліджених водних середовищах найвища тривалість стійкого стану зразків спостерігалася при показнику текучості $I_L = 0,2$. Це свідчить про наявність специфічного гідратаційного стану, за якого досягається ідеальний баланс між кінетикою поглинання води та швидкістю формування захисних супрамолекулярних кластерів із молекул води та інгібуючих реагентів у пористому просторі глини. При такому значенні I_L структура розчину всередині глинистої матриці стає найбільш впорядкованою, що створює максимальний опір подальшій деструкції.

На основі проведених досліджень доцільно впровадити диференціацію глинистих відкладів на два фундаментальні класи, що розрізняються за типом реакції на контакт із промивальною рідиною. Критерієм такого поділу виступає показник текучості (I_L):

1. Пластичні глини ($I_L > 0$): Характеризуються здатністю до в'язкопластичних деформацій. Основний механізм дестабілізації тут пов'язаний із набуханням та поступовим розмиванням поверхневих шарів.
2. Непластичні (тверді) глини ($I_L < 0$): Відзначаються високою структурною жорсткістю. Їхнє руйнування має об'ємний характер і відбувається шляхом раптової фрагментації масиву на окремі блоки через внутрішні напруження.

Ці положення знаходять своє теоретичне підтвердження в межах супрамолекулярного підходу, де глиниста порода розглядається як складна впорядкована система, поверхневий простір якої сформований гідросилікатною сіткою. Фізико-хімічний стан цієї гідросилікатної оболонки та інтенсивність її гідратації є визначальними факторами, що диктують кінетику та морфологію майбутньої деструкції.

Ступінь насичення оболонки молекулами води прямо впливає на мобільність структурних одиниць глини. Це, у свою чергу, зумовлює не лише ймовірність виникнення деформацій стінок свердловини, а й часовий інтервал, протягом якого стовбур зберігатиме свою проектну геометрію. Таким чином, перехід від класичної теорії дисперсних систем до супрамолекулярних уявлень дозволяє точніше прогнозувати швидкість руйнування гірських порід у відкритому стовбурі.

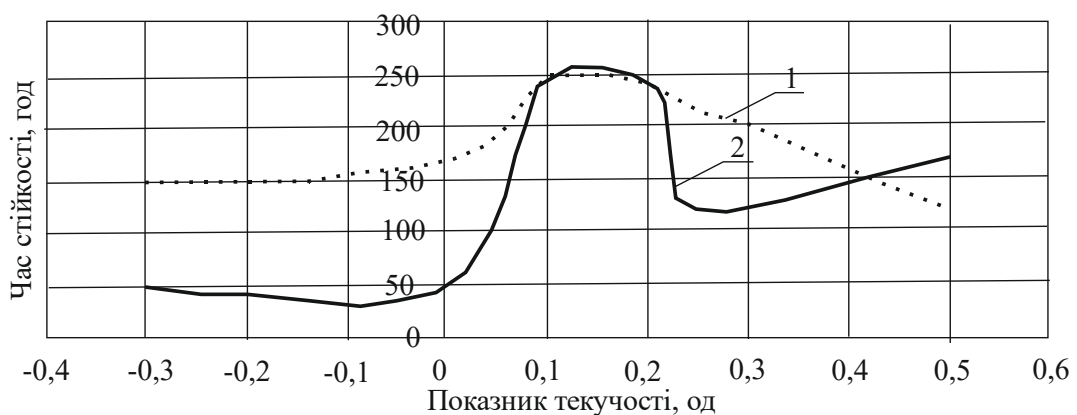


Рисунок 2.5. Стійкість глини в об'ємі полімергліколевого розчину (1) та бурового розчину з використанням гідролізованого поліакриламід (2).

Комплексне зіставлення існуючих теоретичних моделей із результатами проведених експериментів підтвердило, що розгляд глини як сполуки включення (клатратного типу) є найбільш адекватним підходом. Така концепція дозволяє встановити стійкі кореляційні зв'язки між внутрішньою архітектурою часток та макроскопічними параметрами, такими як число пластичності та показник плинності. Крім того, цей підхід дає змогу об'єднати в єдину систему фізико-механічні характеристики породи, вплив зовнішніх термодинамічних факторів та безпосередній механізм деструкції, що виникає при контакті з промивальною рідиною.

На основі отриманих даних ідентифіковано ключові фізико-хімічні чинники, що детермінують процес втрати стійкості стовбура свердловини в глинистих інтервалах (рисунок 2.6).

Процес деградації глинистої матриці запропоновано розглядати як стадійну послідовність наступних макроетапів:

1. Капілярне та осмотичне всмоктування вологи: первинне насичення структури.
2. Гідратаційне набухання: зростання міжпакетних відстаней та виникнення внутрішніх напружень.
3. Диспергування гідратованих часток: остаточна втрата когезійних зв'язків та перехід породи у зважений стан.

Встановлено, що динаміка цих етапів критично залежить від вихідного агрегатного стану породи. Глини, диференційовані за показниками пластичності та плинності, демонструють суттєву анізотропію за швидкістю абсорбції води, величиною об'ємних деформацій та інтенсивністю диспергування (рисунок 2.7).

Зокрема, тверді консолідовані різновиди схильні до миттєвого зростання об'ємних напружень, тоді як пластичні системи характеризуються пролонгованим розмиванням поверхні. На відміну від пластичних аналогів, непластичні глини характеризуються мінімальною водопоглинальною здатністю, проте їхня деструкція відбувається значно швидше та має виражений об'ємний характер. Процес супроводжується миттєвою втратою цілісності масиву з подальшою фрагментацією на окремі блоки.

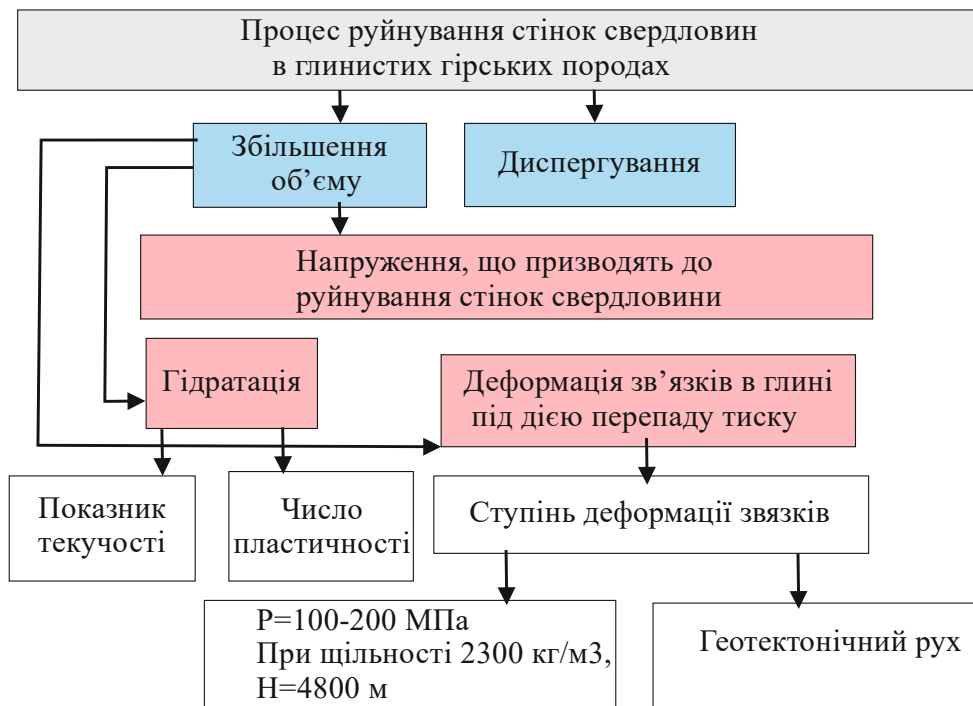


Рисунок 2.6. Фізико-хімічні фактори, що визначають процес руйнування стінок свердловини, складених глинистими гірськими породами.

Таке масштабне руйнування спричиняє інтенсивне насичення бурового розчину дрібнодисперсними частинками шламу. На противагу цьому, пластичні різновиди глин руйнуються поступово, що зумовлено їхньою здатністю до пролонгованої абсорбції значних об'ємів водної фази (рисунок 2.7) [29].

Ключову роль у процесах дестабілізації відіграють фізико-хімічні чинники, оскільки глинисті відклади представляють собою хімічно активні

гетерогенні системи, вкрай чутливі до впливу фільтрату промивальної рідини. Фундаментальним рушієм деструкції виступає гідратація — комплексний процес поглинання диполів води глинистими мінералами, що ініціює їхнє набухання [30].

При дифузії молекул води в міжпакетний простір кристалічної решітки (найбільш критично для мінералів смектитової групи) виникає інтенсивний розклинювальний тиск. Цей тиск механічно розсовує структурні шари мінералу, що не лише призводить до об'ємного розширення породи, а й спричиняє різке нівелювання сил міжмолекулярного зчеплення (когезії).

Внаслідок цих мікроскопічних змін гірська порода втрачає свою механічну тривкість, переходячи у в'язкопластичний стан або фрагментуючись на окремі блоки. На макрорівні це проявляється через прогресуюче звуження діаметра стовбура або розвиток інтенсивних обвальних процесів [32, 34].

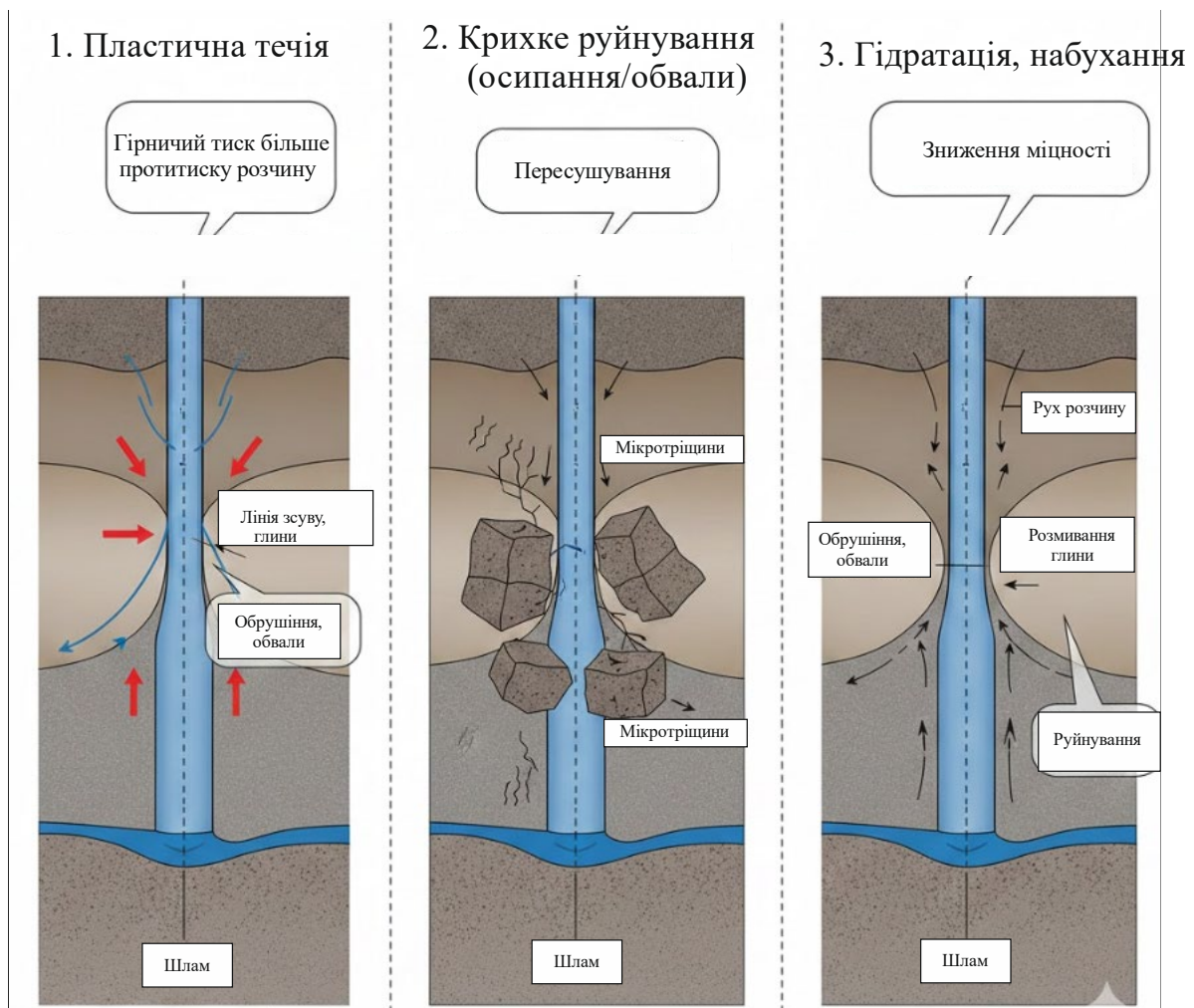


Рисунок 2.7 Фактори стійкості свердловин у глинистих породах.

Суттєвим чинником деструкції є осмотичні процеси, ініційовані градієнтом хімічного потенціалу водної фази та різницею в мінералізації між поровим флюїдом глини і промивальною рідиною. У цій системі глинистий масив виконує роль селективної напівпроникної мембрани. Коли концентрація солей у буровому розчині нижча за пластову, виникає осмотичний потік вологи, спрямований углиб породи. Це призводить до критичного зростання внутрішньопорового тиску, що інтенсифікує гідратацію та провокує обвалення стінок свердловини.

Поряд з осмосом, значний вплив має капілярна просочуваність. Фільтрат розчину під дією сил капілярного всмоктування проникає у мікротріщини та порожнечі глинистої структури. Це створює локальний надлишковий тиск у дефектах породи, що сприяє їхньому розширенню та подальшій макроскопічній деградації цілісності масиву.

Хімічний вектор взаємодії також охоплює механізми іонного обміну. Іони, що містяться у буровому розчині, вступають у взаємодію з обмінним комплексом глинистих мінералів. Специфіка цієї взаємодії визначає подальшу долю стінок свердловини:

Стабілізуючий ефект: Наприклад, іони калію (K^+) здатні фіксуватися у міжпакетному просторі, знижуючи здатність глини до набухання.

Деструктивний ефект: Заміщення іонів на такі, що мають більший гідратний радіус, навпаки, прискорює диспергування та розмивання породи потоком розчину.

Внаслідок цих процесів стінки свердловини трансформуються у нестабільну, схильну до текучості масу, що потребує негайної хімічної корекції параметрів промивальної системи.

2.3. Аналіз методів регулювання складу бурових розчинів для керування їх станом у процесі буріння

Управління складом промивальних рідин у ході поглиблення свердловини є ітераційним процесом, що має на меті стабілізацію проектних характеристик відповідно до динаміки гірничо-геологічних умов. Фундаментальним інструментом тут виступає спрямоване хімічне оброблення — введення функціональних адитивів, що трансформують фізико-хімічні параметри дисперсійного середовища.

Для модифікації структурно-механічних властивостей розчину застосовують два типи реагентів:

Реагенти-дефлокулянти (розріджувачі): Лігносульфонати або фосфатні сполуки, що знижують в'язкість та статичне напруження зсуву шляхом дезагрегації глинистих частинок.

Структуроутворювачі (загущувачі): Біополімери (наприклад, ксантанова камедь), які підвищують виносну здатність флюїду, що є критично важливим для очищення горизонтальних та кавернозних ділянок стовбура.

Мінімізація впливу на пласт досягається через контроль показника фільтрації. Використання модифікованих крохмалів, целюлозних дериватів та акрилових сополімерів дозволяє сформувати на стінках свердловини малопроникну, еластичну фільтраційну кірку. Цей бар'єр не лише механічно зміцнює поверхню стовбура, а й виконує роль ізолятора, що блокує дифузію вільної води у глинисту матрицю.

Хімічна інертність щодо глинистих пластів забезпечується інгібуванням — насиченням розчину солями калію або кальцію. Це нівелює термодинамічну активність глини, підтримуючи рівновагу в системі «розчин–порода» та попереджаючи явища гідратаційного набухання.

Паралельно з хімічним впливом реалізується багатоступеневий механічний контроль. Оскільки диспергування вибуреної породи неминуче

веде до накопичення шламу, стабільність системи підтримується засобами грубої та тонкої очистки (вібросита, депісочники, центрифуги). У разі критичного зростання концентрації колоїдної фази проводиться порційне розбавлення базовою рідиною з наступним введенням обважнювачів (бариту) для збереження необхідного гідростатичного тиску.

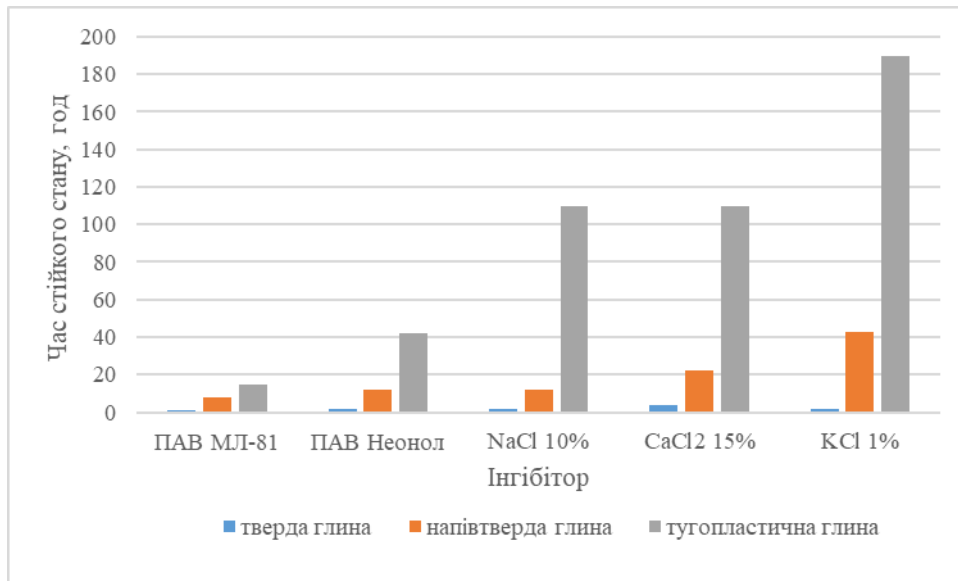


Рисунок 2.8 Час стійкого існування глини у розчинах інгібіторів руйнування глини (у годинах).

У зв'язку з недостатньою ефективністю традиційних підходів, було реалізовано пошук альтернативних методів керування станом глинистих відкладів. Оцінка потенціалу підвищення стійкості пластичних глин базувалася на аналізі кінетики їхнього набухання в середовищі різних інгібуючих агентів. Експериментально підтверджено, що стабілізація таких систем досягається шляхом інтеграції гідратуотворюючих реагентів, зокрема формиату натрію (рисунок 2.9, 2.10), а також комбінацій натрієвих поліакрилатів із гліцерином. Окрему увагу приділено застосуванню рідкого скла: встановлено доцільність його попередньої деполімеризації через розчинення в ньому гліцерину для підвищення інгібуючої здатності (рисунок 2.10).

Для твердих (непластичних) глин найвищу ефективність продемонстрували системи на вуглеводневій основі, синтетичні спиртові розчини (на базі багатоатомних спиртів) та спеціальні емульсійні склади (рисунок 2.11).

Найбільш вагомих результатів було досягнуто при використанні емульсій, отриманих методом зміни розчинника. Поєднання іонів калію з форміатними або ацетатними сполуками в синергії з вуглеводневими компонентами дозволяє повністю нівелювати ризик об'ємного руйнування непластичних зразків.

Об'єктом практичних випробувань стали природні зразки глини пермотріасового віку, відібрані під час буріння на родовищі «Х». Дані відклади в умовах залягання перебувають у непластичному стані ($I_L < 0$).

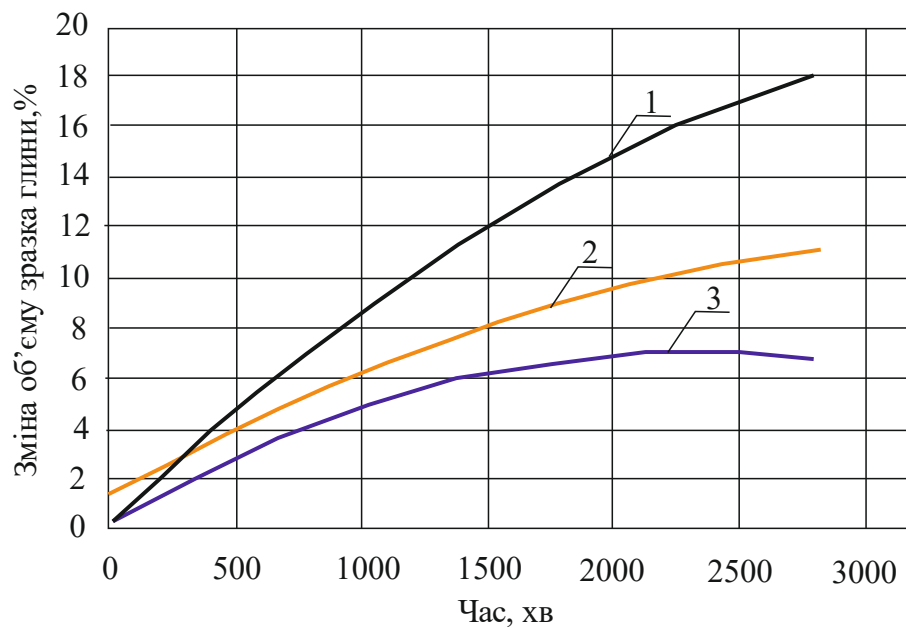


Рисунок 2.9 Набухання пластичної глини в 3% розчині поліакрилату (КМ-013), поєданого з форміатом натрію (FNa): 1- 3% КМ-013; 2 – 0,5% FNa+КМ-013; 3 – 1% FNa+КМ-013.

Результати тестування підтвердили, що розроблений синтетичний спиртовий розчин забезпечує повне збереження цілісності керн, тоді як стандартні системи не справлялися з цим завданням (рисунок 2.11). Досвід

провідних міжнародних сервісних компаній на даному об'єкті показав, що ігнорування фізико-хімічного стану глини (зокрема її непластичності) призводить до невдач навіть при використанні високовартісних комерційних розчинів. Успіх стабілізації напряму залежить від адаптації рецептури під механізм деструкції, притаманний конкретному геомеханічному типу породи.

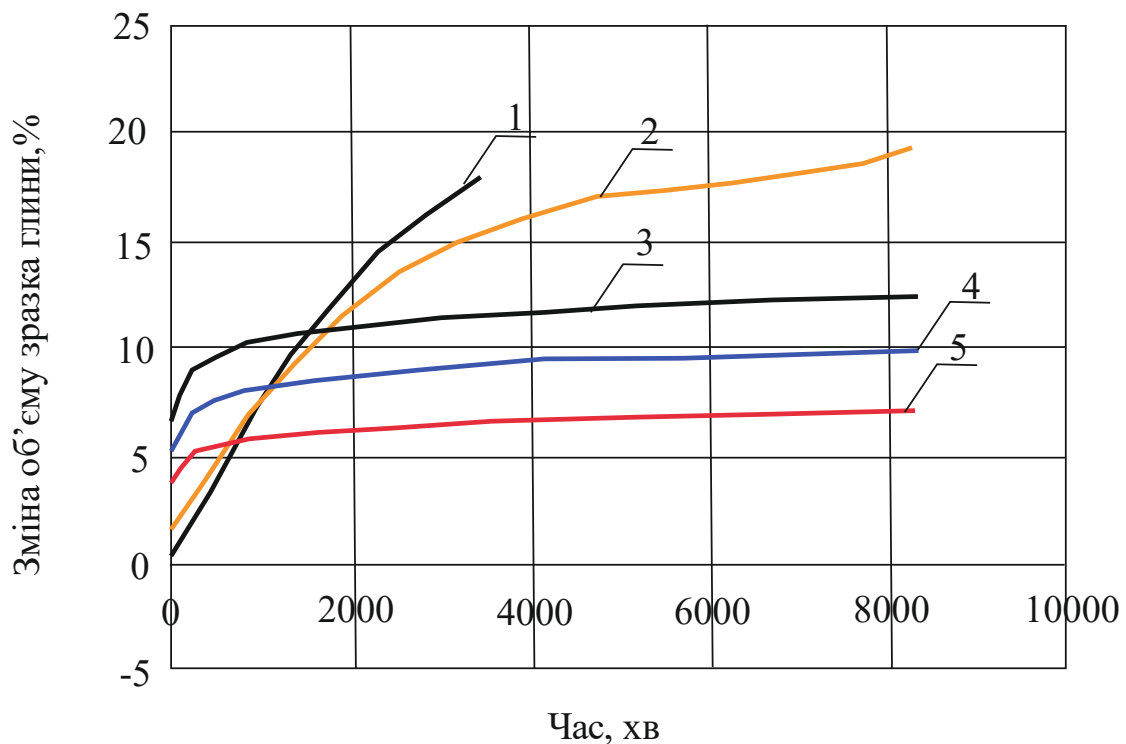
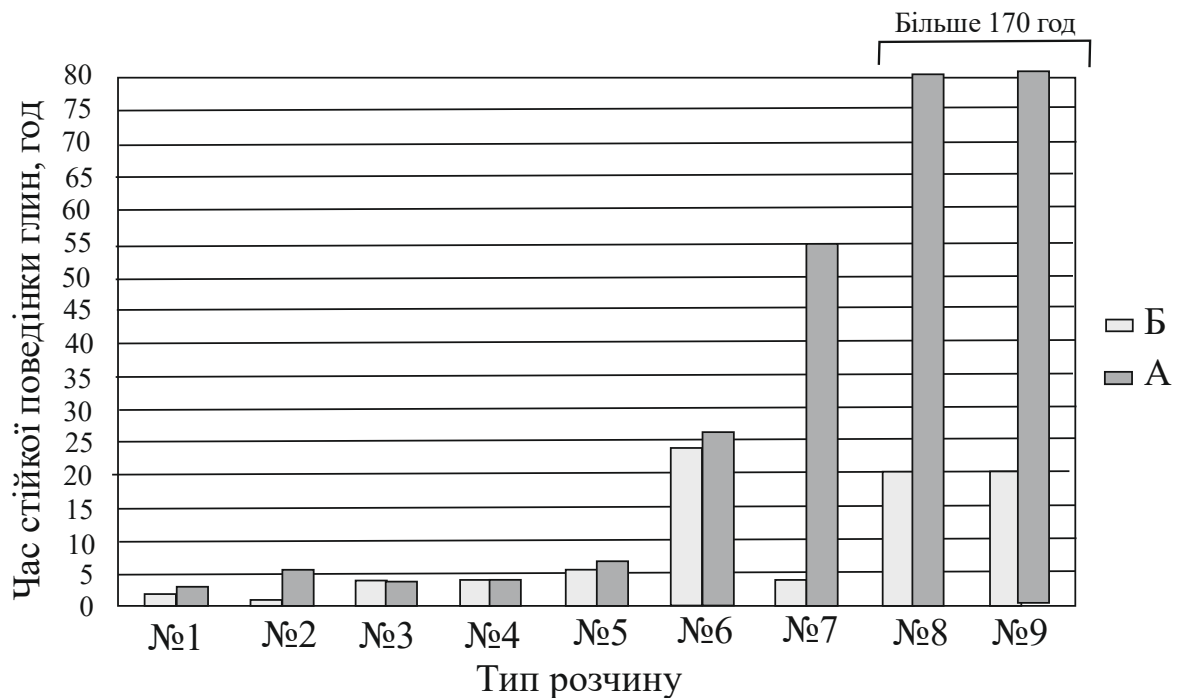


Рисунок 2.10 Набухання пластичної глини форміату натрію, форміату натрію (FNa), поєднаного з гліцерином; деполімеризованим гідратом кремнезему (DPG): 1- вода; 2 – 0,5% FNa; 3 – 3% (гліцерин+ FNa); 4 – 1% FNa; 5 – 3% (DPG+ FNa).

Забезпечення стійкості глинистих відкладів базується на використанні специфічних сполук, здатних нівелювати термодинамічну активність водної фази, що абсорбується породою. Механізм інгібування реалізується шляхом ініціювання синтезу гідратних сполук включення (клатратів). Ці структури дозволяють ефективно іммобілізувати внутрішню молекулярну архітектуру

води в міжпакетному просторі глини, створюючи міцні структурні зв'язки, що цементують мінеральні частинки між собою.



Б – бентонітова глина ($I_L > 0$); А - глина ($I_L < 0$). АР – акриловий реагент; БП - біополімер; РМ – рослинна олія. Компонентний склад розчину: №1 - (вода 90% , гліцерин 10%) + 0,2% БП + 0,5% АР; №2 - №1 + 10% КСl; №3 - вода +0,2% БП + 0,5% АР; №4 - №3 + 10% КСl; №5 - №4 + 20% РМ; №6 - №4 + 20% РМ с сажей; №7 - (вода 50%, гліцерин 50%) + 20% ацетат натрія + 0,2% БП + 0,5% АР; №8 - №7 + 20% РМ; №9 - №7 + 20% РМ з сажею

Рисунок 2.11. Залежність часу сталої поведінки пермо-тріасових глин від типу розчину.

Ефективність формування таких захисних гідратних комплексів у процесі взаємодії «розчин–порода» безпосередньо залежить від кінетичного узгодження окремих фаз реакції. Необхідно, щоб швидкість взаємодії компонентів бурового розчину відповідала темпам гідратації глинистої матриці.

Для практичної реалізації цього процесу в рецептуру бурового розчину інтегрують комплекс гідратоутворюючих агентів, що включає:

Специфічні катіони та аніони: використання катіонів калію (K^+) у поєднанні з аніонами органічних солей — ацетатами та форміатами.

Гідрати кремнію: активні кремнієві сполуки, що сприяють зміцненню стінок.

Вуглеводневі компоненти: сполуки, що забезпечують формування стабільних розчинів застосування та блокують доступ вільної води до мікротріщин.

Такий синергетичний підхід дозволяє перетворити деструктивну енергію гідратації на процес створення зміцнюючих кристалогідратних структур безпосередньо в зоні контакту, що гарантує цілісність стовбура свердловини навіть у найбільш складних геологічних умовах.

2.4. Методика вибору бурових розчинів залежно від класифікації глинистих порід

В роботі побудовано класифікацію глинистих гірських порід стосовно буріння свердловин, вибирати буровий розчин (рисунок 2.12).

Вказані в класифікації граничні значення показника текучості значно впливають на міцнісні властивості глини, швидкість процесів, що відбуваються при її контакті з водою, та характер їх руйнування. Встановлено, що для буріння у пластичних глинах підходять такі бурові розчини: гліколь-полімерні, калієво-полімерні, форміатно-акрилатні, форміатно-полімерні, з використанням гідролізованого поліакриламід, з використанням алюмокалієвих галунів, сульфату калію та інші.

Процес буріння набагато складніше здійснюється при бурінні в непластичних (твердих) глинах. Процес взаємодії непластичних глин з водою і з буровим розчином на водній основі призводить до гідратації, збільшення обсягу зі створенням напружень, що сприяють їх руйнуванню.

Руйнування у буровому розчині відбувається швидко, з розпадом глини на окремі частинки або блоки.

За відсутності напружень або їх малих значень у подібній глині необхідно керувати станом стінок свердловини та стабілізувати їхній стан.

З цією метою застосовують вуглеводневі та синтетичні вуглеводневі розчини, емульсії на їх основі, можливе застосування прямих емульсій та розчинів з різнорозмірним набором гідратуотворюючих сполук (акрилатно-ацетатні розчини, ацетатно-калієві розчини).

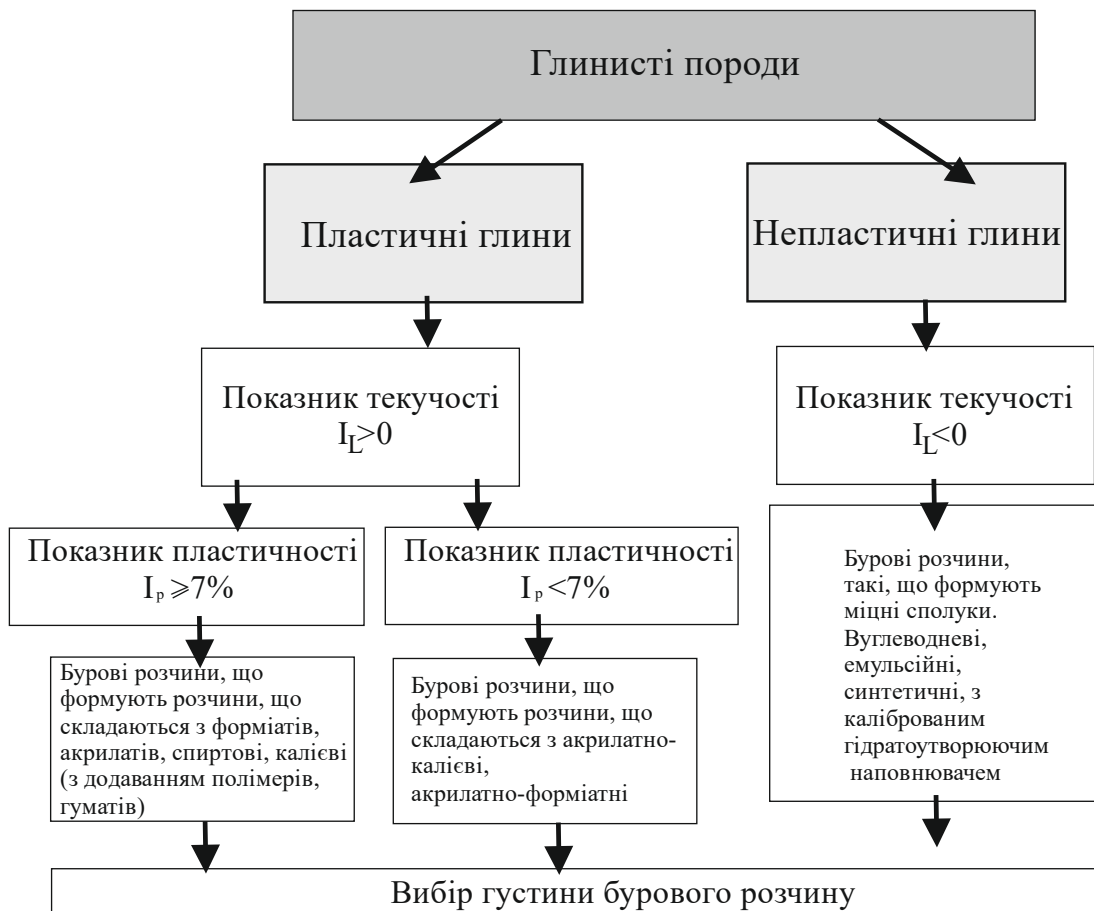


Рисунок 2.12 Методика для вибору бурових розчинів залежно від властивостей глинистих відкладень

2.5 Висновки до розділу 2

1. Сучасний досвід спорудження свердловин у складних гірничо-геологічних умовах свідчить про те, що традиційні теоретичні підходи та

чинна нормативна база не завжди гарантують безаварійність процесу. Часто використовувані методи класифікації глинистих масивів виявляються недостатньо адаптованими до реальних умов буріння, що призводить до помилкового вибору рецептур промивальних рідин і, як наслідок, до втрати стійкості стовбура.

2. У даній роботі запропоновано вдосконалену класифікацію глинистих порід, яка базується на використанні інтегральних інженерно-геологічних параметрів: числа пластичності та показника текучості. Ці індикатори є ключовими, оскільки вони комплексно відображають природний енергетичний стан глини та її потенційну гідратаційну активність при контакті з чужорідним флюїдом. Синтез існуючих концепцій та результатів проведених лабораторних випробувань підтверджує, що ігнорування показника текучості унеможливорює точний прогноз поведінки породи. Такий підхід забезпечує перехід від емпіричного підбору параметрів промивальної системи до науково обґрунтованого проектування її хімічного складу.

3. Стосовно буріння свердловин показано, що глинисті гірські породи можна розділити за механізмом руйнування, у різних водних середовищах, використовуючи величини показників текучості та пластичності. Процес руйнування пластичної глинистої породи характеризується проходженням процесу набухання без втрати зв'язності між її частинками та їх подальшим диспергування в об'ємі розчину;

4. Запропоновано методику щодо вибору типу бурового при бурінні в глинистих відкладах дозволить здійснювати успішне безаварійне будівництво свердловин на родовищах, яка заснована на аналізі величин показників текучості та пластичності гірських порід, які розбурюються.

Домінуючим фактором економічної рентабельності запропонованого рішення є скорочення загального календарного графіка будівництва об'єкта на 3 доби. Таке прискорення стає можливим завдяки специфічній дії акрилових полімерів, які формують на стінках свердловини інертний ізолюючий бар'єр.

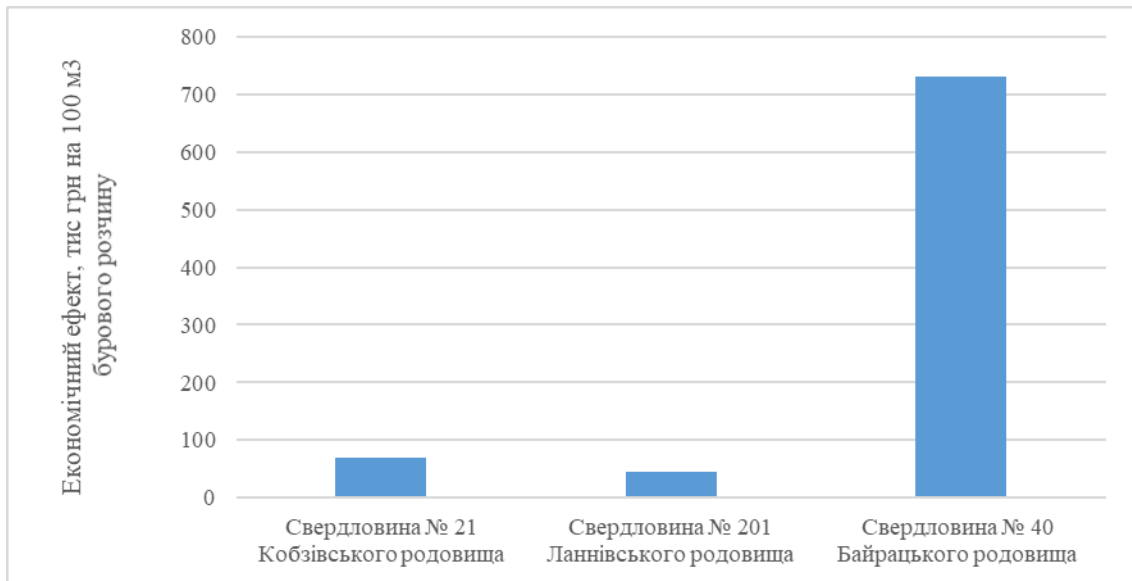


Рисунок 4.1. Економічний ефект від застосування методики вибору бурового розчину.

Застосування цієї технології дозволяє повністю нівелювати непродуктивні витрати часу, зазвичай пов'язані з ліквідацією затяжок бурильного інструменту та проведенням додаткових рейсів для механічної проробки стовбура. Запобігання звуженню номінального діаметра та дестабілізації стінок у нестійких інтервалах трансформується у пряму економію орендної плати за бурове обладнання, енергоносії та оплату праці персоналу. Таким чином, технологічна досконалість розчину безпосередньо конвертується у скорочення термінів окупності інвестицій та підвищення загальної комерційної швидкості проходки.

4.4 Висновки за розділом 4

Оптимізація рецептури досягається за рахунок використання методики вибору бурового розчину дозволяє знизити загальні витрати на хімзабезпечення в середньому на 15–20% порівняно зі стандартними галузевими схемами. Економія на закупівлі та використанні реагентів складає від 45 400 до 70 000 грн на кожні 100 м³ готового розчину.

Випадок свердловини №40 Байрацького родовища демонструє важливий економічний парадокс: збільшення початкових витрат на 17% (через перехід на гуматно-акриловий розчин) приносить прибуток у довгостроковій перспективі.

Висока вартість одиниці об'єму розчину повністю нівелюється його технічними характеристиками. Сумарний економічний ефект у 730 тис. грн на 100 м³ досягається за рахунок стабільності параметрів та відсутності необхідності повторних обробок.

Прихований економічний ефект полягає у запобіганні аварійним ситуаціям. Оскільки розчини розроблені для пластичних глин їх застосування мінімізує ризики звуження стовбура та прихопленнь інструменту.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі вирішено важливу наукову задачу з оптимізації параметрів бурових розчинів за рахунок впровадження науково обґрунтованої методики вибору параметрів бурових розчинів для складних геологічних умов та за результатами роботи зроблені такі висновки:

1. За узагальненням відомих уявлень про глинисті гірські породи та описом експериментальних робіт показано, що необхідно враховувати число пластичності і показник текучості для опису складу, стану і процесів руйнування глинистої гірської породи при їх контакті з буровим розчином.

2. Доведено, що глинисті гірські породи можна розділити за механізмом руйнування, у різних водних середовищах, використовуючи величини показників текучості та пластичності. Процес руйнування пластичної глинистої породи характеризується проходженням процесу набухання без втрати зв'язності між її частинками та їх подальшим диспергування в об'ємі розчину.

3. Виявлено тенденції ускладнення гірничо-геологічних умов буріння, що пов'язано із поступовим переходом до розробки глибших пластів та родовищ із нетиповими фізико-хімічними характеристиками порід.

4. За аналізом виробничої діяльності БУ «Укрбургаз» показано стабільну тенденцію до інтенсифікації бурових робіт, що супроводжується поступовим збільшенням середніх глибин спорудження свердловин з 2866 до 3044 м. Встановлено, що попри відносно невеликий крок зростання глибини, умови будівництва залишаються складними через неоднорідність геологічного розрізу основних нафтогазоносних регіонів.

5. Запропоновано методику щодо вибору типу бурового при бурінні в глинистих відкладах дозволить здійснювати успішне безаврійне будівництво свердловин на родовищах, яка заснована на аналізі величин показників текучості та пластичності гірських порід, які розбурюються.

6. Доведено економічну ефективність використання методики вибору бурового розчину дозволяє знизити загальні витрати на забезпечення реагентами в середньому на 15–20% порівняно зі стандартними галузевими схемами. Економія на закупівлі та використанні реагентів складає від 45,4 до 730 тис. грн на кожні 100 м³ готового розчину.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: «Центр Європи», 1998.
2. Бенько В.М. Кобзівське ГКР – головний об'єкт пошуково-розвідувальних робіт та нарощування видобутку газу і ресурсів ДК «Укргазвидобування» / В.М. Бенько, В.В. Дячук, М.І. Мачужак [та ін.] // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – 2007. – Вип. XXXV. – С. 7 – 13.
3. Бойко В. С. Сучасні технології хімічної обробки бурових розчинів при спорудженні глибоких свердловин / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. Київ : Центр навчальної літератури, 2021. – 310 с.
4. Височанський І. В. Структури–пастки нафти і газу платформових регіонів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини) : дис. ... д-ра геолого-мінерал. наук. у вигляді наук. доповіді: 04.00.17. Львів, 1994. – 61 с.
5. Гришаненко В.П. Екологічні аспекти використання біополімерних розчинів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини / В. П. Гришаненко, Ю. О. Зарубін // Нафтогазова галузь України. 2025. – № 3. – С. 8–14.
6. Євдощук М.І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні. / М. І. Євдощук // Науково-популярний журнал «Колега». – 2011. – № 1. – С. 14-18.
7. Зейкан О. Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт Національною акціонерною компанією — Нафтогаз України до 2015 року / О. Зейкан, В. Гладун, П. Чепіль, П. Максимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1-2. – С.59 - 61.
8. Коцкулич В. В. Методологія управління властивостями промивальних систем при розкритті продуктивних пластів : монографія / В. В. Коцкулич, М. В. Біленький. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2022. 245 с.

9. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я.С Коцкулич., Я.М. Кочкодан – Коломия: Вік, 1999. – 497 с.
10. Кривуля С. В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини: дис ... канд. геолог. наук : 04.00.17. – Х.: 2013. – 210 с.
11. Кривуля С.В. Будова та фаціальні особливості літологічно-екранованого покладу продуктивного горизонту Г-62 Кобзівського газоконденсатного родовища / С.В. Кривуля, А.А. Лагутін, А.В. Загороднов [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 3 (44). – С. 135–144.
12. Кривуля С.В. Літологічно-екрановані та структурно-тектонічні пастки у відкладах Р1-С3 території центрального грабену та південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ / С.В. Кривуля, А.А. Лагутін, О.С. Міносян [та ін.] // Вісн. Харківського нац. у-ту ім. В.Н. Каразіна. – 2012. – № 997. – С. 44–50.
13. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння [Текст] / О.Ю. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.
14. Маєвський Б. Й. Нафтогазові провінції світу / Б. Й.Маєвський, М. І Євдошук., О. Є. Лозинський. – К.: Наук. думка, 2002. – 112 с.
15. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази», 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. [Електронний ресурс] http://nung.edu.ua/files/files/event/zbirnyk_2018.pdf Назва з екрану, останнє відвідування 18.11.2025 р.
16. Методика багатокритеріального вибору рецептур бурових розчинів для умов АВПТ / С.О. Осадчий, П.М. Лубан [та ін.] // Збірник

наукових праць НТУ «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. 2024. – № 4. – С. 112 – 119

17. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник у 5 т. / Мислюк М.А., Рибчич І.Й. – К.: "Інтерпрес ЛТД".

18. Нафта і газ України / Гол. редактор М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 1997. – 363 с.

19. Оптимізація складів бурових розчинів для складних умов буріння в Україні / І. І. Чудик, Л. С. Шлапак, Я. В. Кунтяк [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. 2023. – № 2. – С. 15–22.

20. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика. (Монографія) / А.І. Булатов, Ю. Д. Качмар, О. В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Л.: СПОЛОМ, 2018. – 476 с.

21. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ [Електронний ресурс] <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/z0692-17> Назва з екрану, останнє відвідування 28.11.2025 р.

22. Салижин Ю.М. Вибір рецептури обробки бурового розчину з використанням сплайнових і поліноміальних моделей // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3. – С. 69-72.

23. Салижин Ю.М. До пошуку раціональної рецептури обробки бурового розчину // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2001. – С. 18-19.

24. Салижин, Юрій Мирославович. Розробка експертної системи для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів [Текст] : дис... канд. техн. наук: 05.15.10 / Салижин Юрій Мирославович ; Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. - Івано-Франківськ, 2006. - 149 арк.: рис., табл. - арк. 136-144

25. Самчук І. М. Перспективи нафтогазоносності нижньопермських відкладів у прогинах південного сходу Дніпровсько-Донецької западини //

Новітні проблеми геології : матеріали наук.-практ. конф. Харків, 2016. – С. 82–83.

26. Самчук І. М. Прогнозування ділянок розповсюдження шлейфів соляних штоків // Сучасні проблеми нафтогазової геології: тези Всеукр. наук.-практ. конф. Київ, 2016. – С. 127–129.

27. Світлицький В.М. Поточний та капітальний ремонт свердловин [Текст] / В.М. Світлицький, С.І. Ягодовський, Г.Р. Галусян. – К.: Логос, 2001. – 344 с.– ISBN 966-581-249-5.

28. Технологічні проектні документи для промислової розробки родовищ нафти та газу [Електронний ресурс] <https://studfiles.net/preview/3269687/page:14/> Назва з екрану, останнє відвідування 26.11.2025 р.

29. Харченко М.В. Математичне моделювання впливу інгібувальних добавок на стійкість глинистих відкладів / М. В. Харченко, О. П. Козак // Вісник Національного технічного університету «Дніпровська політехніка». 2024. – № 1 (73). – С. 44 – 52.

30. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення / М.І. Юрків .- Львів, 2008. – 374 с.

31. Abdelgawad K. Application of Artificial Intelligence in Optimizing Drilling Fluid Formulations / K. Abdelgawad, M. Mahmoud, S. Ahmed. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. – Vol. 210. P. 109–124. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109543.

32. Al-Hameedi W. M. Environmental Impact Assessment of Eco-Friendly Drilling Fluids / W. M. Al-Hameedi, H. H. Al-Hameedi. Petroleum Research. 2023. Vol. 8, Iss. 3. – P. 342 – 355.

33. Graphene in Drilling Operations: Monograph / Ed. by R. Gupta. Houston : Gulf Professional Publishing, 2022. – 288 p.

34. Hasan A. Green Chemistry in the Oilfield: A New Era of Biodegradable Additives / A. Hasan. *Oil & Gas Journal*. 2025. Vol. 123 – No. 1. P. 54–61.
35. Liu T. Deep Learning for Real-Time Prediction of Fluid Loss in Deep Wells / T. Liu, R. Wang. *SPE Drilling & Completion*. 2024. Vol. 39 – No. 2. P. 215–230.
36. Samchuk Irina N. Materials on history of geological development of Orchik paleodepression of DDB connection with Low Permian halolithes oil and gas bearing // *Eastern European Scientific Journal*. Dusseldorf, 2016. – № 6 – P. 45–50.
37. Smith J. Optimizing Sustainable Drilling Mud Composition using Response Surface Methodology (RSM) / J. Smith, A. Petrova. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*. 2023. – Vol. 9 – Iss. 1. Art. 45.
38. Suleiman M. Nanoparticle-Enhanced Drilling Fluids: Formulation and Challenges / M. Suleiman. *Nanotechnology in the Oil and Gas Industry*. London : Academic Press, 2024. – 312 p.
39. Zhong H. Synergistic Effects of Polymer Additives: A Statistical Approach / H. Zhong, S. Qiu, X. Huang. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2021. Vol. 612. P. 125–138.