

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
геології

Харченко М.О.

« 22 » 01 2026 року

Завідувач кафедри буріння та

Винников Ю.Л.

« 22 » 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Аналіз застосування понижувачів в'язкості в технологіях бурових розчинів

Пояснювальна записка

Керівник

д.г.н., професор

кафедри буріння та геології

Євдошук М.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

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

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.т.н., ст. викл. кафедри буріння та геології

М.О. Рибалко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.т.н., ст. викл. кафедри буріння та геології

М.О. Рибалко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.01.2026р.

Полтава, 2026

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Копилов Максим Анатолійович

студент, ПІБ

підпис, дата,

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

Копилов Максим Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз застосування понижувачів в'язкості в технологіях бурових розчинів

2. Керівник роботи проф. кафедри буріння та геології, проф., д.г.н. Євдощук М.І.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від «3» 09 2025 року № 1015/ра

3. Строк подання студентом роботи 23.01.2025 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
	д.п.п. Гольник А.М.		
	к.т.н. Рибанко М.О.		
	к.т.н. Рибанко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р.

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) Колінов М.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

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

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	3
ANOTATION	4
ВСТУП.....	5
INTRODUCTION.....	8
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	11
1.1 Функції і класифікації бурових розчинів.....	11
1.2 Особливості складів і властивостей промивних рідин, застосовуваних при буріння.....	15
1.3 Характеристика реагентів-понижників в'язкості та їх роль у стабілізації бурових розчинів	21
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	25
РОЗДІЛ 2 Теоретичні основи застосування реагентів-понижників в'язкості у бурових розчинах	28
2.1 Вплив складу та концентрації реагентів на реологічні параметри бурових розчинів	28
2.2 Фізико-хімічні основи і технологічні способи одержання лігносульфонатних реагентів	41
2.3 Технологічні особливості отримання та використання лігносульфонатних і комплексних реагентів.....	46
2.4 Висновки до розділу 2	56
РОЗДІЛ 3 Експериментальні дослідження ефективності реагентів-понижників в'язкості.....	57
3.1 Методика та обладнання для дослідження реологічних властивостей бурових розчинів	57
3.2 Експериментальна оцінка впливу реагентів ФХЛС та Desco на реологічні параметри	63
3.3 Аналіз отриманих результатів	69
3.4 Висновки до розділу 3	73

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	75
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	79

АНОТАЦІЯ

Копилов М.А. Аналіз застосування понижувачів в'язкості в технологіях бурових розчинів. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Магістерська робота присвячена дослідженню ефективності реагентів-понижників в'язкості в бурових розчинах, що є ключовим аспектом забезпечення стабільності свердловин та оптимізації технологічних процесів буріння.

У розділі 1 проведено аналітичний огляд сучасного стану питання. Розглянуто функції бурових розчинів, особливості складів та властивостей промивних рідин, а також роль реагентів-понижників в'язкості у стабілізації бурових розчинів. Визначено ключові фактори ефективності реагентів, зокрема вплив термо- та солестійкості, а також характеристики лігносульфонатів.

У розділі 2 розкрито теоретичні основи застосування понижників в'язкості. Досліджено вплив складу та концентрації реагентів на реологічні параметри бурових розчинів, описано фізико-хімічні основи та технологічні способи одержання лігносульфонатних реагентів, а також підкреслено ефективність комплексних композицій для підвищення термо- та солестійкості систем.

У розділі 3 наведено результати експериментальної оцінки ефективності реагентів ФХЛС та Desco. Встановлено їх вплив на реологічні параметри глинистих бурових розчинів, визначено умови оптимальної термостабільності та реологічної стабілізації. Зроблено висновок про доцільність застосування Desco у прісних та слабомінералізованих системах, а ФХЛС – у лужних або комбінованих розчинах для підвищення ефективності бурових операцій.

Ключові слова: свердловина, буріння, бурові розчини, реологічні параметри, понижники в'язкості, промивні рідини.

ANOTATION

Kopylov M.A. Research on the effectiveness of viscosity reducers in drilling fluid systems. Master's thesis in the specialty 185 “Oil and Gas Engineering and Technology.” – Poltava; Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University. – 2026.

The master's thesis is devoted to researching the effectiveness of viscosity reducers in drilling fluids, which is a key aspect of ensuring well stability and optimizing drilling processes.

Section 1 provides an analytical overview of the current state of the issue. It considers the functions of drilling fluids, the characteristics of the composition and properties of flushing fluids, and the role of viscosity reducers in stabilizing drilling fluids. The key factors affecting the effectiveness of reagents are identified, in particular the influence of thermal and salt resistance, as well as the characteristics of lignosulfonates.

Section 2 reveals the theoretical basis for the use of viscosity reducers. The influence of the composition and concentration of reagents on the rheological parameters of drilling fluids is investigated, the physicochemical basis and technological methods for obtaining lignosulfonate reagents are described, and the effectiveness of complex compositions for increasing the thermal and salt resistance of systems is emphasized.

Section 3 presents the results of an experimental evaluation of the effectiveness of FHLS and Desco reagents. Their influence on the rheological parameters of clay drilling fluids has been established, and the conditions for optimal thermal stability and rheological stabilization have been determined. It is concluded that Desco is suitable for use in fresh and slightly mineralized systems, while FHLS is suitable for use in alkaline or combined solutions to improve the efficiency of drilling operations.

Keywords: well, drilling, drilling fluids, rheological parameters, viscosity reducers, flushing fluids

ВСТУП

Актуальність теми. Успішне завершення буріння нафтових і газових свердловин та економічна ефективність цих робіт значною мірою залежать від властивостей бурового розчину. Хоча вартість самого бурового розчину відносно невелика, правильний вибір складу та підтримання його регламентованих параметрів безпосередньо впливають на загальну вартість свердловини. Наприклад, тривалість буріння визначається механічною швидкістю проходки долота та запобіганням ускладнень – заклинюванню бурового інструменту, втраті циркуляції тощо, на які безпосередньо впливає якість бурового розчину та його реологічні властивості.

Буровий розчин також суттєво впливає на точність оцінки продуктивності пласта та подальшу експлуатацію свердловини. При відхиленні параметрів промивної рідини від регламентованих значень можливі помилкові рішення щодо припинення або обмеження експлуатації свердловини через неможливість коректно оцінити вміст флюїду в колекторі. Тому стабільність і відповідність властивостей бурового розчину умовам буріння визначають його якість.

Підвищена в'язкість бурового розчину негативно впливає на процес буріння, збільшуючи витрати енергії та зношуючи обладнання. Це пов'язано зі збільшенням об'єму твердих включень, коагуляцією під дією електролітів, впливом високих температур на вибої, а також потраплянням частинок цементного каменю при розбурюванні цементної колони.

У зв'язку з цим актуальним є застосування ефективних реагентів-знижувачів в'язкості, які дозволяють регулювати та стабілізувати технологічні властивості бурового розчину. В умовах української нафтогазової промисловості особливу увагу приділяють лігносульфонатним реагентам, які широко використовуються як вітчизняними, так і зарубіжними компаніями. Водночас ефективність цих реагентів може знижуватися під дією високих температур вибою, що погіршує реологічні властивості системи.

Застосування високоефективних реагентів комплексної дії дозволяє стабілізувати властивості бурових розчинів, підвищити продуктивність буріння та знизити ризики ускладнень у процесі експлуатації свердловин.

Мета роботи – є дослідження ефективності реагентів-понижників в'язкості у глинистих бурових розчинах, оцінка їх впливу на реологічні та фільтраційні властивості.

Основні завдання дослідження:

- Провести аналіз сучасного стану використання бурових розчинів та реагентів-понижників в'язкості.
- Дослідити фізико-хімічні механізми дії лігносульфонатних та комплексних реагентів у бурових розчинах.
- Визначити вплив складу та концентрації реагентів на реологічні та фільтраційні властивості глинистих бурових розчинів.
- Розробити та застосувати методику експериментальної оцінки ефективності реагентів ФХЛС та Desco.
- Провести порівняльний аналіз ефективності різних реагентів у прісних, слабомінералізованих та лужних бурових розчинах.

Об'єкт дослідження – процес утворення, переробки та утилізації бурових шламів, що утворюються при бурінні нафтових і газових свердловин.

Предмет дослідження – реагенти-понижники в'язкості (лігносульфонатні та комплексні складі) та їх вплив на реологічні та фільтраційні характеристики бурових розчинів.

Наукова новизна роботи – отримано нові закономірності впливу типу сировини та технології отримання лігносульфонатів на ефективність їх застосування; на базі комплексної оцінки впливу реагентів ФХЛС та Desco на реологічні параметри бурових розчинів за умов прісних, слабомінералізованих та лужних систем.

Практичне значення роботи:

1. Використання комплексних складів реагентів дозволяє зменшити

ризик ускладнень, покращити реологічні властивості бурових розчинів та підвищити стабільність свердловини.

2. Результати дослідження можуть бути впроваджені у технологічні інструкції та методичні матеріали підприємств нафтогазової галузі України.

Методи дослідження: аналіз наукових джерел; порівняльний аналіз; системний підхід; узагальнення; класифікація; техніко-економічне оцінювання; аналіз виробничого досвіду.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на 83 сторінках, у тому числі 80 сторінках основного тексту, 21 рисунків, 15 таблиць, 3 сторінок списку використаних джерел.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. The successful completion of oil and gas well drilling and the economic efficiency of these operations largely depend on the properties of the drilling fluid. Although the cost of the drilling fluid itself is relatively low, the correct choice of composition and maintenance of its regulated parameters directly affect the total cost of the well. For example, the duration of drilling is determined by the mechanical speed of the bit and the prevention of complications – jamming of the drilling tool, loss of circulation, etc., which are directly influenced by the quality of the drilling fluid and its rheological properties.

The drilling fluid also significantly affects the accuracy of the formation productivity assessment and further well operation. If the parameters of the flushing fluid deviate from the regulated values, erroneous decisions may be made to terminate or restrict well operation due to the inability to correctly assess the fluid content in the reservoir. Therefore, the stability and compliance of the drilling fluid properties with the drilling conditions determine its quality.

Increased viscosity of the drilling fluid negatively affects the drilling process, increasing energy consumption and wearing out equipment. This is due to an increase in the volume of solid inclusions, coagulation under the action of electrolytes, the influence of high temperatures at the bottom of the well, as well as the ingress of cement stone particles during the drilling of the cement column.

In this regard, the use of effective viscosity-reducing reagents that allow regulating and stabilizing the technological properties of drilling mud is relevant. In the Ukrainian oil and gas industry, special attention is paid to lignosulfonate reagents, which are widely used by both domestic and foreign companies. At the same time, the effectiveness of these reagents may decrease under the influence of high temperatures at the bottom of the well, which worsens the rheological properties of the system.

The use of highly effective complex-action reagents allows stabilizing the properties of drilling fluids, increasing drilling productivity, and reducing the risks of complications in the process of well operation.

The purpose of the work is to study the effectiveness of viscosity-reducing reagents in clay drilling fluids and to evaluate their effect on rheological and filtration properties.

The main objectives of the study are:

- To analyze the current state of use of drilling fluids and viscosity-reducing reagents.
- To investigate the physicochemical mechanisms of action of lignosulfonate and complex reagents in drilling fluids.
- To determine the effect of the composition and concentration of reagents on the rheological and filtration properties of clay drilling fluids.
- Develop and apply a methodology for experimental evaluation of the effectiveness of FHLS and Desco reagents.
- Conduct a comparative analysis of the effectiveness of various reagents in fresh, slightly mineralized, and alkaline drilling fluids.

The object of the study is the process of formation, processing, and disposal of drilling muds generated during the drilling of oil and gas wells.

The subject of the study is viscosity-reducing reagents (lignosulfonate and complex compositions) and their effect on the rheological and filtration characteristics of drilling fluids.

Scientific novelty of the work:

1. A comprehensive assessment of the effect of FHLS and Desco reagents on the rheological parameters of drilling fluids in fresh, slightly mineralized, and alkaline systems was carried out.

2. The patterns of the influence of the type of raw materials and the technology of obtaining lignosulfonates on the effectiveness of their use were established.

Practical significance of the work:

1. The use of complex reagent compositions reduces the risk of complications, improves the rheological properties of drilling fluids, and increases well stability.

2. The results of the study can be implemented in the technological instructions and methodological materials of enterprises in the oil and gas industry of Ukraine.

Research methods: analysis of scientific sources; comparative analysis; systems approach; generalization; classification; techno-economic evaluation; analysis of operational experience.

Structure and scope of the work. The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The thesis is presented on 83 pages, including 80 pages of main text, 21 figures, 15 tables, and 3 pages of references.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Функції і класифікації бурових розчинів

Рішення складних техніко-технологічних завдань при будівництві нафтових та газових свердловин, а також успішність виконання мети щодо створення довготривалого об'єкта для вилучення вуглеводнів з надр забезпечується застосуванням бурових промивних рідин [1].

У світовій практиці наразі простежуються тренди ускладнення профілю свердловин і збільшення глибини буріння, крім цього пред'являються вимоги дедалі більш ефективної та повної експлуатації продуктивних пластів. І як наслідок всього цього зростає ймовірність виникнення різноманітних ускладнень.

Склад і властивості бурового розчину, відповідно до вимог, що висуваються до неї, повинні не надавати негативного впливу на колекторські властивості продуктивного пласта, а так ж забезпечувати можливість профілактики більшості з ймовірних ускладнень. Промивна рідина повинна бути стабільною в умовах різної за ступенем і складом мінералізації, а також при дії високих вибійних температур. Крім того вона повинна бути безпечною для обслуговуючого, робітника персоналу, не небезпечною в пожежному відношенні і не представляти погрози для навколишнього середовища.

До бурового розчину висувається безліч вимог. Історично головною функцією бурового розчину було видалення шламу або вибуреної породи, що утворюються у процесі поглиблення свердловини. На сьогоднішній день кількість функцій бурового розчину значно зросла. Пов'язано це з пропорційним збільшенням кількості операцій, які у бурінні. При роторному бурінні основними функціями, що виконуються буровим розчином, є:

1. Винос шламу на поверхню в процесі буріння по кільцевому простору.
2. Очищення долота і охолодження.

3. Зниження тертя між бурильним інструментом і стінками свердловини.
4. Підтримка стабільності стінок свердловини.
5. Запобігання приплив рідин - нафти, газу або води - із проникних порід у свердловину.
6. Створення тонкою, непроникною кірки на стінках свердловини.
7. Сприяння у збиранні та інтерпретації інформації, що отримується при вивченні шламу та керну.

У поєднанні з вищезгаданими функціями існують певні обмеження, що накладаються на бурові розчини. Буровий розчин повинен:

1. Не наносити шкоди буровому персоналу і навколишнього середовища.
2. Не вимагати дорогих методів закінчення свердловини.
3. Не порушувати колекторські властивості продуктивного пласта.
4. Не піддавати корозії і не викликати надмірного зношування бурового обладнання.

Існують різні класифікації бурових розчинів, проте найпоширеніша – класифікація залежно від дисперсійного середовища або так званої основи рідини для промивання:

- *Бурові розчини на водяній основі.* Тверді частинки дисперсної фази розподілені в воді або розсолі. Олія також може бути емульговано у воді, що є дисперсійним середовищем.
- *Бурові розчини на вуглеводневій основі.* Тверді частки розподілені у маслі. Вода або розсіл можуть бути емульговані в маслі, тобто олія є безперервним дисперсійним середовищем.
- *Пінні системи та газу.* Буровий шлам виноситься на поверхню високошвидкісним потоком повітря чи природного газу. Для винесення води в систему додаються агенти, що спінюють.

Частинки твердої фази, що так чи інакше потрапляють у буровий розчин, можуть бути глинистими колоїдними частинками, які навмисно вводяться в систему для забезпечення необхідних реологічних та фільтраційних властивостей розчину; важкими мінералами (зазвичай бариту, що додається для

збільшення щільності бурового розчину) і гірською породою, що «напрацьовується» у процесі поглиблення свердловини. Водна фаза бурового розчину може містити розчинені солі як введені з певною метою, що так і небажано потрапили з пласта. Тверді частинки можуть бути розділені на три групи залежно від розміру: (1) колоїдні частинки розміром від 0,005 до 1 мкм (1 мкм = 0,001 мм), які надають в'язкі та фільтраційні властивості буровому розчину; (2) мул і барить (іноді звані «інертною твердою фазою»), 1-50 мкм, які забезпечують необхідну густину; і (3) пісок, 50-420 мкм, який, крім кольматації деяких високопористих колекторів, може виявляти абразивні властивості та зношувати бурове обладнання. У зв'язку з цим зазвичай зміст піску в буровому розчині строго обмежується, особливо при бурінні інтервалу під експлуатаційну колону.

Активність колоїдної фази здебільшого зумовлена невеликим розміром частинки (і, отже, високою питомою поверхнею) щодо її маси. Через цю високу питому поверхню поведінка частинок визначається головним чином електростатичними зарядами з їхньої поверхні, які призводять або до тяжіння, або відштовхування частинок. Глинисті мінерали є особливо активними колоїдними частинками, частково через крихітні розміри пластинок або так званих «глинистих пакетів», а частково через їх молекулярну структуру. У сукупності ці фактори призводять до утворення негативних зарядів на базальних поверхнях частинок позитивних зарядів з їхньої торцевих гранях. Взаємодія між цими протилежними зарядами значно впливає на в'язкість глинистих бурових розчинів при малих швидкостях зсуву і відповідає за утворення оборотної структури в ті моменти, коли буровий розчин знаходиться в стані спокою і не відбувається його циркуляції. Іншими словами, наявність глинистих колоїдних частинок у буровому розчині зумовлює його тиксотропічні властивості.

Глини – це гірські породи, які складаються з монтморилоніту, каолініту та ілліту, з яких монтморилоніт є найактивнішим мінералом. Інші мінерали, такі як кварц, польовий шпат, кальцит тощо, також можуть бути присутніми як у вигляді колоїдних частинок, так і у вигляді частинок більшого розміру. Коли глина

змішується з водою, в'язкість отриманого розчину залежить від тих мінералів, які входять в її склад. Комерційні глини, що використовуються в бурових розчинах, оцінюються за їх «виходом», який визначається як обсяг бурового розчину з в'язкістю 15 сантипуаз, що здається, отримані з 1 тонни глини. Бентоніт Вайомінга, який містить близько 85% монтморилоніту, на сьогоднішній день має найбільший вихід. Аналогічно, у свердловині збільшення в'язкості бурового розчину значно вище при буріння «молодих» порід, ніж при проходці порід «старих», які виявляють фізико-хімічну активність. У першому випадку в'язкість, що регламентується, повинна підтримуватися шляхом хімічної обробки, розведення або механічного відділення твердих частинок на поверхні. У другому - порода повинна бути видалена механічним шляхом, а необхідні реологічні і фільтраційні властивості можуть бути підтримані шляхом вступу комерційного бентоніту або полімерів. Якщо існує технологічна необхідність, колоїдні глинисті частинки іноді доповнюються або навіть повністю замінюються органічними компонентами. Крохмаль або целюлозні полімери можуть бути введені в розчин, якщо глини починають флокулювати при забрудненні розчину солями чи цементом. Целюлозні, поліакрилові та природні полімери також використовуються у бурових розчинах з низьким вмістом твердої фази, що допомагає підтримувати стабільність стінок свердловини і мінімізувати диспергування бурового шламу у розчині. Ці полімери складаються з довгих ланцюгів мономерів, які адсорбуються на поверхні частинок вибуреної породи та запобігають її подрібненню. В'язкі властивості цих полімерів обумовлені головним чином адсорбцією води їх функціональними групами. Вони не здатні утворювати тиксотропну структуру (за винятком одного полімеру, про якому мова піде трохи далі).

Колоїдна фаза бурового розчину на нафтовій основі може бути представлена окисленим асфальтом або бітумом. Необхідні реологічні та фільтраційні властивості досягаються внаслідок емульгування води у вуглеводневій фазі розчину (відомому як інвертна емульсія). Тиксотропні властивості цієї системи можуть бути отримані шляхом додавання глин,

оброблених поверхнево-активними речовинами. Ця обробка робить глину диспергируемой у маслі, тобто. олеофільної. Аналогічно оброблений лігніт може бути доданий в розчин для отримання покращених фільтруючих властивостей, якщо Існує технологічна необхідність.

1.2 Особливості складів і властивостей промивних рідин, застосовуваних при буріння

У сучасних умовах для ліквідації та профілактики ускладнень, що виникають у процесі буріння, створено значну кількість промивних рідин із використанням різноманітних хімічних реагентів. Проведено численні дослідження, присвячені ролі промивних рідин у попередженні ускладнень, удосконаленню технології їх приготування та умов застосування.

Велика увага приділялася вивченню структурно-механічних властивостей бурових розчинів, механізмів їх стабілізації, а також теоретичним основам колоїдних та дисперсних систем. Окремі роботи зосереджені на визначенні якісних показників промивних рідин, що безпосередньо впливають на ефективність процесу буріння.

Значний розвиток отримали технології застосування солестійких глин і реагентів комплексної дії – лужних гуматів, лігносульфонатів, природних танідів тощо. Використання цих речовин дозволило створити спеціалізовані бурові розчини, адаптовані до різних геолого-технічних умов, підвищити їх термостійкість і стабільність властивостей.

Особливе місце займають інгібовані бурові розчини – гіпсові, хлоркальцієві та вапняні. Вони тривалий час зберігають стабільні реологічні характеристики, мають високу глиноємність і ефективно запобігають обвалам стінок свердловини. Для буріння твердих порід часто застосовують малоглинисті розчини, що поєднують переваги низької в'язкості з достатньою здатністю до виносу шламу.

Однак їх використання обмежується наявністю у розрізі пластичних та колоїдальних глин, які сприяють загущенню розчину. Для запобігання осипанню та гідратації глинистих порід на глибинах до 3000 м нині застосовують недиспергуючі бурові розчини з малим вмістом твердої фази, стабілізовані реагентами-флокулянтами без використання бентоніту.

Полімерглинисті розчини мають низькі параметри фільтрації, мають знижені гідравлічні опори, низький поверхневий натяг фільтрату (до $2,4 \cdot 10^{-2}$ Н/м), характеризуються хорошими мастильними властивостями, що сприятливо позначається на буримості гірських порід. Проте, ефективність реагентів-флокулянтів обмежена в умовах мінеральної (не більше 2000-3000 мг екв/л хлориду натрію, 280 мг екв/л хлориду кальцію) і температурної агресії (не більше $100-120$ °С), а також виключається можливість спільного застосування \.

Для отримання розчинів невеликої щільності, що характеризуються хорошими реологічними та фільтраційними властивостями, що мають високий інгібуєчий ефект і селективну дію, в глинисті полімерні розчини вводять добавки солей Na, Mg, Al, Fe, а також їх комбінацій.

Інгібовані глинисті розчини застосовуються при бурінні нестійких порід, що самодиспергуються. Ефект інгібування полягає у фізико-хімічній взаємодії глини та електроліту, що призводить до придушення набухання глинистих порід. При цьому рівень гідрофільності глини повинен забезпечувати агрегативну та кінетичну стійкість системи бурового розчину, а досягнута ступінь коагуляція знижує чутливість глинистих дисперсій до впливу електролітів, пластових вод, твердої фази. Підвищується глиноємність системи, а адсорбція на глинах іонів Ca^{+2} , K^{+} , Ba^{+2} сприяє зниженню набухання глин, підвищує стійкість до зволоження.

В даний час відомо і широко використовується велика кількість різновидів інгібуєчих бурових розчинів: хлоркальцієвих, калієвих, вапняних, гіпсових, алюмінієвих, силікатних, розчинів з регульованою осмотичною активністю та ін.

Однак, незважаючи на високий інгібуєчий ефект, у глинах при промиванні свердловин хлоркальцієвими розчинами необхідно жорстко контролювати

параметр фільтрації, збільшення якого призводить до появи у свердловині обвалів та осипів у глинистих сланцях внаслідок об'ємного зволоження масиву порід. Для стабілізації системи застосовують захисні реагенти як: КССБ, КМЦ, крохмаль, а також реагенти

- знижувачі в'язкості. Застосування термостійких реagentів (КССБ, ФХЛС) усуває основний недолік хлоркальцієвих розчинів, пов'язаний з низькою термостійкістю не більше 125 °С.

Калієві розчини є найбільш перспективними для буріння у нестійких глинах. Однак при надходженні частинок вибуреної породи вони сильно загусають, внаслідок чого для ефективного регулювання реологічних властивостей вводять водний розчин лігносульфонатів (ССБ, КССБ, ФХЛС).

До складу вапняних розчинів, найбільш ефективних при буріння в глинистих породах, що легко переходять в розчин, крім глини, води і вапна, входять каустична сода і реагенти - знижувачі в'язкості та фільтрації. При введенні в глинистий розчин вапна кальцій двома вільними валентностями приєднується до однієї або двох частинок глини, утворюючи довгі ланцюжки, що сприяють підвищенню в'язкості розчину. Однак при перемішуванні відбувається розрив ланцюга з утворенням агрегатів частинок, більших порівняно з частинками до введення вапна. Для запобігання виникненню ланцюжків у глинистий розчин вводять лігносульфонатні реагенти, стійкі до дії кальцію.

Гіпсові розчини застосовуються в умовах прояву мінералізованих пластових вод як сульфатного, так і кальцієвого типу, вони більш стійкі, порівняно з вапняними та хлоркальцієвими, до дії поліелектролітів та високої температури. Сульфат іони, що входять до складу пластових вод і вводяться разом з кальцієм, мають більш високу коагулюючу дію, ніж гідрат-іони. У зв'язку з цим, для захисту глинистих частинок від коагуляції при інгібуванні гіпсом потрібні хімічні реагенти, що мають здатність ефективно регулювати реологічні властивості розчину, володіти стабілізуючими властивостями, а також утримувати у своєму складі сульфогрупи і не випадати в осад при взаємодії з

кальцієм. Всім цим критеріям відповідають реагенти з урахуванням лігносульфоната (ФХЛС, ХЛС, КССБ) [4].

Алюмінатні розчини застосовуються при розбурюванні аргілітів та малозволожених (до 10% вологи) висококолоїдальних глин. Позитивний ефект застосування заснований на тому, що гідроксид алюмінію, що утворюється в розчині, адсорбуючись на вибуреній породі, перешкоджає її переходу в розчин, закупорює тріщини і пори, тим самим, знижуючи обводнення пластів, і зміцнює стінки свердловини. Однак вибірковість застосування пояснюється створенням гідратної оболонки навколо гідроксиду при його утворенні, яка знижує силу позитивного заряду. Негативно заряджені глинисті частинки, внаслідок цього, позбавлені можливості притягувати гідратований позитивно заряджений гідроксид алюмінію і тому вони не дегідратуються і коагулюються.

Для вирішення цієї проблеми в алюмінієві розчини вводять реагенти на основі лігносульфонатів, які добре поєднуються з гідроксидом алюмінію та сприяють запобіганню гідратації та диспергування глин [4, 10].

Для підвищення стійкості стовбура свердловини при розбурюванні порід, що обсипаються, застосовуються силікатні розчини, дія яких обумовлена обміном катіонів натрію рідкого скла з катіонами кальцію глинистих порід. Катіони кальцію, що звільнилися, взаємодіють з аніонами силікату рідкого скла з утворенням нерозчинної сполуки силікату кальцію, що виявляє цементуючі властивості. Однак, силікатні розчини не знайшли широкого застосування у зв'язку з тим, що властивості розчинів погано регулюються, мають низьку термостійкість і знижують проходку на долото, внаслідок загусання при збагаченні вибуреною глинистою породою. Застосування силікатних розчинів високої концентрації викликає високі матеріальні витрати [4, 10].

Сульфід-сольові розчини, містять до 40% лігносульфонатів і до 25% кухонної солі, є одним з різновидів інгібованих систем. Сульфід-сольові розчини забезпечують необхідну в'язкість та фільтрацію за рахунок лігносульфонатів, що утворюють колоїдно-дисперсні розчини. Для поліпшення структурно-механічних властивостей розчини вводять до 6% бентонітового глинопорошка.

Обмеження застосування сульфід-сольових розчинів у практиці промивання свердловин пояснюється тим, що сульфід-сольові розчини не забезпечують стійкості стінок свердловин, складених глинистими породами [20, 25].

Емульсійні глинисті розчини застосовуються при бурінні глинистих і глинисто-карбонатних порід, схильних до набухання, утворення сальників на бурильних трубах, затягування і прихват інструментів і т.д. Позитивний технологічний ефект застосування емульсійних розчинів заснований на утворенні тонкої плівки на поверхні породи, що розбурюється, породоруйнівного інструменту і бурильних труб, що призводить до підвищення ефективності буріння, збільшення довговічності часу експлуатації інструменту, зменшення тертя труб об стінки свердловини, що сприяє виконання важливої функції емульсійних розчинів - профілактики затяжок та прихватів [28, 29].

Глинистий компонент у цій системі виступає у ролі емульгатора, а й у присутності нафтової фази утворює сполучені суспензійно-емульсионные структури. Високодисперсні глинисті частинки утворюють на поверхнях розділу структуровані адсорбційні шари, що мають велику міцність, покриваючи і тим самим, оберігаючи глобули від агрегування, які з'єднуються в структурні ланцюги, що сприяють утворенню жорсткої та міцної структури каркасу. Розглянутий механізм пояснює структурно-механічні властивості емульсійних розчинів з малим вмістом твердої фази, проте таке структуроутворення знижує глиноємність розчинів та призводить до загущення. Для ефективного усунення загущення застосовуються реагенти – знижувачі в'язкості. Емульсійні розчини набувають стабільності, оскільки хімічні реагенти (лігносульфонати, УЦР, КМЦ та ін.), що вводяться, посилюють роль глини як емульгатора.

На підставі проведеного огляду видів і властивостей промивних рідин можна відзначити, що бурові промивні рідини пройшли довгий і складний шлях розвитку від простих до багатокomпонентних дисперсних систем, стабільних і здатних протистояти агресії різних за складом і ступенем мінералізації солей, високих і низьких температур і загущає здатності 3, 3, що руйнуються гір.

Глинисті розчини є найбільш простими та економічними, проте в якості

промивною рідини мають суттєві недоліки: нестійкі при розбурюванні водорозчинних порід та мінералізованих пластових вод, що може виражатися по-різному: підвищенням в'язкості та граничної напруги зсуву, утворення пухкої, товстий і липкою фільтраційної кірки, внаслідок, чого глиняста система розшаровується і відбувається її коагуляційне розрідження або гідрофобна коагуляція. Перелічені зміни властивостей глинистого розчину є причиною ускладнень при бурінні свердловин і можуть призвести до значного зниження швидкостей буріння.

У зв'язку з цим, наступні роботи в галузі вдосконалення та розробки систем глинистих розчинів та хімічних реагентів, що сприяють попередженню різних ускладнень, були спрямовані на підвищення їх ефективності в умовах високих температур та мінералізації середовища [27].

У середині 40-х років зріс інтерес до промивних рідин після того, як багатьма фахівцями була встановлена залежність початкової продуктивності нафтових пластів, що розкриваються, від якості застосовуваних глинистих розчинів.

На сьогоднішній день найперспективнішими є розчини з малим вмістом твердої фази. Зросла роль розчинів на нафтовій основі та особливо інвертних емульсій, аерованих розчинів [31].

Досягненням останніх років низки зарубіжних та вітчизняних компаній, вчених колективів НДІ та вузів, що займаються дослідженнями систем бурових промивних рідин, є використання безглинистих полімерних та біополімерних розчинів, які сприяють максимальному збереженню початкової продуктивності колекторів. Основу цих композицій складають полімери рослинного походження, продукти спрямованого синтезу та біополімери [16].

Однак, серед них, мабуть, ще тривалий час основне місце займатимуть бурові розчини на глинистій основі, що пояснюється можливістю приготування широкого спектру різних видів промивних рідин, що використовуються зокрема, при бурінні в складних геолого-фізичних умовах і при створенні термостійких бурових середовищ.

Практично у всіх видах промивних бурових розчинів на глинистій основі, для регулювання технологічних параметрів, застосовуються реагенти - знижувачі в'язкості, особливо лігносульфонатні, у зв'язку з цим інтерес представляє збереження випуску реагентів на основі лігносульфонату, у тому числі і реагентів - знижувачів в'язкості.

Для розширення області застосування силікатних і сульфід-сольових розчинів, що мають ряд істотних недоліків, цікавить розглянути можливість спільного застосування силікату натрію і лігносульфонатних реагентів з метою отримання промивної рідини, що забезпечує стійкість стінок свердловини, що володіє високими реологічними властивостями і стійкою до впливу температури, і мінералізації.

1.3 Характеристика реагентів-понижників в'язкості та їх роль у стабілізації бурових розчинів

Реагенти - знижувачі в'язкості здатні регулювати властивості глинистих розчинів без розведення водою і без осадження речовин, що зумовлюють загусання, а також знижувати в'язкість та статичну напругу зсуву.

Відомо, що властивості та діапазони дії застосовуваних реагентів залежать від їхньої хімічної будови, тобто. від тих чи інших функціональних груп.

Однією з основних ознак, що характеризують реагенти - знижувачі в'язкості та граничної напруги зсуву промивних рідин є наявність у складі їх молекул іоногенних груп (карбоксилів, фенольних гідроксилів, сульфонових та ін) та структурних одиниць, схильних до координаційних зв'язків (спиртового гідроксилу, карбонових).

Реагенти - знижувачі в'язкості, поєднуючись з атомами кристалічної решітки глини, зберігають вільні функціональні групи (-ОН, -COOH, -COONa, -SO₃Na), за рахунок яких і відповідних елементів молекули (-Zl, -NH, -NH₂) зв'язується певна кількість води з рідкої фази. Гідратні оболонки, що утворюються навколо глинистих частинок, перешкоджають зчепленню

кристаликів один з одним, тим самим знижуючи тертя між ними.

Розріджуюча дія залежить не тільки від наявності та сприятливого розташування функціональних груп і структурних елементів у молекулі, але і від розміру (від 3000 а.е.м до 50000 а.е.м і більше) та конфігурації останньої.

Просторові обмеження в будові молекул перешкоджають повній гідратації полярних груп деяких речовин, наприклад, сполук ароматичного ряду, в основному містять фенольні гідроксили [25].

Ефективними реагентами - понизителями в'язкості є лише порівняно небагато хімічних сполук. До них належать рослинні таніни, молекулярно зневоднені фосфати і поліфосфати, буре вугілля (гумати) та лігносульфонати.

Таніни є оксибензойними похідними з ряду пірокатехіну (з двома оксигрупами в орто-положенні) і пирогаллола (з трьома окси-групами) з молекулярною масою в діапазоні 300-1000 а.е.м., утворюються в багатьох рослинах і екстрагуються з кори. Поліфенольні реагенти є типовими колоїдними електролітами. У водних розчинах утворюють міцели, що поєднують до 10-20 молекул, що скріплюються, головним чином, водневими зв'язками між фенольними гідроксилами [20].

Промислове отримання таніну обмежено вмістом таніну в сировині та можливостями його заготівлі. В даний час єдиним таніновим матеріалом, що використовується у значних кількостях як низький рівень в'язкості, є екстракт квебрахо.

Недоліками застосування танінів є відсутність здатності розчинятися у воді без введення каустичної соди, висока собівартість і обмеження застосування неглибокими свердловинами і буровими розчинами на прісній воді.

Фосфати широко застосовують як низькі в'язкості бурових розчинів і є ефективними пептизаторами глини у прісній воді. Структурною одиницею фосфатів є аніон PO_4^{3-} , що скріплюється через кисень з іншими мономерними одиницями. Циклічність чи лінійна будова залежить від наявності мономерів, утворюють кінцеві групи і від природи катіону. Більш конденсовані продукти мають лінійні та розгалужені макромолекули. Промислові поліфосфати, як

правило, є сумішами продуктів різного ступеня конденсації. Завдяки цій структурі, поліфосфати, здатні з одного боку ефективно пептизувати у водному середовищі глинисті агрегати, а з іншого боку - стабілізувати їх, перешкоджаючи оборотному агрегуванню та структуроутворенню. Відповідно, поліфосфати, знижуючи граничну статичну напругу зсуву, активно розріджують глинисті суспензії. Однак фосфатні реагенти мають суттєві недоліки, що обмежують їх застосування: температурна та ферментативна нестійкість, певний рівень рН середовища. Фосфатна обробка не застосовується в умовах кальцієвої агресії, а також в інгібованих вапняних, хлоркальцієвих гіпсових розчинах та у присутності солі, від коагуляційної дії якої фосфати глинисту фазу не захищають.

За сучасними уявленнями, гумінові речовини є полімерами з широким діапазоном молекулярних мас, утворених конденсованими ядрами (бензол, піридин, пірол, нафталін, антрацен і тощо) і бічними ланцюгами, містять функціональні групи (-COOH, -Zl, -ОН₃, фенольні гідроксили). Молекулярна маса гумінових кислот коливається від 300 до 4000 а. За схемою С.С. Драгунова макромолекули гуматів лінійні, але коефіцієнти дифузії, віскозиметричні та електронномікроскопічні вимірювання свідчать про їхню сферичну форму та схильність до агрегування в ланцюжки. Склад та властивості гумінових кислот сприяє отриманню реагентів, що є інтенсивними пептизаторами твердої фази, особливо глинистої, ефективним знижувачем фільтрації та в'язкості, емульгатором та реагентом - регулятором рН. Однак область застосування гуматних реагентів обмежена мінералізацією та високими температурами, високим вмістом нерозчинних речовин у своєму складі та високою піноутворювальною здатністю.

Перераховані понизителі в'язкості мають велике значення головним чином для глинистих розчинів на прісній воді, так як при дії мінеральної та температурної агресії вони коагулюють через відсутність стабілізуючого ефекту.

Досвід застосування реагентів - знижувачів в'язкості показав, що деякі з реагентів, крім основних функцій, здатні виконувати й інші не менш важливі, а

в деяких випадках значно більше важливі функції: знижувати фільтрацію та товщину фільтраційної кірки, протидіяти впливу солей, зменшувати вплив води на розкритий свердловиною пласт, емульгувати вуглеводневу фазу у воді, стабілізувати властивості бурового розчину в умовах температурної агресії [28].

До широко застосовуваних реагентів - знижувачів в'язкості відносяться реагенти на основі природних високомолекулярних органічних сполук - лігносульфонатів.

Великий успіх хімічної обробки було досягнуто внаслідок застосування хром- та ферохромлігносульфонатних реагентів. Застосування окислено-заміщених лігносульфонатів забезпечили впровадження гіпсових розчинів, а надалі зарекомендували себе як ефективні знижувачі в'язкості, що покращують якість промивних розчинів у широкому діапазоні вибійних температур.

Зниження в'язкості глинистих бурових розчинів, на думку ряду дослідників, відбувається переважно завдяки адсорбції негативно заряджених міцел лігносульфонату на ребрах глинистих частинок.

Адсорбція лігносульфонатів на поверхні глинистих частинок зменшує набухання та розшарування глин, забезпечуючи тим самим стабілізацію ствола свердловини і отримання недиспергованого бурового шламу. за думці Браунінг і Перрікоуна, «багатошарова адсорбційна плівка лігносульфонатів навколо глинистих частинок утворює напівпроникну мембрану, яка уповільнює проникнення рідини самим зводить до мінімуму руйнування частинок глини при розбурюванні «м'яких диспергованих порід».

У прісних бурових розчинах, оброблених лігносульфонатами, переважає інгібуєчого ефекту і внаслідок цього спостерігається збільшення фільтрації. Паралельно посилюється та стабілізаційне розрідження. У солоних середовищах лігносульфонати є і фільтраторами. Це з висолюванням лігносульфонатов, які починають грати роль нової колоїдальної фази. Безглинисті сольові, концентровані розчини лігносульфонатів, мають велику в'язкість, тиксотропію і малу фільтрацію. З цим пов'язана популярність, яку набули свого часу так звані сульфат-сольові розчини.

Стійкість до мінералізації та температурної агресії, мабуть, пояснюється наявністю у складі лігносульфонатів олігомерних та полімерних сполук різної молекулярної маси від 1 000 до 20 000 а.о.м. і більшою кількістю різних за хімічною природою функціональних груп та особливістю макромолекулярної структури речовини.

Поверхнева активність лігносульфонатів є важливим фактором їхньої стабілізуючої дії. Поряд з цим вона має і негативний бік, зумовлюючи піноутворення.

Лігносульфонати виробляються в процесі сульфітного способу варіння деревини на целюлознопаперових комбінатах (ЦПК), в процесі якого забезпечується переведення природного лігніну у водорозчинний лігносульфонат з утворенням величезної кількості сульфітних лугів - відходів цього виробництва.

Сировина, з якої утворюється відпрацьований сульфітний луг, серйозно впливає властивості лігносульфонату. Наприклад, лігносульфонати з твердої (береза, осика) та м'якої (хвойні) деревини відрізняються за середньою молекулярною масою, внаслідок цього спостерігаються відмінності в ефективності впливу на буровий розчин та хромлігносульфонатів, отриманих з них.

Таким чином, якість реагентів на основі лігносульфонату, як найбільш затребуваних реагентів - знижувачів в'язкості, що володіють широким діапазоном застосування, безпосередньо залежить від способу отримання технічних лігносульфонатів і сировини, що використовується у виробництві. У зв'язку з цим необхідно детальніше розглянути способи отримання технічних лігносульфонатів і залежність компонентного та функціонального складу від використаної сировини.

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1 Сучасний буровий розчин виконує низку критичних функцій (винос шламу, охолодження долота, стабілізація стінок свердловини та запобігання

припливам) і має відповідати жорстким обмеженням (екологічність, відсутність корозії та збереження колекторських властивостей). Це зумовлює його еволюцію від простої рідини до багатокомпонентної, термо- та солестійкої дисперсної системи.

2 Бурові розчини на глинистій основі залишаються основними завдяки економічності та можливості застосування у складних умовах. Суттєві недоліки бурових розчинів – нестійкість до мінералізації та високих температур, що призводить до коагуляції та загущення – вимагають постійного введення хімічних реагентів (зокрема, лігносульфонатів) для регулювання реологічних та фільтраційних властивостей.

3 Реагенти-понижувачі в'язкості (таніни, фосфати, гумати, але, в першу чергу, лігносульфонати) є ключовими для регулювання реологічних властивостей глинистих розчинів. Їхня дія заснована на адсорбції на поверхні глинистих частинок, утворенні гідратних оболонок або напівпроникних мембран.

4 Лігносульфонатні реагенти (особливо модифіковані хром- та ферохромлігносульфонати) є найбільш затребуваними через їхню стійкість до агресивних середовищ та здатність виконувати комплексні функції (зниження фільтрації, інгібування). Якість та ефективність лігносульфонатів, які є побічними продуктами ЦПК, безпосередньо залежить від способу їх отримання та типу деревинної сировини, що вказує на необхідність контролю їхнього виробництва.

Мета роботи – є дослідження ефективності реагентів-понижників в'язкості у глинистих бурових розчинах, оцінка їх впливу на реологічні та фільтраційні властивості.

Основні завдання дослідження:

- Провести аналіз сучасного стану використання бурових розчинів та реагентів-понижників в'язкості.
- Дослідити фізико-хімічні механізми дії лігносульфонатних та комплексних реагентів у бурових розчинах.

- Визначити вплив складу та концентрації реагентів на реологічні та фільтраційні властивості глинистих бурових розчинів.
- Розробити та застосувати методику експериментальної оцінки ефективності реагентів ФХЛС та Desco.
- Провести порівняльний аналіз ефективності різних реагентів у прісних, слабомінералізованих та лужних бурових розчинах.

РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ЗАСТОСУВАННЯ РЕАГЕНТІВ- ПОНИЗНИКІВ В'ЯЗКОСТІ У БУРОВИХ РОЗЧИНАХ

2.1 Вплив складу та концентрації реагентів на реологічні параметри бурових розчинів

У Таблиці 2.1 представлені основні реагенти, використовувані для бурових розчинів відповідно до їх спеціальних функцій. Підкреслимо, що деякі з описаних компонентів не використовуються виключно для застосування в бурових розчинах. Наприклад, агент, який контролює втрати фільтрату розчину, має важливе значення при цементуванні. Навпаки, застосування долотний мастила має сенс лише для систем, у яких це долото використовується.

Таблиця 2.1 – Функції компонентів бурового розчину

1	Контроль в'язкості
2	Реагент, що впливає на щільність
3	Інгібітор корозії
4	Бактерицид
5	Інгібітор глин
6	Матеріал по боротьбі з поглинаннями
7	Лубрикант
8	Емульгатор
9	Піногасник

Реагенти, підвищують і знижуючі на щільність

На сьогоднішній день існує безліч обтяжувачів, у тому числі барит та

оксиди заліза. Використовуються вони, як неважко здогадатися, збільшення щільності бурового розчину. І навпаки, питому вагу розчину можна зменшити шляхом спінювання або додаванням порожнистих реагентів, наприклад, органічного скла.

Барит використовується як обтяжувач у бурових розчинах з 1920-х років. Він кращий за інші матеріали через його високу щільність, низькі виробничі витрати, низьку абразивність і простоту в обігу. Інші обтяжувачі також використовуються, але є набагато дорожчими і складнішими в експлуатації. Виробники бариту іноді змішують руди з різних джерел, щоб отримати необхідну середню щільність для відповідності специфікаціям Американського Нафтового Інституту (АНІ).

Деякі баритові руди містять лужнорозчинні карбонатні мінерали, такі як карбонат заліза (сидерит), карбонат свинцю (церусит) та карбонат цинку (смітсоніт), які можуть завдати шкоди буровому розчину. Барит може бути модифікований, щоб стати олеофільним. Для вилучення бариту з бурових розчинів було описано пряму флотацію без попереднього зневоднення та промивання бурових розчинів. Як збираючий і спінуючий реагент бариту використовують алкілфосфат.

Екологічні аспекти передбачають заміну бариту ільменітом. Однак використання ільменіту як обтяжливого матеріалу може призвести до серйозних проблем, пов'язаних з ерозією. Використання ільменіту з вузьким розподілом частинок за розмірами може зменшити ерозію до рівня, характерного для бариту.

Якщо в цих умовах буріння не потрібна висока міра обтяження бурових розчинів, логічно замінити обтяжувач на основі бариту і заліза карбонатом (CaCO_3). Крім того, що мармурова крихта дешевша за барит, карбонатний матеріал менш абразивний, що особливо важливо при розтині продуктивних пластів. Також карбонат кальцію легко розчинний у соляній кислоті. Основні недоліки карбонатних реагентів обумовлені великим фракційним складом та некарбонатними домішками.

Двоокис марганцю, Mn_3O_4 відносно недавно почала використовуватися як

обтяжуючий матеріал для бурових розчинів на водній основі. Mn_3O_4 має питому вагу $4,8 \text{ г/см}^3$ і використовується у бурових розчинах для буріння глибоких газових свердловин. Фільтраційна кірка, утворена цим розчином, також містить Mn_3O_4 .

Декілька статей, присвячених використанню тетроксиду марганцю сукупно з іншими реагентами у складах бурових розчинів, що свідчать про негативний вплив на продуктивність пласта. Проникність пласта зменшується, коли він взаємодіє з такими буровими розчинами. Було доведено, що необхідні спеціальні та дорогі методи інтенсифікації припливу. У той же час, існують дослідження, які свідчать про те, що склад бурового розчину, що містить тетраоксид марганцю, практично не зменшує проникність продуктивного пласта.

На відміну від $CaCO_3$ Mn_3O_4 є сильним окислювачем. У зв'язку з цим використання HCl не рекомендується для видалення фільтраційної кірки, освіченої даними реагентом. Різні органічні кислоти, хелатуючі агенти та ферменти були випробувані при температурах близьких до вибухонепридатних до $150 \text{ }^\circ\text{C}$.

Ці розчини особливо корисні у свердловинах, у яких досить важко інтенсифікувати приплив. Зворотна проникність у районі 90% досягається без необхідності обробки кислотою. Для досягнення цих рівнів продуктивності розчин повинен мати певні реологічні властивостями, щільністю, температурою і фільтруванням.

«У порівнянні з синтетичним розчином на основі лужних солей мурашиної кислоти, де зворотна проникність становить 66% від початкового обсягу матеріалу, що вводиться, проникність при використанні розчину з тетраоксидом становить 93% ».

Спочатку скляні мікросфери використовувалися у 1970-х роках задля унеможливлення катастрофічних поглинань бурового розчину на Уральських родовищах. Ця технологія також знайшла застосування в інших нафтовидобувних регіонах. Порожнисті скляні мікросфери зменшують щільність бурового розчину і можуть використовуватися для буріння пластів з низьким аномально пластовим тиском.

Лубриканти

Під час буріння бурильна колона піддається тертю стінки свердловини в результаті ексцентриситету. Як результат, може виникнути прихват інструменту. Коли такі ускладнення відбуваються, бурильна колона може бути піднята, опущена чи повернута. Основними факторами, що призводять до цієї проблеми, є:

- Скупчення вибуреною породи в кільцевому просторі свердловини.
- Утворення пухкої фільтраційної кірки або відсутність внаслідок занадто великих механічних швидкостей буріння.
- Несподівана зміна диференціального тиску у свердловині внаслідок розбурювання певної товщі порід.

Диференціальне прихоплення відбувається тоді, коли бурильна колона «прилипає» до фільтраційної кірки, сформованої на проникному пласті.

Різниця між гідростатичним тиском та тиском пласта може притиснути бурильну колона таким чином, що станеться прихват. Диференціальний прихват може бути запобігання, і застрягла бурильна колона буде звільнена, якщо використовувати розчин на вуглеводневий основі або водну композицію поверхнево-активних речовин. Така композиція зменшує тертя, просочує фільтраційну кірку бурового розчину, руйнуючи її і знижує диференціальний тиск. На жаль, багато таких композицій токсичні та їх застосування лімітовано в деяких нафтовидобувних регіонах.

Поляризований графіт – класичний лубрикант, що застосовується у бурових розчинах. Через проблеми з навколишнім середовищем було розроблено композиції твердих мастильних матеріалів з метою заміни дисульфиду молібдену. Ці композиції склалися з графіту, молібдату натрію та фосфату натрію. Пізніше такі склади почали називати поляризованим графітом. Поляризований графіт може використовуватися як змащувальна добавка для буріння різних гірських порід. На відміну від графіту, поляризований графіт є унікальним матеріалом, що володіє надзвичайно хорошою здатністю, що виносить, і протизносними властивостями.

Графіт складається з шаруватого вуглецю, а відсутність полярності перешкоджає утворенню графітового порошку та прилипання до металевих поверхонь. Поляризація графіту призводить до того, що матеріал починає мати адгезію по відношенню до металу і утворює мастильну плівку, яка може витримувати надзвичайно високі навантаження. Звичайний графіт має ламінарну гексагональну кристалічну решітку, а замкнуті кільця атомів вуглецю зазвичай не мають електричної полярності. Отже, графіт має гарну змащувальну здатність, яка полягає в тому, що його шари легко піддаються зсуву і знижують тертя.

Графіт можна обробляти лужними молібдатами чи вольфраматами, щоб зробити поверхню графіту поляризованою. На поверхні утворюються позитивні і негативні заряди, що чергуються. Оброблений графіт демонструє надзвичайно хорошу здатність, що виносить, і протизносні характеристики, дещо подібні з дисульфідом молібдену. Поляризований графіт має гарну адгезію частинок на металевих поверхнях і хорошими плівкоутворюючими властивостями.

Адгезійні властивості поляризованого графіту дозволяють йому прилипати до металевих поверхонь і утворювати плівку, яка є фізичним бар'єром між суміжними поверхнями. Поляризований графіт, на відміну від неполяризованого графіту, сприяє покращенню адгезії і таким чином, склад мастила може витримувати набагато важчі навантаження з меншим коефіцієнтом тертя.

Інгібітори набухання глинистих відкладень

Вкрай важливо підтримувати стабільність ствола свердловини во час буріння, особливо у чутливих до води сланцевих та глинистих відкладах. Породи у цих пластах поглинають рідку фазу бурового розчину. Це поглинання викликає набухання породи і може призвести до обвалення стовбура свердловини. Набухання глини та проблеми, які можуть виникнути в результаті даного процесу, були розглянуті.

Солі холіну є ефективними реагентами – інгібіторам набухання глинистих відкладень буріння «на депресії», тобто. коли пластовий тиск перевищує тиск,

створюваний розчином. Холін розглядається як сіль четвертинного амонію, що містить катіон N, N, N - триметилетаноламонію. Прикладом солі холінгалогеніду є холінхлорид.

Була описана кватернізація полімеру з диметиламіноетилметакрилату. До водного розчину мономеру диметиламіноетилметакрилату додають гідрохлорид натрію для доведення рН до 8 - 9. Потім знову додається деяка кількість води і гексадецилбромід як алкілюючого агента і додатково вводиться бензилметенилдиметиламонійбромід як емульгатор. Потім цю суміш нагрівають при перемішуванні до 60 С протягом 24 годин.

Асфальт є твердою фракцією з чорного бітуму, яка розм'якшується при нагріванні і знову твердне при охолодженні. Асфальт не є водорозчинним і важко диспергується або емульгується у воді. Сульфований асфальт може бути отриманий шляхом взаємодії асфальту із сірчаною кислотою та триоксидом сірки. При нейтралізації лужними гідроксидами, такими як NaOH або NH₃ утворюються сульфонатні солі. Лише обмежену частину сульфованого продукту можна екстрагувати гарячою водою. Однак, отримана таким чином водорозчинна фракція має вирішальне значення для якості даного реагенту.

Сульфований асфальт використовується переважно для бурових розчинів на водній основі, проте може бути використаний і в розчинах на вуглеводневій основі. Крім зменшення значень фільтрації та покращених властивостей фільтраційної кірки, сульфований асфальт також забезпечує гарну мастило долота і знижує шкоду, що завдається продуктивному пласту, що розбурюється. При використанні бурових розчинів із сульфованим асфальтом також покращується інгібування глинистих відкладень.

Механізм дії сульфованого асфальту як інгібітор набухання глини в буровому розчині пояснюється тим, що електронегативні сульфоновані макромолекули адсорбуються на позитивно заряджених гранях глинистих пластинок. Тим самим створюється бар'єр, що нейтралізує, який пригнічує поглинання глиною води. Крім того, оскільки сульфований асфальт частково ліпофільний і, отже, водовідштовхувальний приплив води в глину також

обмежується. Як згадувалося, розчинність у воді сульфированного асфальту має вирішальне значення його належного застосування. При введенні водорозчинного та аніонного полімерного реагенту частка нерозчинного асфальту може бути помітно зменшена. Особливо для цих цілей підходять лігносульфонати, а також фенольні, кетоніві, нафталінові, ацетоніві та амінопластифікуючі сульфовані смоли [12].

Понижувачі в'язкості

У сфері бурових рідин для промивання полімери переважно використовуються для контролю фільтрації та реологічних параметрів. Залежно від властивих полімеру властивостей, функціональних груп, молекулярної маси та щільності заряду полімер може діяти як флокулянт, диспергатор, дефлокулянт або реагент контролю фільтрації [13].

Застосування полімерів для досягнення бажаної функції значною мірою залежить від типу, електрохімічної активності та кількості твердої фази у буровому розчині.

Вибурена порода, що потрапляє в буровий розчин у процесі поглиблення свердловини, є найпоширенішою домішкою, уникнути впливу якої неможливо. У свою чергу, вона може класифікуватися на інертну та активну. Інертна тверда фаза не вступає у фізико-хімічну взаємодію з бентонітом системи, що є основним структуроутворювачем [14]. Активна вибурена порода, своєю чергою, у цю взаємодію вступає завдяки катіонно – обмінній ємності (КОЕ). Це означає, що компенсуючі катіони, адсорбовані на поверхні глинистої частинки, можуть бути заміщені на інші катіони. КУО виражається в міліеквівалентах на 100 г сухої глини (мекв / 100 г).

Колоїдна тверда фаза сильно впливає на реологічні та фільтраційні властивості бурового розчину. Коли колоїдна фракція досягає критичної концентрації, відбувається агрегація частинок та значно погіршуються властивості бурового розчину. Зокрема, зростають реологічні параметри, що у свою чергу призводить до зростання навантажень бурового розчину, що страгають, і можливого гідророзриву пласта. Коли сили, що притягають

частинки, перевищують сили відштовхування, відбувається агрегація твердої фази.

Глинисті активні частинки, що навмисно додаються в буровий розчин, а також вибурена порода, яка зустрічається в процесі поглиблення свердловини, постійно піддаються диспергації, поділу більш дрібні частинки з часом. Причини цього пов'язані з хімічною взаємодією, що відбувається у системі. Натрієвий монтморилоніт (бентоніт) природно гідратується та диспергується у прісній воді з формуванням суспензії та забезпечує можливість очищення стовбура свердловини завдяки своїм реологічним властивостям. Подальше подрібнення глинистих частинок спричиняє сукупне зростання питомий поверхні системи, здатний вступати во взаємодія з іншими частинками, і з водою. В результаті електричні взаємодії між частинками глини стають надмірними. Щоб нівелювати цей негативний ефект, застосовують як органічні, так і неорганічні дефлокулянти. Дефлокулянти є високо аніонними сполуками та адсорбуються на частинках активної твердої фази у бурових розчинах [25]. Адсорбований полімер нейтралізує позитивні заряди на агрегованих частинках, що призводить до взаємного відштовхування та дефлокуляції (рис. 2.1).

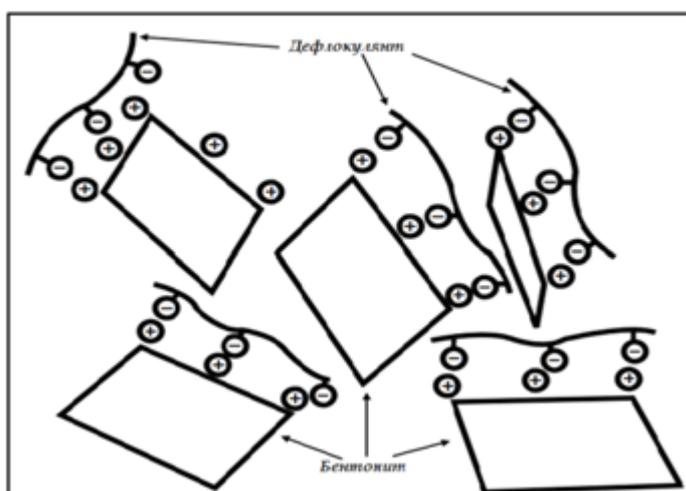


Рисунок 2.1 - Механізм дії дефлокулянта

Найкраще для таких цілей підходять полімери з короткою довжиною ланцюжка. Такі полімери створюють максимальну адсорбцію на поверхнях

частинок і усувають ефект флокуляції, який виникає коли один полімер одночасно адсорбується на декількох частинках. Для того, щоб ці дефлокулянти ефективно функціонували і не зазнавали термічного розкладання, потрібне високолужне середовище ($\text{pH} > 9,5$). Однак ці високі лужності насправді сприяють подальшому диспергуванню глинистих частинок. Розчинення часток бентоніту виникає також, якщо концентрація гідроксильних іонів стає надмірною ($\text{pH} > 11$). Ця дисперсія та можливе розчинення глини значно впливають на операції, що проводяться у бурінні. У той же час, згубні наслідки можуть виникнути в результаті взаємодії частинок колоїдної фази (< 2 мкм) з продуктивним пластом.

Лігносульфонати на основі хрому почали використовуватися як дефлокулянти в розчинах на водній основі більше 50 років тому в різних умовах буріння і в широкому температурному діапазоні. Використання хром - лігносульфонату в бурових розчинах було припинено в деяких районах через можливу шкоду для навколишнього середовища. Загальноприйнятим правилом для бурової промисловості є наступне: реагенти бурового розчину, що містять шестивалентний хром, токсичні для навколишнього середовища. Стоїть відзначити, що запропоновані в якості альтернативи лігносульфонати, що не містять хрому, у багатьох випадках виявилися не такими ефективними, як хром – лігносульфонати. Зокрема, розчини, оброблені такими лігносульфонатами, менш толерантні до високої концентрації вибуреної активної породи. Крім того, добавки, що не містять хрому, демонстрували низьку продуктивність при додаванні до розчинів на основі мінералізованої води та інших інгібованих бурових розчинів. Ці розчини також не демонстрували необхідних значень статичної напруги зсуву та виявилися чутливими до зміни рН. Було також розроблено модифікацію лігносульфонату на основі титану, проте широкого застосування у бурінні вона не знайшла.

Одним із основних критеріїв вибору відповідного дефлокулянту є його термостабільність. Висока температура – одне із семи забруднень бурового розчину [26]. Звичайно, не варто думати про високу температуру як про

забруднювач, ідентичний гіпс, цемент або солі, проте вона може вкрай негативно впливати як на фільтраційні, так і на реологічні властивості бурового розчину. Висока температура призводить до флокуляції частинок твердої фази, так само, як це робить сіль, але викликає це побічно шляхом деградації або десорбції реагентів-стабілізаторів реологічних властивостей. Однак, якщо сіль піддається обробці в процесі буріння, то до впливу високих температур можна тільки пристосуватися, підбравши відповідні термостійкі реагенти. Вплив збільшених вибієних температур став цілком очевидним вже дуже давно, в кінці 1930-х і початку 1940-х років, коли дефлокулянти поліфосфатного типу були стандартними розріджувачами глинистих суспензій, зокрема, кислий пірофосфат натрію. Фосфатні розріджувачі піддаються термічному розкладанню або поверненню в ортоформу в температурному діапазоні від 65,5 до 93,3 °C і, таким чином, стають неефективними для підтримки задовільних реологічних властивостей розчину, оскільки часто температура в стволі свердловини перевищує цей діапазон.

Танінові сполуки, в першу чергу екстракти квебрахо, стали популярними дефлокулянтами для бурових розчинів, що застосовуються для буріння більше високотемпературних свердловин в 1940-х роках. Ці "червоні бурові розчини", названі так через колір, що надається їм квебрахо, були більш стійкими як до температури, так і до механічним забрудненням, але їхній діапазон ефективності також був перевищений, як тільки збільшилися глибини буріння.

На початку і середині 1950-х років стали широко використовуватися бурові системи на основі вапна, до складу яких входили квебрахо, або лігносульфонат кальцію. Ці системи, однак, виявили нестабільність до впливу високих температур, що призводило до сильного гелеутворення або, так званого, стрибка в'язкості. Цей ефект можна описати як високотемпературне затвердіння вапняних бурових розчинів. Процес затвердіння є результатом реакції вапна та глини, каталізований високою температурою. В результаті реакції утворювався тоберморит - мінерал, який зазвичай зустрічається в портландцементі. Проблема різкого стрибка статичної напруги зсуву чи гелеутворення може зустрічатися у

вапняних системах, а й, наприклад, при розбурюванні цементного склянки звичайної глинистої суспензією.

Оброблений гіпсом і ферохром - лігносульфонатом буровий розчин широко використовувався наприкінці 1950-х років як альтернатива вапняним системам, схильним до гелеутворення. Хоча гіпсові системи показали найкращу термостабільність по порівнянні з вапняними розчинами, вони все ще були схильні проблемі «стрибка» в'язкості в високотемпературних свердловин.

З початку 1960-х років і по сьогодні основним буровим розчином для буріння високотемпературних свердловин є лігносульфонатна система. Її рецептура, очевидно, містить інші компоненти, такі як бентоніт, лігніти, регулятори рН тощо, проте ключовим компонентом підтримки реологічної стабільності є лігносульфонат. Основна відмінність цієї системи полягає в тому, що в якості дисперсійного середовища в ній виступає полівалентний розсіл. Існують численні модифікації лігносульфонату, але переважають ферохром і хром - лігносульфонати. Модифіковані лігносульфонати мають значно більшу температурну стабільність, ніж поліфосфати, і набагато ефективніше підтримують необхідні властивості розчину при підвищених температурах, ніж з'єднання таніну. Однак, незважаючи на ці переваги, вони не мають достатньої стабільності для безпроблемної роботи у більш високих температурних діапазонах.

У загальному випадку до високотемпературного дефлокулянту можуть бути висунуті наступні вимоги: 1. високотемпературний дефлокулянт повинен бути термічно стійким при температурах, що зустрічаються при буріння нафтових і газових свердловин, 2. ефективний як дефлокулянт у заданому температурному діапазоні, 3. економічно ефективний, 4 безпечний та екологічно прийнятний. Є експериментальні дані про те, що лігносульфонати не можуть залишатися значною мірою адсорбованими на частинках твердої фази в умовах високої температури. Наприклад, рівень флокуляції обробленого лігносульфонатом бурового розчину в умовах низьких швидкостей зсуву зростає при нагріванні до 160 °С [23]. При охолодженні лігносульфонат міг відтворити

початкові реологічні властивості бурового розчину, тому можна зробити висновок, що флокуляція була обумовлена термічною деградацією лігносульфонату. Ефект десорбції був ще більш докладно пояснений роботою, в якій відображено, що вищі концентрації лігносульфонату можуть призводити до достатньої адсорбції дефлокулянту навіть при 160 °С. Ці результати узгоджуються із загальним правилом у тому, що ступінь фізичної адсорбції зменшується зі збільшенням температури.

На практиці недоцільно вказувати конкретну вибієну температуру, за якої той чи інший дефлокулянт – розріджувач стає неефективними, так як температура ця залежить не тільки від конкретної модифікації лігносульфонату, але і від таких факторів, як щільність бурового розчину, концентрація твердої фази низької густини, тип твердої фази, а також вибурена порода та можливі домішки. В одному випадку лігносульфонатний розчин витримує температури до 232 °С, тоді як в іншому деградує вже при 121 °С. Було досліджено термічне розкладання кількох комерційних лігносульфонатів і виявлено, що при їх випробуванні втрата стабільності почалася при 165,6 °С і прогресувала безперервно доти, доки не було відзначено серйозне розкладання при 232 °С. Досвід показав, що при перевищенні 177 °С має місце збільшене споживання лігносульфонату і утруднення в підтримці необхідних властивостей розчину. Негативний ефект посилюється, якщо необхідна щільність бурового розчину перевищує 1797 кг/м³ і у випадку, коли вибурена порода містить молоді глинисті породи. У зв'язку з цим актуалізується добір специфічного дефлокулянту під конкретну систему бурового розчину.

Термічне старіння серйозно впливає на властивості обробленого дефлокулянтами бурового розчину. Воно має вирішальне значення для буріння геотермальних свердловин, в яких бентонітові суспензії зазнають гелеутворення, а природні немодифіковані полімери можуть втратити свою стійкість. Термічне старіння згущує зразки бурового розчину та створює більш високу напругу зсуву, що фактично призводить до вищих реологічних властивостей. Це можна пояснити тим, що підвищення температури сприяє розшаруванню частинок

бентоніту, збільшується площа питомої поверхні і, отже, зростає опір потоку. Слід мати на увазі, що розшарування частинок є процесом, в якому розмір частинок зменшується, а питома площа поверхні збільшується, відповідно при термічній дії зростає в тому числі і пластична в'язкість.

Сухі частинки дефлокулянту знаходяться в агрегованому стані. Коли частинки, наприклад, лігносульфонату, надходять у воду, окремі шари реагенту адсорбують її на своїх поверхнях, що призводить до збільшення відстані між шарами і, отже, набухання. Набухання відбувається в результаті двох різних процесів, а саме, внутрішньокристалічної та осмотичної гідратації. У разі внутрішньокристалічного набухання катіони, що врівноважують заряд, схильні гідратуватися при взаємодії з водою, тим самим змушуючи шари лігносульфонату розсуватися. У випадку осмотичного набухання процес гідратації пояснюється необмеженою адсорбцією води через неврівноважену концентрацію іонів порової води та поверхневого шару дефлокулянту [106]. У цьому "розширеному" стані вплив швидкості зсуву викликає розшарування частинок, тобто дисперсію. В результаті загальний обсяг частинок, кількість частинок і площа поверхні стають набагато більше, ніж у вихідних сухих частинок. З цієї причини збільшується пластична в'язкість, багато в чому через велику кількість присутніх частинок твердої фази в системі. У свою чергу, при низькій швидкості зсуву динамічна напруга зсуву, що є показником тяжіння негативно заряджених шарів глини та формування флокульованої структури, зростає через збільшення площі поверхні. Отже, статична напруга зсуву, необхідне для ініціювання потоку рідини, що знаходилася без руху протягом певного періоду часу, збільшується.

Варто зауважити, що утворення структури відбувається в результаті роботи двох механізмів: перший – це електростатичне тяжіння між негативно зарядженою поверхнею та позитивно зарядженим краєм частинки, а другий – фронтальна та крайова взаємодія при довготривалому електростатичному двошаровому відштовхуванні.

Зазначимо, що ці два механізми можуть працювати разом. Коли сухі

частинки бентоніту додаються до досліджуваного розчину, пластинки швидко гідратуються і набухають. Отже, розшарування частинок відбудеться після застосування зсувної напруги до системи. У цьому стані доданий дефлокулянт адсорбуватиметься на краях заряджених пластин монтморилоніту і нейтралізує їх позитивні заряди, пригнічуючи здатність шарів глини зв'язуватися разом.

2.2 Фізико-хімічні основи і технологічні способи одержання лігносульфонатних реагентів

В ході промислової делігніфікації деревини лігнін сульфується і переходить у варильний розчин у вигляді лігносульфонових солей.

Лігнін, на відміну від целюлози та інших полісахаридів, виділених з деревини, є сумішшю ароматичних полімерів спорідненої будови і не є індивідуальною речовиною.

Лігнін, що є полімером, складається з фенілпропанових структурних одиниць (мономерних складових ланок) - ФПЕ, що позначаються скорочено С6-С3, або одиниці С9.

Лігнін хвойних порід складається в основному з ФПЕ одного типу - гваяцилпропанових структурних одиниць (I), а до складу лігніну листяних порід, крім гваяцилпропанових одиниць, входять сирингілпропанові одиниці (II).

Гваяцилпропанові одиниці (G-одиниці) є похідними пірокатехіну, а сирингілпропанові одиниці (S-одиниці) - похідними пірогалолу. Крім гваяцилпропанових одиниць до складу хвойних та листяних лігнінів входять - п-гідроксифенілпропанові одиниці (III) (рис. 2.2).

Лігнін є органічним гетероцепним кисневмісним полімером, у якого поряд з вуглецево-кисневими (простим ефірними) зв'язками С-О-С присутні і вуглець-вуглецеві зв'язки С-С між мономерними ланками

.Лігнін є полярним полімером і виявляє поліелектролітні властивості завдяки наявності в структурних одиницях лігніну різних полярних груп: здатних до іонізації (кислих) фенольних гідроксилів та в невеликій кількості

карбокисильних групи, що сприяє значному розвитку водневих зв'язків (внутрішньо- та міжмолекулярних).

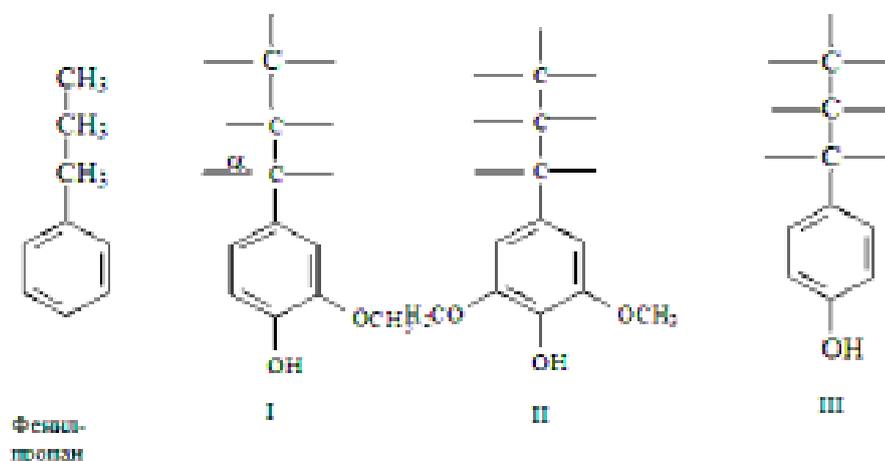


Рисунок 2.2 - Структурні одиниці лігніну та споріднені з ним низькомолекулярні ароматичні сполуки

Лігнін - аморфний полімер і через високий рівень розгалуженості макромолекули лігнінів мають глобулярну форму.

Як і будь-який полімер, лігнін в хімічному відношенні є дуже реакційним до реакцій функціональних груп (ароматичне кільце, гідроксильні та карбонільні групи), внутрішньомолекулярним перегрупуванням і до макромолекулярних реакцій. Особливо яскраво у лігніну проявляється характерна властивість полімерів - одночасне протікання реакцій кількох типів.

У хімічному відношенні лігносульфонати є складною сполукою похідних фенілпропану, з ефірними, ацетальними та вуглець-вуглецевими зв'язками, будучи таким чином модифікованим лігніном.

Якісний та кількісний склад лігносульфонатів, одержуваних при проведенні процесу делігніфікації деревини, залежить від протікання основних хімічних процесів при різних способах варіння, від властивостей компонентів деревини, з якими реагують варильні розчини, а також від складу варильних розчинів та умов варіння [11].

Відомі та застосовуються три основні способи сульфитної делігніфікації деревини: кисла сульфитна варіння при рН 1,5 - 3; бісульфитна при рН 4...5;

нейтрально-сульфітна варіння при рН 6-9.

Залежно від існуючої на підприємстві - виробника лігносульфонатів технологічної схеми варіння деревини та очищення сульфітних лугів знаходиться якість і компонентний склад вихідного сировини для виробництва лігносульфонатних реагентів для буріння свердловин та, зрештою, їх ефективність, термосолестійкість та можлива сфера використання.

Регулювання умов делігніфікації деревини при сульфітних варіннях дозволяє керувати макромолекулярною структурою лігніну, отримуючи низькомолекулярні лінійні, рідко пошиті сфероколоїди або тривимірні високомолекулярні глобули. Широкий можливий діапазон рН (від сильнокислого до лужного), температур і часу процесу делігніфікації створює можливість управління функціональним складом лігносульфонатів, забезпечуючи тим самим здатність технічних лігносульфонатів до подальших модифікацій шляхом поліконденсації, комплексоутворення, біохімічного очищення для отримання поліаніонних лігносульфонатів. буріння свердловин [26, 27].

При сульфітному варінні деревини в процесі сульфування близько 90% мас лігніну стає водорозчинним. При нейтрально-сульфітному варінні лише 20...30% мас лігніну стає розчинним навіть за тривалої варіння (до 20 год).

У кислому середовищі (при сульфітному варінні) сольволітична деструкція сітчастої структури лігніну здійснюється переважно в результаті розщеплення зв'язків бензилового ефіру у фенольних та нефенольних одиницях, а так само відбувається розщеплення хімічної зв'язку лігніну з вуглеводами. Усе це забезпечує достатню міру делігніфікації.

У нейтральному та лужному середовищах (при нейтрально-сульфітному варінні) сольволітична деструкція йде тільки у фенольних одиницях.

З реакціями сульфування та деструкції, конкурують реакції конденсації. Сульфітні методи варіння по посиленню реакцій конденсації можна розмістити в наступний ряд: нейтрально-сульфітна <бісульфітна <кисла сульфітна.

Ступінь конденсації залежить від способу варіння та складу сировини

(хвойна або листяна деревина) та характеризує нестабільний молекулярно-масовий розподіл фракцій лігносульфонатів. Підвищена дисперсність має місце у лігносульфонатів сульфїтних варок целюлози високого виходу з ялини. Майже повністю відсутня високомолекулярна фракція, незалежно від варіанта сульфїтних варок, у лігносульфонатів утворених з деревини листяних порід. Це особливо проявляється у нейтрально-сульфїтних лігносульфонатів. варок, перебувають головним чином з олігомерів з молекулярною масою від 800 а.е.м до 1700 а. від 4 до 8 фенілпропанових одиниць. В процесі варіння сульфїтної відбувається гідроліз геміцелюлоз з отриманням моносахаридів (манноза, ксилоза, арабінозу, галактози і т.д).

У процесі варіння одночасно з лігніном сульфуються та вуглеводи з утворенням міцних вуглеводсульфонових кислот, які зазвичай відносять до міцнозв'язаної сірки, тобто. до лігносульфонових кислот, оскільки розділити їх дуже важко. При нейтрально-сульфїтному варінні гідроліз полісахаридів протікає менш інтенсивно, внаслідок цього у відпрацьованому розчині присутні полісахариди геміцелюлоз у полімерній формі, а прості цукру практично не виявлені.

При вивченні відпрацьованого розчину, отриманого нейтрально-сульфїтним способом, виявлені молочна, гліконова та мурашина кислоти. Встановлено утворення вуглевод-сульфонових кислот.

Внаслідок невеликого вмісту омилених продуктів, геміцелюлоз та екстрактивних речовин, нейтрально-сульфїтний луг піниться слабо.

Відсутність у складі нейтрально-сульфїтного лігносульфонату фурфуролу та оксиметилфурфуролу є його позитивною особливістю.

На сьогоднішній день практично всі вироблені у світі лігносульфонатні реагенти для буріння отримують на основі сульфїтних лігносульфонатів, утворюються при варінні деревини хвойних порід [26]. Основні закордонні виробники лігносульфонатних реагентів в США, Норвегії, Фінляндії, Великобританії, Німеччини, Канаді, Франції донедавна виробляли різноманітні модифікації лігнополімерних розріджувачів (диспергаторів,

дефлокулянтів) бурових розчинів: хроматів, ферохромових та безхромових. Більшість виробників використовували лігносульфонатну сировину вищого ступеня очищення. Очищення лігносульфонатів відбувається в процесі звільнення сульфідних лугів від гексоз (глюкози, 30 маннози) з підвищенням частки лігносульфонатів до 70% мас, на другій стадії за рахунок видалення пентоз (ксилози, арабінози) і альдонових кислот відбувається подальше збільшення частки лігносульфонатів до 88% мас і більше [15, 25].

Процес отримання сульфідних лугів, до сьогодні, був переважним і відповідав усім необхідним вимогам: дешеві вихідні хімікати, досить високий вихід із деревини, можливість простого отримання з відходів цінних побічних продуктів при непорушенні вимог охорони навколишнього середовища.

Однак, нині нормативи на вміст забруднень у стічних водах та газових викидах посилюються, спостерігається зниження сировини для проведення сульфідного способу варіння, внаслідок цього целюлозно-паперові комбінати переходять на переробку низькосортної сировини нейтрально-сульфідним способом, що відповідає вимогам екологічної безпеки та сприяє отриманню технічних лігносульфонатів, що відрізняються зниженим вмістом основного компонента - лігносульфонату (не більше 49% мас, на відміну від сульфідного 60% мас), що складається переважно з низькомолекулярних фракцій (до 7 500 а.е.м в відмінність від сульфідного до 20 000 а.е.м), та наявністю у складі нерозчинних речовин, що не дозволяє отримати реагенти відповідної якості.

Зміни, що відбуваються, пов'язані з якістю та обсягами випуску лігносульфонату призвели до того, що ряд закордонних виробників (наприклад, «MI SWACO», Фінляндія) вважали нерентабельним подальший випуск модифікованих лігносульфонатів і згорнули виробництво.

2.3 Технологічні особливості отримання та використання лігносульфонатних і комплексних реагентів

Лігносульфонатні реагенти є одними з найпоширеніших та економічно вигідних понизників в'язкості, що застосовуються в бурових розчинах. Їх виробництво базується на переробці відходів целюлозно-паперової промисловості, що забезпечує доступність сировинної бази та відносно низьку вартість готового продукту. Технологія отримання та особливості застосування цих реагентів мають суттєвий вплив на їх ефективність у складі бурових систем.

Лігносульфонати утворюються як побічний продукт при сульфатній варці деревини в процесі виробництва целюлози. Під час варки лігнін, який є природним полімером і складає 20-30% маси деревини, розчиняється в сульфатному лузі з утворенням лігносульфонових кислот та їх солей. Технологічний процес виробництва лігносульфонатних реагентів для бурових розчинів включає кілька послідовних стадій, кожна з яких впливає на якість кінцевого продукту.

На першій стадії здійснюється збирання та концентрування сульфатного лугу (барди), який містить 10-14% сухих речовин. Луг відбирається після відділення целюлози і містить розчинений лігносульфонат, моно- та дисахариди, смолисті речовини та інші органічні сполуки. Концентрування проводиться методом багатоступеневого випарювання при температурі 80-120°C до досягнення вмісту сухих речовин 45-50%. Це дозволяє зменшити об'єм матеріалу та полегшити подальшу переробку.

На другій стадії здійснюється очищення концентрованого лугу від низькомолекулярних цукрів та смолистих домішок, які погіршують технологічні властивості реагенту. Найбільш поширеним методом є ультрафільтрація через мембрани з розміром пор 10-50 нм, що дозволяє відділити високомолекулярні фракції лігносульфонатів (молекулярна маса 10-100 тис. Да) від низькомолекулярних домішок. Альтернативним методом є осадження

лігносульфонатів солями кальцію або магнію з наступним відмиванням та розчиненням осаду.

Третя стадія включає модифікацію лігносульфонатів для покращення їх технологічних властивостей. Найбільш поширеними методами модифікації є:

- Окиснювальна модифікація - обробка киснем повітря або перекисом водню при температурі 70-90°C та рН 9-11, що призводить до часткового розкладання макромолекул та утворення карбоксильних груп, які підвищують розчинність та диспергуючу здатність;

- Сульфометилування - обробка формальдегідом та сульфідом натрію, що вводить додаткові сульфометильні групи (-CH₂-SO₃Na) і збільшує гідрофільність молекул;

- Фосфорилування - введення фосфатних груп обробкою поліфосфатами або фосфорною кислотою, що підвищує термостабільність та стійкість до солей кальцію;

- Комплексоутворення - обробка хромовими, залізними або алюмінієвими солями для створення металоорганічних комплексів з підвищеною стабільністю.

Четверта стадія - нейтралізація та стандартизація продукту. Лігносульфонатний розчин нейтралізується лугом (NaOH, KOH) або кислотою до заданого значення рН (зазвичай 9-11 для буронебезпечних реагентів). Потім проводиться коригування концентрації, в'язкості та інших параметрів для відповідності технічним умовам. Кінцевий продукт може випускатися у вигляді концентрованого розчину (40-50% сухих речовин) або сухого порошку, отриманого розпилювальним сушінням. Технологічна схема виробництва лігносульфонатних реагентів представлена на рисунку 2.3.

Якість лігносульфонатних реагентів суттєво залежить від типу вихідної деревини та умов сульфідної варки. Хвойні породи (сосна, ялина) дають лігносульфонати з більшою молекулярною масою (20-50 тис. Да) і вищою ефективністю як понизників в'язкості, тоді як листяні породи (береза, осика)

утворюють низькомолекулярні продукти (5-15 тис. Да) з меншою активністю.

Основні показники якості лігносульфонатних реагентів наведені в таблиці 2.1.

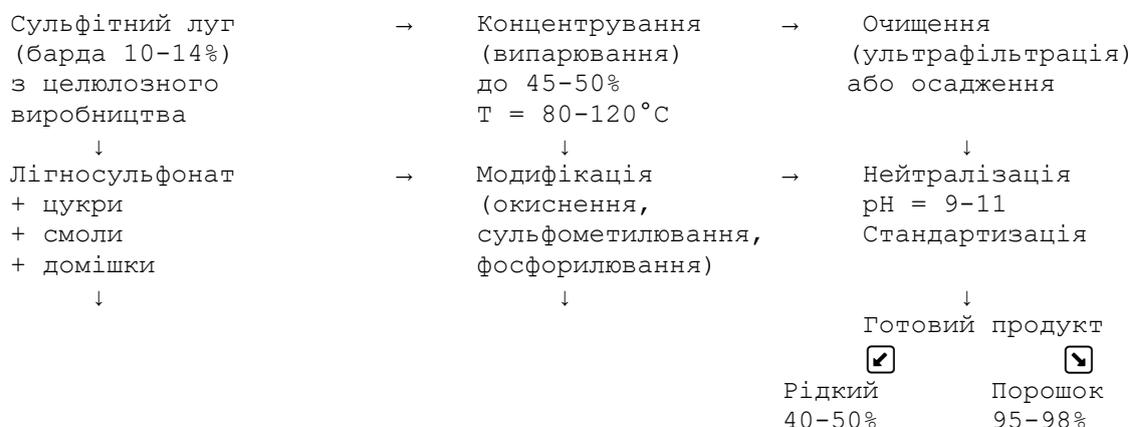


Рисунок 2.3 - Технологічна схема виробництва лігносульфонатів

Таблиця 2.2 - Основні показники якості лігносульфонатних реагентів

Показник	ФХЛС (феррохромлігносульфонат)	ССБ (сульфіт-спиртова барда)	Модифікований ЛСТ	Вимоги для бурових розчинів
Масова частка сухих речовин, %	40-50	45-55	40-45	Не менше 40
Масова частка редукуючих речовин, %	3-5	15-25	2-4	Не більше 10
рН розчину (1%)	9-11	3-5	9-10	8-11
В'язкість умовна (ВУ-25), с	20-30	15-25	25-40	-
Молекулярна маса, тис. Да	15-40	5-15	20-60	Не менше 15
Вміст сульфогруп, %	6-8	4-6	7-10	Не менше 5
Розчинність у воді	Повна	Повна	Повна	Повна
Термостабільність до температури, °С	120-140	80-100	150-180	Не менше 120

Феррохромлігносульфонат (ФХЛС) є найбільш поширеним модифікованим лігносульфонатним реагентом для бурових розчинів. Його виробництво включає додаткову стадію обробки технічного лігносульфонату розчином, що містить солі заліза (FeSO_4) і хрому ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ або $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) у співвідношенні $\text{Fe}:\text{Cr} = (3-5):1$ при температурі $90-110^\circ\text{C}$ та pH 3-4. В процесі обробки відбувається окислювально-відновна реакція з утворенням комплексних сполук заліза і хрому з лігносульфонатом, що підвищує термостабільність, солестійкість та ефективність реагенту як понизника в'язкості.

Сучасні тенденції розвитку бурових реагентів спрямовані на створення комплексних композицій, які поєднують функції понизників в'язкості, регуляторів фільтрації та інгібіторів набухання глин. Такі композиції забезпечують синергетичний ефект та дозволяють оптимізувати властивості бурових розчинів при менших витратах реагентів.

Типові склади комплексних реагентів включають:

1. Лігносульфонат + синтетичні полімери

Комбінація лігносульфонату (60-80%) з акриловими або акриламідними співполімерами (20-40%) забезпечує покращену термостабільність (до $180-200^\circ\text{C}$) та ефективність в мінералізованих середовищах. Синтетичні полімери мають більш регулярну структуру та вищу щільність функціональних груп, що компенсує недоліки природного лігносульфонату. Такі композиції виробляються методом змішування або співосадження компонентів.

2. Лігносульфонат + модифікований крохмаль

Поєднання лігносульфонату (50-70%) з карбоксиметилкрохмалем або фосфатним крохмалем (30-50%) дозволяє одночасно знижувати в'язкість та контролювати фільтрацію. Крохмаль утворює на стінках свердловини тонку непроникну плівку, тоді як лігносульфонат диспергує глинисті частинки в об'ємі розчину. Ця комбінація особливо ефективна для малоглинистих розчинів з високим вмістом твердої фази.

3. Лігносульфонат + поліфосфати

Додавання конденсованих фосфатів (5-15%) до лігносульфонату підвищує його стійкість до іонів кальцію і магнію, які спричиняють коагуляцію глинистих частинок і підвищення в'язкості. Поліфосфати зв'язують двовалентні катіони в розчинні комплекси, запобігаючи їх негативному впливу. Також поліфосфати посилюють дефлокуючу дію лігносульфонату завдяки власним поверхнево-активним властивостям.

4. Лігносульфонат + поверхнево-активні речовини (ПАР)

Введення аніонних (сульфонати, сульфати) або неіоногенних (етоксильовані спирти, алкілфеноли) ПАР у кількості 3-10% знижує поверхневий натяг розчину, покращує змашувальні властивості та сприяє кращому проникненню лігносульфонату в структуру глинистих агрегатів. Це підвищує ефективність диспергування та знижує необхідну концентрацію основного реагенту.

Порівняльні характеристики різних типів реагентів-понижників в'язкості наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Порівняльна характеристика реагентів-понижників в'язкості

Тип реагенту	Оптимальна концентрація, %	Ефективність зниження в'язкості, %	Термостабільність, °С	Солестійкість (NaCl), г/л
Технічний лігносульфонат (ССБ)	0,5-1,5	40-60	80-100	До 50
ФХЛС	0,3-1,0	60-75	120-140	До 100
Модифікований ЛСТ	0,2-0,8	70-85	150-180	До 150
ЛСТ + синтетичний полімер	0,2-0,6	75-90	180-200	До 200
ЛСТ + крохмаль	0,4-1,2	65-80	120-150	До 80
Синтетичні полімери (акрилові)	0,1-0,5	80-95	200-230	До 250

Дані таблиці 2.2 свідчать, що лігносульфонатні реагенти мають оптимальне співвідношення ефективності, вартості та екологічної безпеки. Хоча синтетичні полімери демонструють вищу ефективність та термостабільність, їх висока вартість (в 5-10 разів більша) і гірша біорозкладність обмежують широке застосування. Комплексні композиції на основі лігносульфонатів дозволяють досягти властивостей, близьких до синтетичних реагентів, при значно нижчих витратах.

Ефективність лігносульфонатів як понижників в'язкості обумовлена їх здатністю адсорбуватися на поверхні глинистих частинок та змінювати їх поверхневі властивості. Макромолекули лігносульфонату мають гідрофобне ядро (ароматичні кільця лігніну) і гідрофільні функціональні групи ($-\text{SO}_3^-$, $-\text{COO}^-$, $-\text{OH}$), що забезпечує амфіфільність та поверхнево-активні властивості.

При додаванні лігносульфонату до глинистого розчину відбуваються наступні процеси:

1. Адсорбція на глинистих частинках

Молекули лігносульфонату адсорбуються на краях та гранях глинистих пластинок переважно за рахунок електростатичної взаємодії між негативно зарядженими сульфогрупами та позитивно зарядженими центрами на краях пластинок (Al-OH_2^+ групи). Частково адсорбція відбувається через водневі зв'язки між гідроксильними групами лігносульфонату та поверхневими силанольними (Si-OH) або алюмінільними (Al-OH) групами глин.

2. Дефлокуляція агрегатів

Адсорбовані молекули лігносульфонату створюють на поверхні глинистих частинок шар з підвищеним негативним зарядом та стеричним бар'єром, що перешкоджає їх зближенню та агрегації. Електростатичне відштовхування між однойменно зарядженими частинками зростає, що призводить до руйнування флокул (дефлокуляції) та диспергування глини на окремі пластинки або малі агрегати.

3. Стабілізація дисперсії

Диспергована глина утворює стабільну колоїдну систему з меншою в'язкістю порівняно з флокульованою структурою. Тиксотропні властивості розчину зменшуються, оскільки руйнується просторова коагуляційна структура. При цьому зберігаються високі значення пластичної в'язкості та динамічного напруження зсуву, необхідні для винесення вибуреної породи.

Кінетика дефлокуляції залежить від концентрації лігносульфонату, температури, типу глини та мінералізації розчину. Графік залежності в'язкості бурового розчину від концентрації лігносульфонатного реагенту представлений на рисунку 2.4.

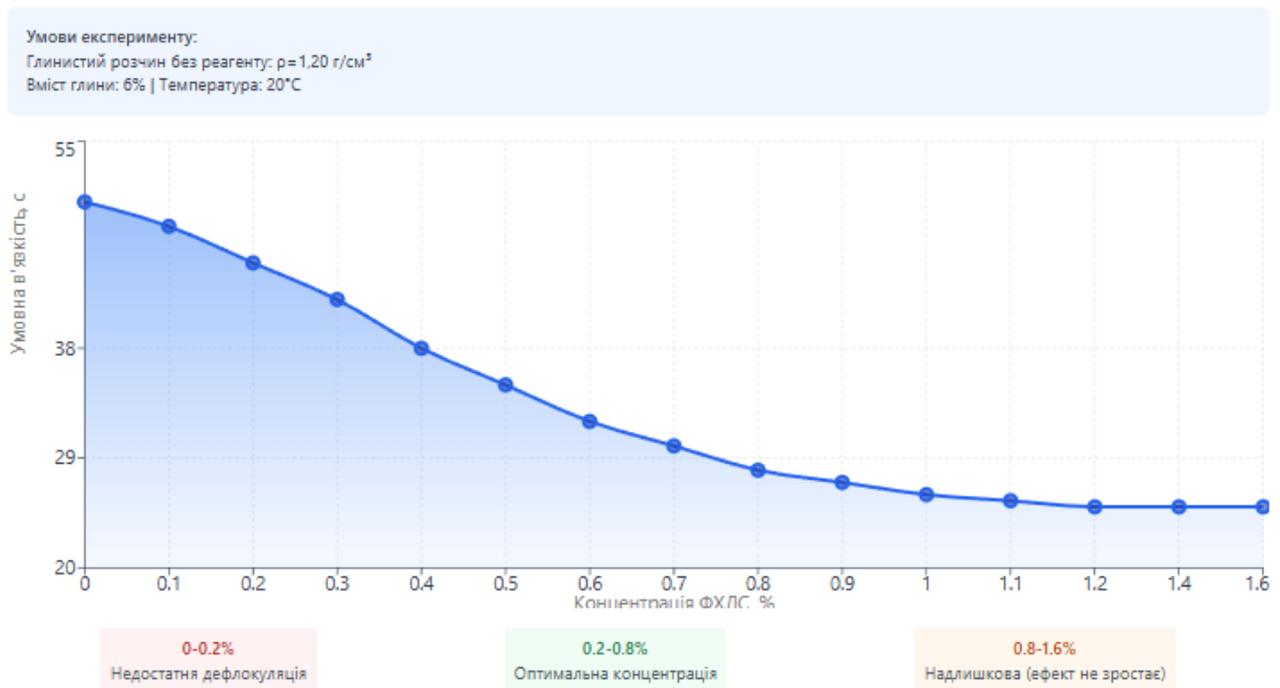


Рисунок 2.4 - Вплив концентрації ФХЛС на в'язкість бурового розчину

З графіка видно, що в'язкість різко знижується при концентрації реагенту 0,2-0,8%, після чого вихідна на плато. Подальше збільшення концентрації не дає значного ефекту, оскільки досягається повне насичення поверхні глинистих частинок. Оптимальна концентрація ФХЛС становить 0,6-1,0%, що забезпечує зниження в'язкості на 40-50% при мінімальних витратах реагенту.

Ефективність лігносульфонатних та комплексних реагентів суттєво залежить від технології їх введення в буровий розчин та умов експлуатації. Основні технологічні параметри, що впливають на дію реагентів, включають:

1. Спосіб введення реагенту

Лігносульфонатні реагенти можуть вводитися в розчин у вигляді концентрованого розчину (40-50%) або сухого порошку. Рідкі форми забезпечують швидше розчинення та рівномірніший розподіл, однак вимагають більших ємностей для зберігання. Порошкові форми зручніші для транспортування, але потребують попереднього розчинення у воді або повільного додавання в потік розчину при інтенсивному перемішуванні.

Найбільш ефективним є введення реагенту в систему циркуляції через дозувальний насос безперервним потоком з концентрацією, розрахованою на заданий об'єм розчину. При періодичному введенні великими порціями можливе локальне передозування, що спричиняє надмірну дефлокуляцію і втрату необхідних реологічних властивостей.

2. Послідовність введення компонентів

При приготуванні бурового розчину важлива послідовність додавання реагентів. Рекомендована технологія включає наступні стадії:

- Розведення бентоніту у воді з інтенсивним перемішуванням (15-20 хв)
- Витримка для гідратації глини (2-4 год)
- Введення обважнювача (при необхідності) з перемішуванням (10-15 хв)
- Додавання лігносульфонатного реагенту з перемішуванням (20-30 хв)
- Введення регуляторів фільтрації та інших добавок
- Коригування рН та щільності

Введення лігносульфонату до повної гідратації бентоніту може призвести до інкапсуляції частинок і зниження ступеня набухання глини, що негативно впливає на структуроутворення розчину. З іншого боку, надмірно тривала витримка збільшує енергетичні витрати на руйнування утворених флокул.

Термостабільність лігносульфонатних реагентів обмежена температурою 120-180°C залежно від ступеня модифікації. При вищих температурах

відбувається термоокислювальна деструкція макромолекул з утворенням низькомолекулярних фрагментів, які втрачають дефлокуючу здатність. Графік залежності в'язкості від температури для різних типів реагентів представлений на рисунку 2.3.

Дані рисунка 2.3 показують, що технічний лігносульфонат втрачає ефективність вже при 100-120°C, ФХЛС зберігає стабільність до 140°C, модифіковані форми - до 160-180°C, а композиції з синтетичними полімерами - до 200-220°C. Для глибоких свердловин з температурою на забої понад 140°C необхідно застосовувати термостабілізовані композиції.

4. Вплив мінералізації

Присутність електролітів, особливо солей кальцію і магнію, знижує ефективність лігносульфонатних реагентів внаслідок компресії дифузного шару іонів навколо глинистих частинок та можливого осадження кальцієвих солей лігносульфонату. Таблиця 2.3 ілюструє вплив типу та концентрації солей на необхідну дозу реагенту.

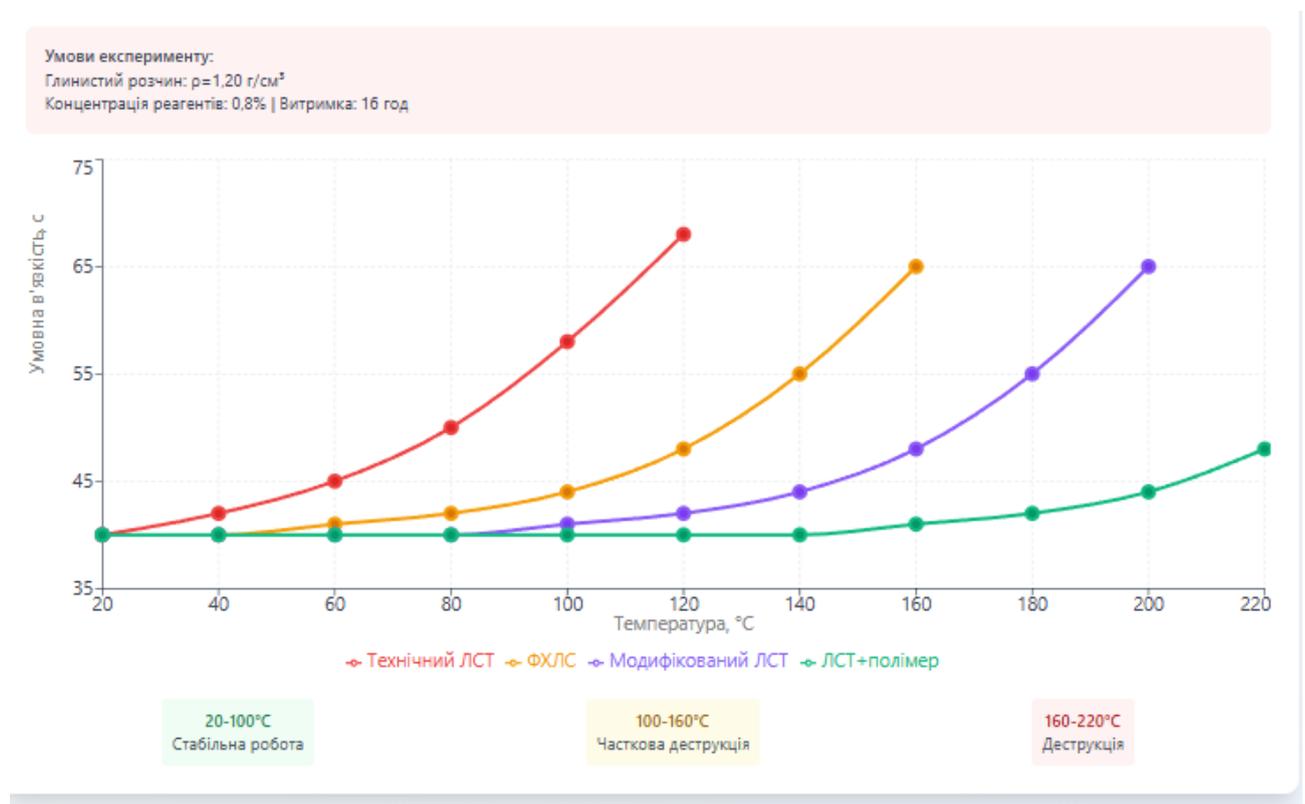


Рисунок 2.5 - Вплив температури на ефективність реагентів

Таблиця 2.3 - Вплив мінералізації на ефективність ФХЛС

Тип розчину	Концентрація солі, г/л	Необхідна концентрація ФХЛС для в'язкості 30 с, %	Відносне збільшення витрат
Прісна вода	0	0,6	1,0 (базова)
NaCl	30	0,8	1,3
NaCl	100	1,2	2,0
NaCl	200	1,8	3,0
CaCl ₂	10	1,0	1,7
CaCl ₂	30	1,6	2,7
CaCl ₂	50	2,5	4,2
Морська вода	35 (сумарно)	1,4	2,3

З таблиці видно, що солі кальцію мають набагато сильніший негативний вплив порівняно з хлоридом натрію при однакових концентраціях. Це пояснюється вищою валентністю та здатністю кальцію утворювати містки між негативно зарядженими групами лігносульфонату та поверхнею глини, що призводить до флокуляції. Для мінералізованих розчинів доцільно застосовувати модифіковані лігносульфонати з додаванням поліфосфатів або використовувати комплексні реагенти з підвищеною солестійкістю.

Лігносульфонатні реагенти загалом добре сумісні з більшістю компонентів бурових розчинів, однак є деякі обмеження:

- Несумісність з катіонними полімерами (поліаміни, катіонні крохмалі) - утворюються нерозчинні комплекси, що призводить до флокуляції;
- Обмежена сумісність з поліакриламидами - за високих концентрацій обох реагентів можлива взаємна нейтралізація ефектів;
- Погіршення дії у присутності надлишку вапна - Ca(OH)₂ підвищує рН понад 12, що спричиняє гідроліз лігносульфонату;
- Синергізм з фосфатами - поліфосфати посилюють дефлокуючу дію лігносульфонатів у мінералізованих розчинах.

2.4 Висновки до розділу 2

1 Реагенти бурових розчинів мають багатофункціональний характер і комплексно впливають на технологічні властивості системи. Окрім основної функції (збільшення щільності, зниження фільтрації чи покращення змащування), більшість реагентів виконують допоміжні ролі – наприклад, сульфований асфальт одночасно діє як лубрикант, інгібітор глини і знижувач фільтрації.

2 Термічний вплив залишається ключовим деструктивним фактором, який призводить до деградації більшості реагентів (поліфосфатів, танінів) і порушення реологічної стабільності розчинів. Модифіковані лігносульфонати демонструють найвищу термостійкість, проте навіть вони зберігають ефективність лише до ~ 140 °C, а їх використання часто обмежується токсичністю сполук хрому.

3 Лігносульфонати як понижувачі в'язкості характеризуються високою адсорбційною здатністю та ефектом дефлокуляції, однак їх ефективність суттєво залежить від типу сировини (хвойна деревина дає продукт із кращими параметрами) та технології виробництва. Зміна способу сульфитної делігніфікації (перехід до нейтрально-сульфітного процесу) знижує вміст цільового компонента з 60 % до 49 %, що впливає на якість кінцевих реагентів.

4 Комплексні композиції реагентів (лігносульфонати з полімерними добавками – крохмалем, поліфосфатами тощо) забезпечують синергетичний ефект, підвищують термо- та солестійкість бурових розчинів і демонструють найкраще співвідношення “ефективність–вартість” у складних геолого-технічних умовах.

РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕАГЕНТІВ-ПОНИЗНИКІВ В'ЯЗКОСТІ

3.1 Методика та обладнання для дослідження реологічних властивостей бурових розчинів

Устаткування для досліджень:

- ваги електронні;
- віскозиметр ВБР - 2;
- віскозиметр OFITE 800;
- верхньопривідна мішалка електронна Heidolph RZR 2051;

Порядок робіт:

1. При перемішуванні у швидкісній мішалці (10000 об/хв) до (1000 ± 1) см³ води протягом інтервалу 60 с додають $(0,5 \pm 0,01)$ г луґу, а також інші реагенти (глина, полімери, солі). Полімер повинен додаватися далеко від шпинделя крильчатки для мінімізації пилоутворення.

2. Після перемішування $(5,0 \pm 0,5)$ хв. виймають контейнер з мішалки і скоблі його боку лопаткою для видалення полімеру, що прилип до стінок контейнера. Необхідно переконатися в тому, що весь полімер, що прилип до лопатки, доданий в розчин.

3. Встановлюють контейнер у мішалці та продовжують операцію перемішування. Може виникнути необхідність видалення контейнера з мішалки та очищення його стінок від реагенту, що прилип до них, по завершенні других 5 хв і через 10 хв. Повний час перемішування має становити (20 ± 1) хв.

4. Витримують розчин протягом $(16 \pm 0,5)$ год. в герметизованому або закритому кришкою контейнері при кімнатній температурі або пристрої, що підтримує постійну температуру 20 - 25 °С.

5. Після витримування перемішують розчин в мішалці в перебіг $(5,0 \pm 0,1)$ хв.

6. Наливають розчин у чашку віскозиметра, що поставляється разом з

віскозиметром OFITE 800. Додають 2-3 краплі піногасника «Пента 465» (якщо є необхідність видалення піни) і перемішують лопаткою, розбиваючи піну на поверхні. Покази на шкалі віскозиметра повинні зчитуватися при швидкості обертання ротора 600 об/хв. до досягнення незмінного значення. Показання повинні зчитуватися при температурі випробуваного розчину, яка дорівнює $(25 \pm 3) ^\circ\text{C}$.

Віскозиметр ВБР – 2, зображений на рисунку 3.1, має наступні параметри: постійна віскозиметра (час закінчення 500 см^3 дистильованої води) при температурі $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ - 15 с. Абсолютна похибка постійної віскозиметра – ± 0.5 . Діаметр отвору трубки віскозиметра – 5 мм. Довжина трубки віскозиметра 100 мм. Місткість при температурі $20 ^\circ\text{C}$, лійки віскозиметра - 700 см^3 , кружки мірної - 500 см^3 .



Рисунок 3.1 - Вирва ВБР - 2

Методика визначення умовної в'язкості:

- тримаючи вирву у вертикальному положенні, закривають пальцем отвір зовні;
- наливають через сітку, в вирву перемішану пробу розчину до рівня сітки;
- прибирають палець від отвори і заміряють час закінчення 500 см^3 ;
- значення умовної в'язкості розраховують як середнеарифметическое з трьох послідовних вимірів, відмінність між якими має бути понад 2 секунд.

Після кожного використання віскозиметр промивають водою.

Калібрування воронки ВБР – 2 здійснюють за часом закінчення чистої прісної води (15 - 0,5) при 21 °С.

Ваги лабораторні для вимірювання маси предметів, матеріалів, сипких та рідких речовин (рис. 3.2).



Рисунок 3.2 - Електронні ваги Massa-K BK-600.1

Загальні характеристики:

- рідкокристалічний індикатор з підсвічуванням;
- робота від вбудованого акумулятора;
- підрахунок сумарною маси товару;
- відсоткове зважування;
- лічильний режим;
- інтерфейс RS-232 для зв'язку з PC;
- два виду калібрування: лінійна і стандартна гирями класу F2. Технічні

характеристики:

- НГЗ (найбільший межа зважування) - 600 р.;

- дискретність - 0,02 г;
- калібрування - зовнішня;
- розмір (діаметр) платформи - 120.

Восьмишвидкісний електронний віскозиметр Модель 800 сконструйований компанією OFI Testing Equipment, Inc, яка має винятковий правом на його виготовлення. Прилад широко використовується в усьому світі як у польових, так і в лабораторних умовах для точного визначення реологічних властивостей флюїдів.

Віскозиметр OFITE Модель 800 дозволяє визначати характеристики перебігу нафт і бурових розчинів в одиницях напруги зсуву, швидкості зсуву, а також часу та температури при атмосферному тиску. Швидкості легко змінюються за допомогою спеціального перемикача, а величини напруги зсуву відображаються на лімбі, підсвіченому і збільшеному для зручності зчитування свідчень. Додатково для нагрівання досліджуваного зразка може використовуватися нагрівач склянки.

Для збереження постійної швидкості зсуву в умовах перепаду напруги і потоку бурового розчину, що змінюється, частота обертання (RPM, об/хв) двигуна віскозиметра безперервно контролюється і автоматично налаштовується електронним імпульсним регулятором швидкості OFITE. Є можливість вибору вищої швидкості переміщення, причому за допомогою спеціального перемикача частоту обертання можна змінювати без зупинки двигуна. Прилад забезпечений електронним блоком управління механічним приводом, що надає інженерам по бурових розчинах дуже точний і універсальний інструмент (рис. 3.3).

Технічні характеристики:

1. Геометрія інструменту: коаксильний циліндр Куетта.
2. Точність утримування швидкості : 0,001 про/хв.
3. Швидкість обертання: 6 встановлених швидкостей (600, 300, 200, 100, 60, 30, 6, 3) про/хв.
4. Висновок даних: проста шкала.

5. Термостакан: нерж. сталь, 150 Ватт, максимальна рекомендована температура 88°C.
6. Електроживлення: 97-250 Вольт АС, 50/60 Гц.
7. Габаритні розміри (см) ДхВхШ: 56,0 x 36,0 x 25,4.
8. Вага нетто (кг): 12,5.



Рисунок 3.3 - Віскозиметр OFITE 800

Верхньопривідні мішалки призначені для перемішування, гомогенізації, приготування суспензій, впровадження газів та рециркуляції речовин з високою в'язкістю. Великий вибір насадок, що перемішують, дозволяє застосовувати мішалки для різних завдань у будь-якій лабораторії. На рисунку 3.4 показана мішалка, з закріпленням на ньому контейнером.

Технічні характеристики:

- Діапазон числа оборотів: 50 - 2000 про/хв
- Максимальні обсяг для перемішування: 40 л
- Розширена цифрова індикація числа оборотів і обертаючого моменту
- Діапазон в'язкості: до 10.000 мПа·с



Рисунок 3.4 - Верхньопривідна мішалка електронна Heidolph RZR 2051

1. Устаткування вимірювання:

- фільтр-прес OFITE низького тиску;
- секундомір;
- градуйований циліндр, місткістю, $(10,0 \pm 0,1) \text{ см}^3$.

2. Проведення випробування.

Осередок фільтр-преса беруть вгору дном (широким відкритим) кінцем вгору) та заповнюють її перемішаним буровим розчином, не доходячи до верхнього краю 0,25 дюйма (0,6 см). Потім накривають сухим паперовим фільтром та закривають кришкою; перевертають зібраний прилад вертикально та зміцнюють у тримачі. Поміщають чистий сухий градуйований циліндр під вихідний отвір і відкривають впускний клапан. Створюють в фільтраційної камері тиск 100 фунтів/дюйм² (0,7 МПа) та фільтрують протягом 30 хвилин. Через 30 хвилин скидають тиск, закривають впускний клапан і вимірюють обсяг зібраного фільтрату мл.



Рисунок 3.5 - Фільтр-прес настільний

Поглинання бурового розчину об'ємом 10-20 мл. за 30 хвилин у більшості випадків вважається допустимим. Настільний фільтр-прес сприяє вивченню фільтраційних характеристик бурових розчинів. Вивчення товщини, хімічного складу та консистенції кірки, що утворилася за певний період фільтраційного аналізу бурового розчину, завжди було першочерговим завданням дослідників бурових розчинів. Вищеперелічені фактори, безпосередньо залежать від типу та кількості твердих домішок та їх фізичних та хімічних взаємодій, на які, у свою чергу, впливають перепади тиску та температури.

Конструкція фільтр-преса низького тиску OFITE включає себе корпус осередку для бурового розчину, вузла створення тиску та основи з ситом та фільтрувальним папером. Розроблені для польового та лабораторного використання ці установки стали промисловим стандартом для фільтрування за умов низького тиску, низької температури.

3.2 Експериментальна оцінка впливу реагентів ФХЛС та Desco на реологічні параметри

У ході проведеної роботи було виконано ряд експериментів щодо вимірювання фільтрації, умовної та пластичної в'язкості, динамічної та статичної напруги зсуву для глинистих бурових розчинів різної рецептури. Результат вимірів можна спостерігати в таблицях нижче (табл. 3.1 – 3.4).

Таблиця 3.1 - Початкова бентонітова суспензія 7% ПБМБ

№	Тип / Умови	КВ	ПВ	ДНС	СНС 10сек/10хв	Ф, мл	600	300	200	100	60	30	6
1	Глинистий	26	6	13	16/22	6,7/13	25	19	16	13	12	11	10
2	Глинистий (термообробка 90°C, доба)	-	20	30	23/29	8/16	70	50	43	33	28	25	19
3	Глинистий + ФХЛС 0,1%	23	7	7	7/15	6,5/13	21	14	12	9	7	6	4
4	Глинистий + ФХЛС 0,1% (термообробка 90°C, доба)	-	13	22	20/28	8,2/16	48	35	30	23	21	18	15
5	Глинистий + Фехсо 0,1%	22	6	6	4/12	6,4/12,8	18	12	9	6	5	3	2
6	Глинистий + Фехсо 0,1% (термообробка 90°C, доба)	-	15	18	13/19	7/14	48	33	27	19	15	12	9

Таблиця 3.2 - Бентонітова суспензія 7% ПБМБ + 2% NaCl

№	Тип / Умови	КВ	ПВ	ДНС	СНС 10сек/10хв	Φ, мл	600	300	200	100	60	30	6
1	2% NaCl	26	5	21	15/18	8/16	31	26	23	21	19	17	15
2	2% NaCl (термообробка 90°C, доба)	-	7	23	19/26	8/16	37	30	28	24	22	20	19
3	2% NaCl + ФХЛС 0,1%	24	5	13	12/16	7,2/14,5	23	18	16	13	12	11	10
4	2% NaCl + ФХЛС 0,1% (термообробка 90°C, доба)	-	6	17	14/19	7,5/15	29	23	21	18	16	14	12
5	2% NaCl + Desco 0,1%	20	5	3	4/9	6,8/13,5	13	8	7	5	4	3	2
6	2% NaCl + Desco 0,1% (термообробка 90°C, доба)	-	8	12	10/14	7/14	28	20	17	14	12	10	8

Таблиця 3.3 - Бентонітова суспензія 7% ПБМБ + 2% CaCl₂

№	Тип / Умови	КВ	ПВ	ДНС	СНС 10сек/10хв	Φ, мл	600	300	200	100	60	30	6
1	2% CaCl ₂	17	3	3	3/5	38/74	9	6	5	4	3	2	2
2	2% CaCl ₂ (термообробка 90°C, доба)	-	3	1	2/3	50/99	7	4	3	2	2	1	1
3	2% CaCl ₂ + ФХЛС 0,1%	16	4	0	2/4	37/74	8	4	3	2	2	1	1
4	2% CaCl ₂ + ФХЛС 0,1% (термообробка 90°C, доба)	-	2	2	2/2	61/114	6	4	3	2	1	1	1
5	2% CaCl ₂ + Desco 0,1%	17	3	2	2/3	38/73	8	5	4	3	2	2	1
6	2% CaCl ₂ + Desco 0,1% (термообробка 90°C, доба)	-	3	1	2/2	45/90	7	4	3	2	2	1	1

Таблиця 3.4 - Бентонітова суспензія 7% ПБМБ + 2% СаО

№	Тип / Умови	КВ	ПВ	ДНС	СНС 10сек/10хв	Φ, мл	600	300	200	100	60	30	6
1	2% СаО	23	6	12	5/7	46/92	22	18	16	13	12	11	9
2	2% Са(ОН) ₂ (термообробка 90°С, доба)	-	6	17	8/15	30/45	29	23	21	18	16	14	12
3	2% СаО + ФХЛС 0,1%	18	5	2	3/5	50/99	11	7	5	4	3	2	2
4	2% СаО + ФХЛС 0,1% (термообробка 90°С, доба)	-	4	7	5/9	50/75	15	11	8	5	4	2	1
5	2% СаО + Desco 0,1%	19	4	5	4/6	48/96	13	9	7	5	4	3	3
6	2% СаО + Desco 0,1% (термообробка 90°С, доба)	-	3	8	6/10	50/75	14	11	8	5	3	2	1

Для наочності і чіткішого розуміння, за даними вимірів реологічних параметрів, вихідної бентонітової суспензії без і з додаванням понижувачів в'язкості були побудовані графіки представлені на рисунках 3.6 – 3.7.

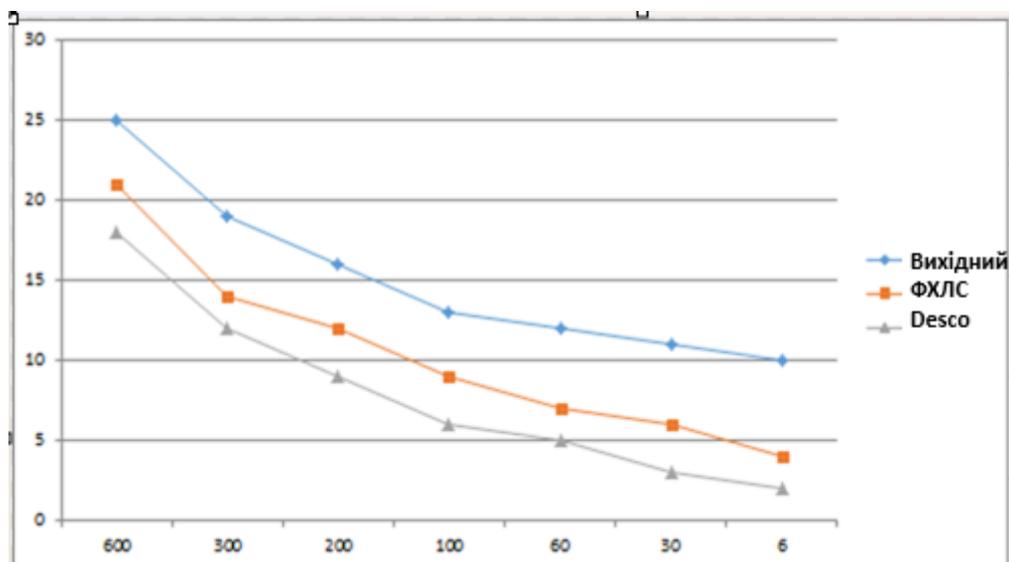


Рисунок 3.6 – Порівняння динаміки зміни показань віскозиметра OFFITE 800 в залежності від його числа оборотів до і після додавання знижувачів в'язкості до вихідної, 7% бентонітової суспензії.

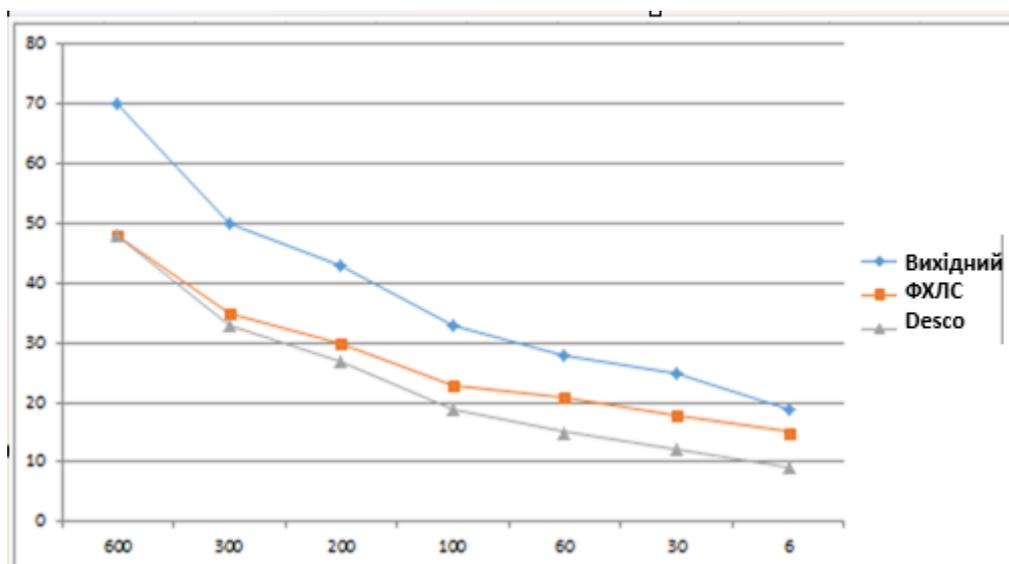


Рисунок 3.7 – Порівняння динаміки зміни показань віскозиметра OFFITE 800 в залежності від його числа оборотів, після проведеної термообробки

Результатом виконаної роботи є експериментально продемонстрована

ефективність застосування реагентів-понижників в'язкості, а саме: ФХЛС та Desco. Усі реологічні параметри продемонстрували тенденцію до зменшення після застосування вказаних вище реагентів. Винятком є фільтрація промивної рідини, виміряні значення якої не говорять про якийсь вплив додавання знижувачів в'язкості.

3.3 Аналіз отриманих результатів

Аналіз експериментальних даних, наведених у таблицях 3.1–3.4, показує, що введення реагентів-понижників в'язкості ФХЛС та Desco суттєво впливає на реологічні характеристики 7%-ї бентонітової суспензії ПБМБ.

Додавання реагентів зумовлює зниження умовної (КВ) та пластичної (ПВ) в'язкості, динамічної (ДНС) і статичної (СНС) напруг зсуву, що свідчить про ефективну дефлокуляцію глинистої структури.

У прісній системі (табл. 3.1) реагент Desco показав більшу ефективність порівняно з ФХЛС: ДНС знизилась із 13 до 6 Па (на 54%), тоді як ФХЛС зменшив її до 7 Па (на 46%). Зменшення в'язкості наочно видно на рисунку 3.6, де крива з Desco розташована нижче базової та кривої з ФХЛС.

Після термообробки при 90°C протягом доби (рис. 3.7) усі системи демонструють погіршення властивостей, проте реагенти зменшують масштаб змін. Згідно з таблицею 3.6, приріст ДНС у базової суспензії склав +17 Па, тоді як із ФХЛС – +15 Па, а з Desco – лише +12 Па. Це свідчить про кращу термостабільність Desco.

Під час дослідження натрієвої системи (2% NaCl, табл. 3.2) зафіксовано, що Desco знижує ДНС із 21 до 3 Па (на 86%), тоді як ФХЛС – лише до 13 Па (38%). Ефективність Desco в умовах підвищеної мінералізації підтверджують графічні залежності на рисунках 3.8–3.9, де спостерігається стабільне зниження показників у всьому діапазоні швидкостей.



Рисунок 3.8 - Порівняння динамічної напруги зсуву в різних системах



Рисунок 3.9 - Ефективність зниження ДНС (% від початкового значення)

У кальцієвій системі (2% CaCl₂, табл. 3.3) обидва реагенти показали обмежену ефективність через коагулюючу дію іонів кальцію. Фільтрація зросла до 38–74 мл, а реологічні параметри погіршились. Навіть із додаванням реагентів значного покращення не зафіксовано (рис. 3.10), що вказує на потребу комплексних кальцієстійких стабілізаторів.

При лужному середовищі (2% CaO, табл. 3.4) реагент ФХЛС продемонстрував вищу ефективність: зниження ДНС із 12 до 2 Па (83%), тоді як Desco – до 5 Па (58%). Після термообробки обидва реагенти зберегли подібну активність (рис. 3.11), що пояснюється впливом високого рН на стабілізацію частинок бентоніту.

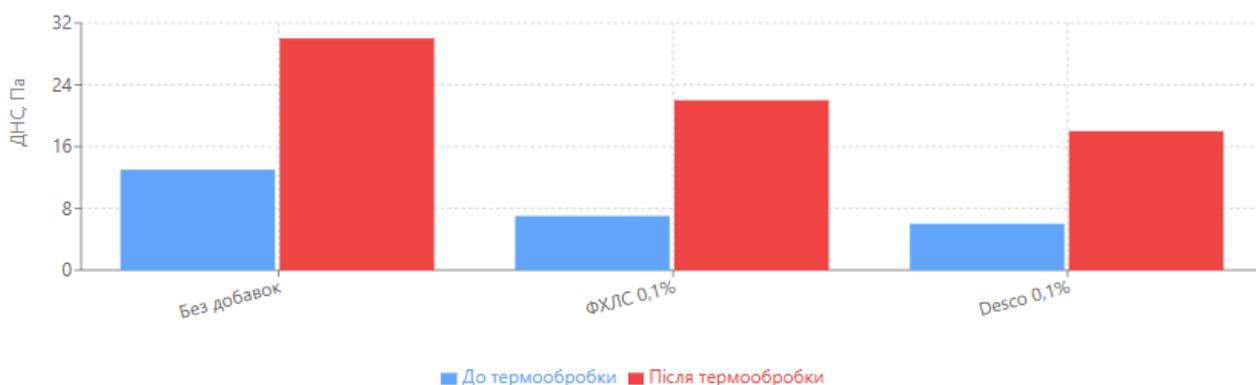


Рисунок 3.10 - Вплив термообробки на динамічну напругу зсуву



Рисунок 3.11 - Вплив реагентів на умовну в'язкість

Узагальнені результати (табл. 3.5–3.7) свідчать, що реагент Desco є більш універсальним для прісних та слабомінералізованих систем, а ФХЛС доцільно застосовувати в лужних умовах (рис. 3.12).

Як видно з таблиці 3.5, обидва реагенти-понижники демонструють суттєве зниження динамічної напруги зсуву в усіх досліджених системах. Найвищу ефективність показує Desco у прісних і натрієвих розчинах (зниження ДНС до 54–86 % відповідно), що свідчить про його здатність стабілізувати структуру суспензії навіть у присутності солей натрію. ФХЛС, у свою чергу, виявляє кращі результати у лужних системах (CaO), де зниження ДНС становить 83 %, що підтверджує його сумісність із високими значеннями рН.

Таблиця 3.6 характеризує термостабільність реагентів у прісній системі після 24 годин термообробки при 90 °С. Встановлено, що Desco забезпечує

найменший приріст динамічної напруги зсуву (+12 Па), тоді як для ФХЛС цей показник становить +15 Па, а для базового розчину – +17 Па. Це свідчить про підвищену стійкість структури Desco до термодеструкції і підтверджує його придатність для умов високотемпературного буріння.

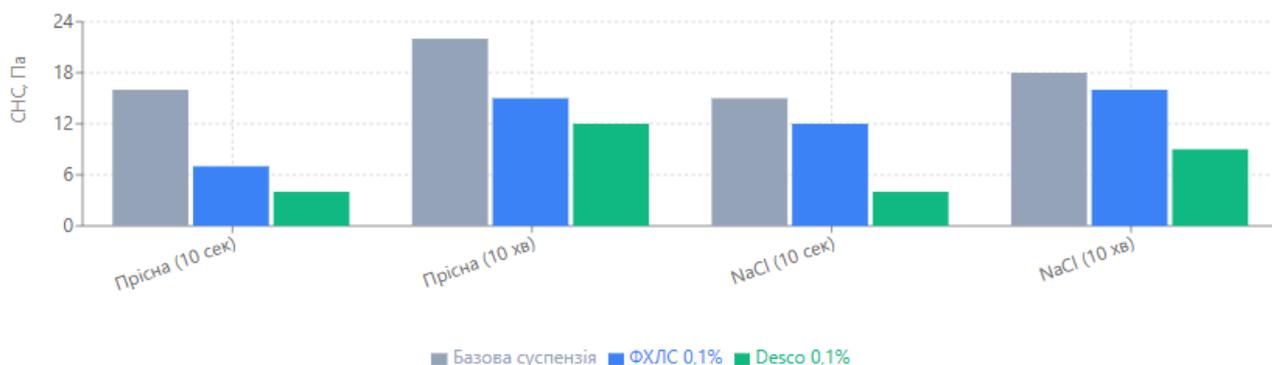


Рисунок 3.12 - Статична напруга зсуву (прісна та NaCl системи)

Таблиця 3.5 – Зведена таблиця ефективності реагентів-понижників в'язкості

Система	Базова ДНС, Па	ФХЛС ДНС, Па	Desco ДНС, Па	Зниження ФХЛС, %	Зниження Desco, %
Прісна	13	7	6	46%	54%
2% NaCl	21	13	3	38%	86%
2% CaCl ₂	3	0	2	100%	33%
2% CaO	12	2	5	83%	58%

Таблиця 3.6 – Термостабільність реагентів (прісна система, 90°C, доба)

Система	ДНС до т/о, Па	ДНС після т/о, Па	Приріст ДНС, Па	Оцінка
Без добавок	13	30	+17	Незадовільно
ФХЛС 0,1%	7	22	+15	Задовільно
Desco 0,1%	6	18	+12	Добре

У таблиці 3.7 узагальнено порівняльну оцінку ефективності реагентів за різними критеріями. У більшості досліджених середовищ (прісна, NaCl, термообробка) переможцем виявився Desco, тоді як ФХЛС переважає лише у лужних системах з CaO. Для кальцієвих розчинів (CaCl₂) обидва реагенти показали низьку ефективність, що вказує на необхідність застосування додаткових кальцієстійких модифікаторів.

Таблиця 3.7 – Порівняльна оцінка ефективності реагентів

Критерій	ФХЛС 0,1%	Desco 0,1%	Переможець
Прісна система (зниження ДНС)	46%	54%	Desco
Система 2% NaCl	38%	86%	Desco
Система 2% CaO	83%	58%	ФХЛС
Термостабільність (приріст ДНС)	+15 Па	+12 Па	Desco
Зниження СНС (10 хв, прісна)	32%	45%	Desco
Система 2% CaCl ₂	Обидва реагенти неефективні		-

3.4 Висновки до розділу 3

1 Проведення експериментальних досліджень із використанням віскозиметрів ВБР-2 та OFITE 800, фільтр-преса низького тиску, мішалки Heidolph RZR 2051 та електронних ваг забезпечило можливість отримання достовірних і відтворюваних результатів. Розроблена методика дозволила точно визначити основні реологічні та фільтраційні характеристики бурових розчинів.

2 Експериментальні результати показали, що введення реагентів-понижників в'язкості ФХЛС та Desco до глинистих бурових розчинів забезпечує істотне зниження динамічної та статичної напруг зсуву, а також умовної

в'язкості. Найвищу ефективність у прісних і слабомінералізованих системах продемонстрував реагент Desco, який зменшував ДНС на 54–86 %.

3 Умови термообробки при 90 °С виявили кращу термостабільність реагенту Desco, який забезпечив мінімальний приріст ДНС (+12 Па проти +15 Па у ФХЛС), що свідчить про збереження реологічних властивостей розчину при підвищених температурах.

4 Реагент ФХЛС проявив вищу ефективність у лужних середовищах (2 % СаО), знижуючи ДНС на 83 %, тоді як у кальцієвих системах (2 % СаСl₂) обидва реагенти показали низьку ефективність через коагулюючу дію іонів Са²⁺.

5 Узагальнюючи результати, можна зазначити, що Desco є більш універсальним реагентом для прісних і мінералізованих бурових систем, тоді як ФХЛС доцільно застосовувати у лужних розчинах або як компонент комбінованих композицій для стабілізації структури бурового розчину.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності та стабільності бурових розчинів в умовах підвищених температур та мінералізації шляхом комплексного дослідження та порівняння дії різних хімічних реагентів-понижувачів в'язкості.

1 Аналіз літератури та експериментальних даних засвідчує, що модифіковані реагенти (такі як ферохромлігносульфонат ФХЛС) та їх комбінації з полімерами мають вищу термостійкість (до $\sim 140^{\circ}\text{C}$) і забезпечують синергетичний ефект. Це робить їх найбільш ефективним рішенням для складних умов буріння, незважаючи на потенційні екологічні ризики.

2 Теоретичний огляд підкреслює, що ефективність лігносульфонатних реагентів безпосередньо залежить від технології їх отримання. Зміна способу виробництва може знизити вміст цільового компонента з 60% до 49%, що негативно впливає на якість кінцевого продукту та обумовлює необхідність суворого контролю на виробництві.

3 Експерименти демонструють, що сучасні реагенти (на кшталт Desco) здатні забезпечити стабільність бурового розчину, що не поступається, а часто й перевищує ефективність традиційних лігносульфонатів, при цьому усуваючи проблему токсичності, пов'язану з хромом. Це відкриває шлях до створення більш екологічних та технологічно передових бурових систем.

4 Експериментально доведено, що введення реагентів-понижувачів в'язкості (ФХЛС, Desco) у глинистий розчин істотно покращує його реологічні властивості. Зокрема, реагент Desco у прісних та слабкомінералізованих системах забезпечує найбільше зниження динамічного напруження зсуву (ДНС) – на 54–86%.

5 Дослідження підтвердили, що підвищення температури до 90°C погіршує властивості розчинів, але ступінь цього погіршення залежить від реагенту. Найкращу термостабільність серед досліджених показав Desco: після

термообробки приріст ДНС у розчинах з ним становив лише +12 Па, що на 20% менше, ніж у розчині з ФХЛС (+15 Па).

6 Ефективність реагентів суттєво залежить від мінералізації та типу іонів у розчині:

– Desco виявився більш універсальним для прісних та хлоридно-натрієвих систем.

– ФХЛС показав максимальну ефективність в лужному середовищі (2% СаО), знижуючи ДНС на 83%.

– В той же час, у присутності іонів кальцію (CaCl_2) ефективність обох реагентів різко падає через коагулюючу дію Ca^{2+} , що підтверджує висновок про руйнівний вплив мінералізації.

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

The work solves an important scientific and technical problem of improving the efficiency and stability of drilling fluids under conditions of elevated temperatures and mineralization through comprehensive research and comparison of the effects of various chemical viscosity reducers.

1 Analysis of literature and experimental data shows that modified reagents (such as ferrochrome lignosulfonate FCLS) and their combinations with polymers have higher thermal stability (up to $\sim 140^{\circ}\text{C}$) and provide a synergistic effect. This makes them the most effective solution for difficult drilling conditions, despite potential environmental risks.

2 The theoretical review emphasizes that the effectiveness of lignosulfonate reagents directly depends on the technology used to produce them. Changing the production method can reduce the content of the target component from 60% to 49%, which negatively affects the quality of the final product and necessitates strict control during production.

3 Experiments show that modern reagents (such as Desco) are capable of ensuring the stability of drilling fluid, which is not inferior to, and often exceeds, the effectiveness of traditional lignosulfonates, while eliminating the toxicity problem associated with chromium. This paves the way for the creation of more environmentally friendly and technologically advanced drilling systems.

4 Experiments have shown that adding viscosity-reducing reagents (PHLS, Desco) to clay slurry significantly improves its rheological properties. In particular, the Desco reagent in fresh and weakly mineralized systems provides the greatest reduction in dynamic shear stress (DSS) – by 54–86%.

5 Studies have confirmed that raising the temperature to 90°C deteriorates the properties of the solutions, but the degree of this deterioration depends on the reagent. Desco showed the best thermal stability among those studied: after heat treatment, the increase in DSS in solutions with it was only +12 Pa, which is 20% less than in a solution with FHLS (+15 Pa).

6 The effectiveness of reagents significantly depends on the mineralization and type of ions in the solution:

- Desco proved to be more versatile for fresh and chloride-sodium systems.
- FHLS showed maximum efficiency in an alkaline environment (2% CaO), reducing DNS by 83%.
- At the same time, in the presence of calcium ions (CaCl_2), the effectiveness of both reagents drops sharply due to the coagulating effect of Ca^{2+} , confirming the conclusion about the destructive effect of mineralization.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
2. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
3. Боровик М. В., Гордійчук М. В., Васильченко А. О., Матушек Р. Р. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 2(55). – С. 45–54.
4. Боровик М. В., Гордійчук М. В., Кобзар Ю. Б., Ліхван В. М. Термосолестійкі бурові розчини для буріння глибоких свердловин з АВПТ // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4(49). – С. 149–158.
5. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
6. Винников Ю.Л. Методологія науково-дослідних робіт: конспект лекцій для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Ступінь вищої освіти – магістр / Ю.Л. Винников. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2022 – 70 с.
7. Гошовський С.В. Промивальні рідини в бурінні [Текст] : навч. посібник / С.В. Гошовський, М.А. Дудля, І. І. Мартиненко . – К.: УкрНДГРІ , 2008. – 453 с.
8. Дем'яненко І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько–Донецької западини / І.І. Дем'яненко. – Чернігів: ЦНТЕІ, 2004. – 220 с.

9. Деякі аспекти впровадження сучасних технологій буріння глибоких нафтових і газових свердловин // Мінеральні ресурси України. – 2020. – №11 (35). – С. 23-29.

10. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні [Текст] : підруч. для студ. вищ. навч. закл. / М. А. Дудля ; Держ. вищ. навч. закл. "Нац. гірн. ун - т". - Вид. 3- те, допов. - Д. : НГУ, 2011. - 542 с

11. Загибайло , Г.Т. Промивка свердловин [Текст] / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик . – К.: Знання України, 2006. – 200 с.

12. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.

13. Мислюк , М.А. Буріння свердловин [Текст]: довідник / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич , Р.С. Яремійчук . – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2 . – 303 с.

14. Нестеренко М.Ю. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.

15. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурові промивальні рідини та тампонажні суміші: Підручник. – Полтава: ПолтНТУ, 2006. – 296 с.

16. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.

17. Промивальні рідини в бурінні: Підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

18. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик,

Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

19. Фем'як Я. М. Практичне використання кавітаційних процесів у бурінні свердловин. Монографія. Фем'як Я. М., Чудик І. І., Судаков А. К., Якимченко Я.Я., Федик О. М. – Дрогобич: «Посвіт». - 2021. - 232 с

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

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

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

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

24. Gabolde G., Nguyen J.P. Drilling Data Handbook. Editions Technip; 8th edition, 2006. 600 p.

25. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and Technology of Drilling Engineering. Springer; 1st edition, 2020. 789 p. 27. Lopez J.C., Lopez J.E., Javier F. Drilling and blasting of rocks. CRC Press Taylor & Francis, 2017. 408 p.

26. Jeffery W.H. Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling, and a Hand Book of Useful Information for the Well Driller. Palala Press, 2018. 538 p. 32.

27. Mitchell R.F., Miska S.Z. Fundamentals of Drilling Engineering (Spe Textbook Series). Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.

28. Ochrona środowiska w aspekcie źródeł energii [Text] / N. Dudła, W. Gorecki, G. Piwniak i inni. – Kraków: Wyd. Tow. Geosynoptyków GEOS, 1996. – 261 s.