

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

Завідувач кафедри буріння та

Харченко М.О.

Винников Ю.Л.

« 20 » _____ 2026 року

« 20 » 01 _____ 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Дослідження та підвищення ефективності систем очищення бурових розчинів у процесі будівництва свердловин

Пояснювальна записка

Керівник

д.з.н., професор

кафедри буріння та геології

Нестеровський В.А.

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., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

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

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.08.2026

Полтава, 2026

Виконавець роботи

студент група 2-мНБ

Бадюл Тетяна Олександрівна

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.

« 07 » 09 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Бадюл Тетяна Олександрівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження та підвищення ефективності систем очищення бурових розчинів у процесі будівництва свердловин

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 07 » 09 2025 року № 015-р.с

3. Строк подання студентом роботи 21.01.2026

4. Вихідні дані до роботи

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

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

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

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

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

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

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К. Г. М., доц.	Майборода А. А.	
2	К. Г. М., доц.	Майборода О. В.	
3	К. Г. М., доц.	Майборода О. В.	

8. Дата видачі завдання 3.09.2015

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

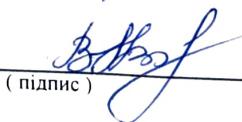
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2015 02.11.2015
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2015 16.11.2015
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2015 28.12.2015
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2015 05.01.2016
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2016 12.01.2016
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2016 15.01.2016
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2016 23.01.2016

Студент


(підпис)


(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)


(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	2
ANOTATION	3
ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ.....	4
ВСТУП.....	5
INTRODUCTION.....	7
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	9
1.1 Класифікація та властивості бурових розчинів	9
1.2 Значення та принципи очищення	14
1.3 Основні методи та обладнання для очищення	20
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	25
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СИСТЕМ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ	27
2.1 Аналіз сучасних технічних рішень очищення бурового розчину.....	27
2.2 Технічні характеристики та ефективність роботи обладнання	31
2.3 Висновки до розділу 2	42
РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ОЧИЩЕННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ.....	44
3.1 Методика оцінювання ефективності очищення бурового розчину	44
3.2 Порівняльний аналіз роботи систем очищення бурового розчину.....	48
3.3 Аналіз результатів та рекомендації щодо оптимізації систем очищення	58
3.4 Висновки до розділу 3	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	69
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	73

АНОТАЦІЯ

Бадюл Т.О. Дослідження та підвищення ефективності систем очищення бурових розчинів у процесі будівництва свердловин. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено аналізу та підвищенню ефективності систем механічного очищення бурових розчинів, що є одним із ключових чинників забезпечення стабільності буріння, мінімізації аварійних ризиків та зниження технологічних витрат.

У першому розділі проведено огляд класифікації бурових розчинів, їх фазового складу та основних реологічних властивостей. Розглянуто принципи очищення, значення контролю твердої фази та характеристики основного обладнання – вібросит, гідроциклонів, центрифуг. Сформульовано мету та задачі дослідження.

Другий розділ містить аналіз сучасних технічних рішень та обладнання для очищення бурових розчинів. Наведено порівняльні характеристики шейкерних систем, піско- та муловідділювачів, центрифуг, а також комбінованих модульних установок.

У третьому розділі виконано методичну оцінку ефективності очищення, здійснено порівняльний аналіз роботи вітчизняних та імпорتنих систем на прикладі умов Шебелинського родовища. Встановлено відмінності у якості очищення, надійності, впливі на параметри бурового розчину та тривалість буріння. Розроблено практичні рекомендації щодо підвищення ефективності, включаючи модернізацію обладнання, автоматизацію процесів і впровадження систем моніторингу.

Ключові слова: свердловина, буріння, буровий розчин, тверда фаза, механічне очищення, вібросито, гідроциклон, центрифуга, ефективність очищення.

ANOTATION

Badiul T.O. Research and Improvement of the Efficiency of Drilling Fluid Solids Control Systems in Well Construction. Master's Qualification Thesis, specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies". – Poltava; National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic". – 2026.

The master's thesis is devoted to the analysis and improvement of the efficiency of mechanical solids control systems for drilling fluids, which are among the key factors ensuring drilling stability, minimizing operational risks, and reducing technological costs.

The first chapter provides an overview of the classification of drilling fluids, their phase composition, and main rheological properties. It examines the principles of solids control, the importance of maintaining optimal solids content, and the characteristics of essential equipment such as shale shakers, hydrocyclones, and centrifuges. The aim and objectives of the study are formulated.

The second chapter presents an analysis of modern technical solutions and equipment for drilling fluid treatment. Comparative characteristics of shaker systems, desanders, desilters, centrifuges, and integrated modular units are provided.

The third chapter includes a methodological assessment of solids control efficiency and a comparative analysis of domestic and imported systems using the conditions of the Shebelinske field as a case study. Differences in cleaning quality, reliability, influence on drilling fluid parameters, and drilling time are identified. Practical recommendations for improving efficiency are proposed, including equipment modernization, process automation, and implementation of monitoring systems.

Keywords: well, drilling, drilling fluid, solids content, mechanical cleaning, shale shaker, hydrocyclone, centrifuge, cleaning efficiency, solids control systems.

ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

БПЗ – бурова промивна рідина (буровий розчин).

БР – буровий розчин.

ВС – вібросито.

ГЦ – гідроциклон.

ЗШ – запасні частини, інструмент та приладдя.

КНБК – компоновка низу бурильної колони.

NaCl – хлорид натрію (кухонна сіль).

KCl – хлорид калію.

СДУ – ситогідроциклонна установка.

API – American Petroleum Institute (Американський нафтовий інститут) – міжнародна організація, що розробляє стандарти для нафтогазової промисловості.

ВСТУП

Актуальність теми. В даний час бурові компанії мають проблеми, пов'язані з неякісним очищенням бурового розчину. Надійшла до бурової розчин вибурена гірська порода надає негативне впливає на його технологічні властивості, що призводить до значного підвищення вартості свердловини.

У зв'язку з цим актуально використовувати якісне сучасне обладнання для очищення бурового розчину від вибуреної гірської породи. Це зумовлено тим, що недостатньо очищений буровий розчин може призвести до збільшення циклу будівництва свердловини, цьому сприяють зменшення швидкості проходки, сальники на КНБК, зношування бурового обладнання та інструменту та інші супутні ускладнення.

На даний момент нафтогазовий ринок насичений усіляким обладнанням від різних виробників із приблизно однаковою ціною категорією та заявленими технічними характеристиками через що вибрати найбільш продуктивне без ретельного аналізу роботи цією техніки в практичних умовах видається вельми скрутним.

Мета роботи – є проведення аналітичного огляду вітчизняного та зарубіжного обладнання у процесі будівництва свердловин для визначення найбільш ефективного, а також рекомендації до проведення можливих модернізацій.

Основні завдання дослідження:

- 1 Проаналізувати класифікацію та властивості бурових розчинів, що визначають ефективність їх очищення.
- 2 Дослідити сучасні методи та обладнання для механічного очищення бурових розчинів, визначити їх технічні характеристики та продуктивність.
- 3 Оцінити ефективність роботи вітчизняних та закордонних систем очищення на різних етапах буріння.
- 4 Розробити рекомендації щодо оптимізації систем очищення, включаючи модернізацію обладнання та автоматизацію режимів роботи.

Об'єкт дослідження – процес очищення бурового розчину шляхом модернізації та оптимізації роботи обладнання.

Предмет дослідження – системи механічного очищення бурового розчину, що застосовуються на свердловинах нафтових і газових родовищ.

Наукова новизна роботи – удосконалено технічні та експлуатаційні заходи, які дозволяють підвищити ефективність вітчизняних систем очищення бурового розчину до рівня імпортного обладнання.

Практичне значення роботи – отримані результати та запропоновані заходи оптимізації дозволяють знизити витрати на буровий розчин, підвищити продуктивність буріння та зменшити знос бурильного та насосного обладнання.

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 76 сторінках, у тому числі 73 сторінках основного тексту, 26 рисунків, 14 таблиць, 39 використаних джерела.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. At present, drilling companies face problems related to the poor quality of drilling fluid cleaning. The drilling fluid contaminated with cuttings negatively affects its technological properties, which leads to a significant increase in well construction costs.

In this regard, it is relevant to use high-quality modern equipment for cleaning drilling fluid from drilled rock. This is due to the fact that insufficiently cleaned drilling fluid can result in prolonged well construction cycles, reduced penetration rates, packer failures on BHA, wear of drilling equipment and tools, and other associated complications.

Currently, the oil and gas market is saturated with equipment from various manufacturers, with approximately the same price range and claimed technical characteristics, which makes it rather difficult to select the most efficient option without a thorough analysis of its performance under practical conditions.

The aim of the work is to conduct an analytical review of domestic and foreign equipment used in well construction to determine the most effective solutions and to provide recommendations for possible upgrades.

Main research tasks:

1. To analyze the classification and properties of drilling fluids that determine the efficiency of their cleaning.
2. To investigate modern methods and equipment for mechanical cleaning of drilling fluids and determine their technical characteristics and performance.
3. To evaluate the efficiency of domestic and foreign cleaning systems at different stages of drilling.
4. To develop recommendations for optimizing cleaning systems, including equipment modernization and automation of operating modes.

Object of research: The process of improving the efficiency of drilling fluid cleaning through modernization and optimization of equipment operation.

Subject of research: Mechanical drilling fluid cleaning systems used on oil and gas wells.

Scientific novelty of the work: Specific technical and operational measures have been justified that allow increasing the efficiency of domestic drilling fluid cleaning systems to the level of imported equipment.

Practical significance of the work: The obtained results and proposed optimization measures allow reducing drilling fluid costs, increasing drilling productivity, and minimizing wear of drilling and pumping equipment.

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

Structure and volume of the work: The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The work comprises 76 pages, including 73 pages of main text, 26 figures, 14 tables, and 39 references.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Класифікація та властивості бурових розчинів

В Україні її початкова класифікація бурових промивних рідин ґрунтувалася на їх призначенні і використовувалася при проведенні геологорозвідувальних робіт. Вони поділялися на БПЗ для нормальних геологічних умов буріння (вода, деякі водні розчини, нормальні глинисті розчини) і для ускладнених геологічних умов буріння [1].

Існує класифікація за основним ефектом, досягнутим хімічною обробкою: солестійкі розчини; термостійкі розчини; термосолестійкі розчини; інгібуючі розчини.

Класифікація БПЗ за способом приготування поділяє їх на природно-напрацьовані та штучно-приготовлені.

До жаль, в справжнє час ні єдиною загально визнаною і науково-обґрунтованою класифікацією. У вітчизняній практиці заслуговує на увагу класифікація за Паусом, в основі якої лежать такі фактори: склад порід, що розбурюються; проникність; наявність солей; температура вибою; стійкість стінки свердловин; пластовий тиск. За цією класифікацією все БПЗ поділяються на кілька класів в кожен із яких входять групи полегшених розчинів щільністю до 1250 кг/м^3 ; нормальних щільністю $1250\text{-}1450 \text{ кг/м}^3$; обтяжених понад 1450 кг/м^3 або група розчинів визначається видом інгібітору [1].

Загалом у вітчизняній буровій практиці БПЗ класифікують за призначенням та складом дисперсійного середовища та дисперсної фази на три великі групи: розчини на водній основі, розчини на нафтовій основі; газоподібні розчини Ці групи у свою чергу поділяються на підгрупи. Їхня класифікація представлена на рисунках 1.1 - 1.3.

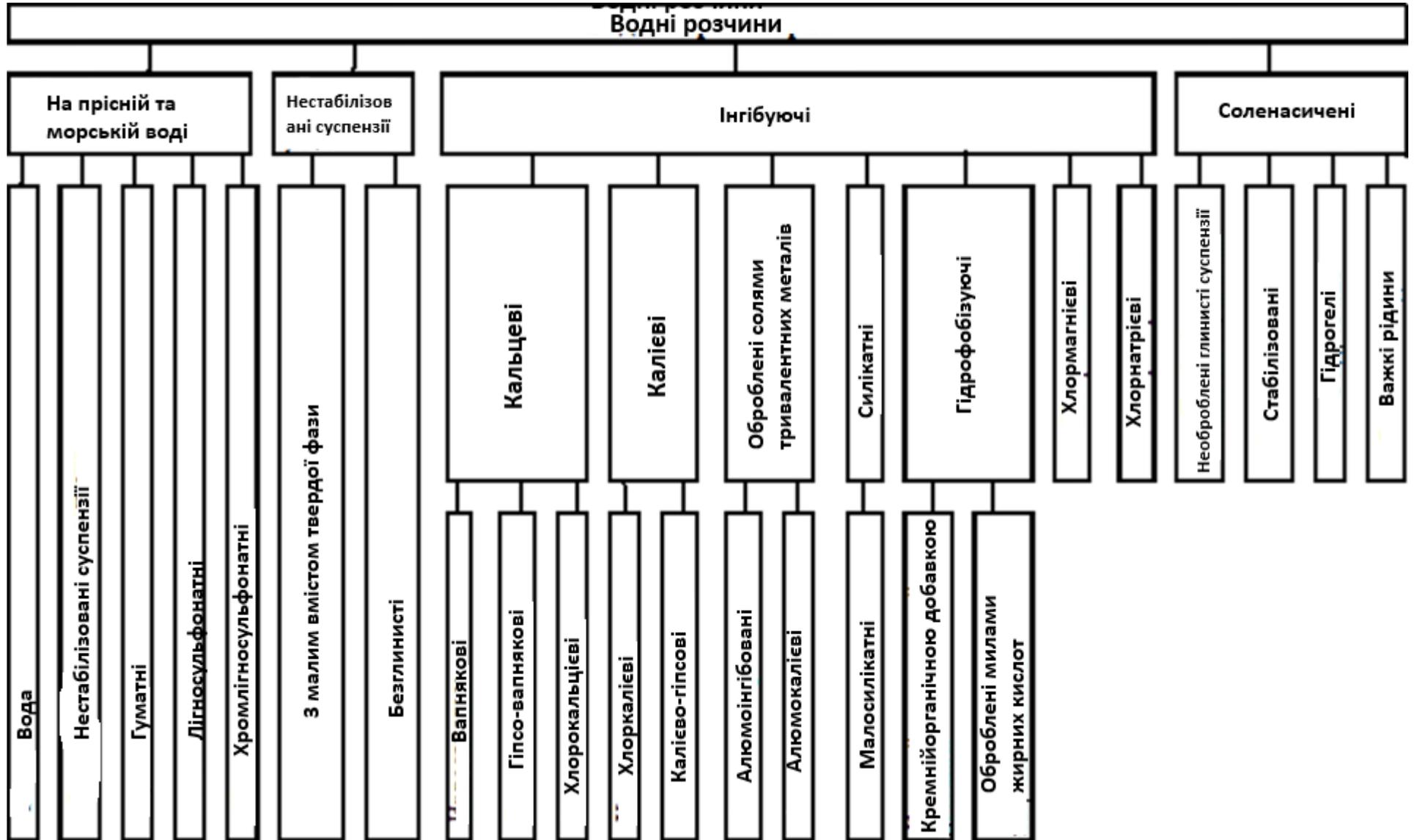


Рисунок 1.1 - Класифікація бурових промивних рідин (водні розчини)

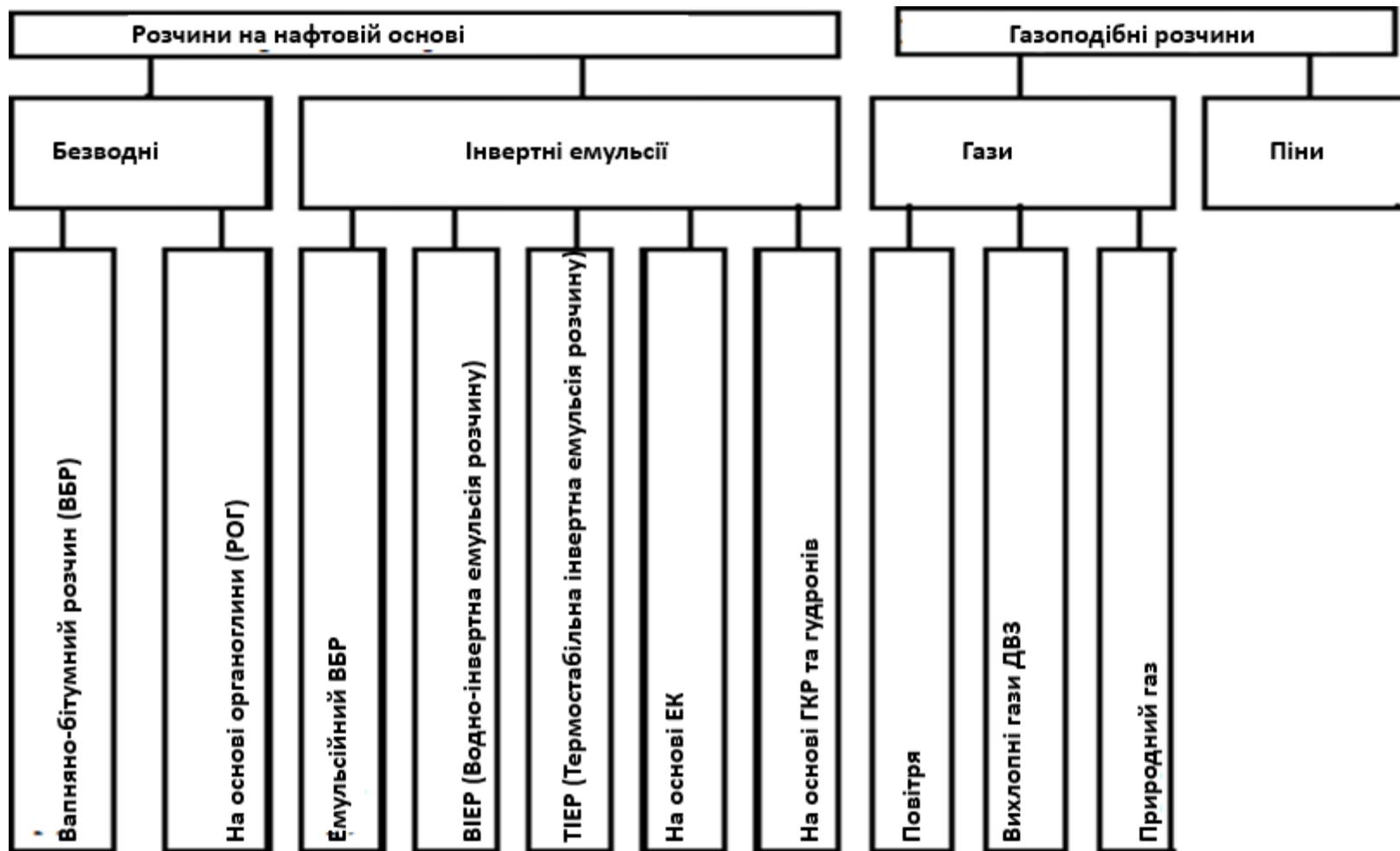


Рисунок 1.2 - Класифікація бурових промивних рідин (розчини на нафтовій основі і газоподібні розчини)

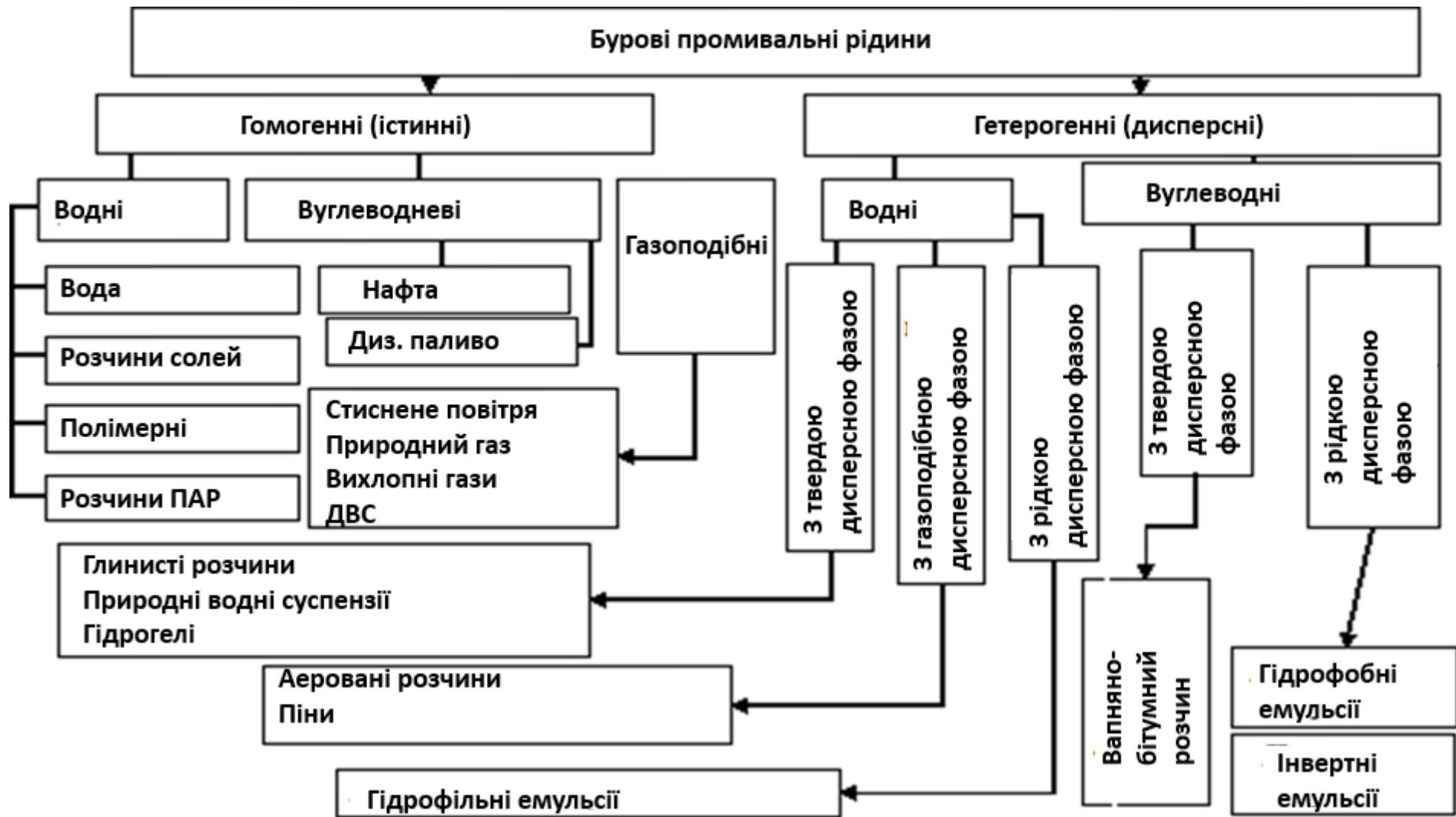


Рисунок 1.3 - Класифікація БПЗ по числу фаз і складу дисперсійного середовища

Бурові промивні рідини можна класифікувати і за кількістю фаз на два великі класи: гомогенні (однофазні) та гетерогенні (багатофазні) і далі по природі (склад) системи в цілому або її дисперсійного середовища. Можна виділити підкласи водних (полярних), вуглеводневих (неполярних) і газоподібних очисних агентів. Крім того, гетерогенні системи можуть бути розділені на групи по агрегатному стану дисперсної фази, яка може бути твердою, рідкою, газоподібною та комбінованою. Така класифікація представлена на рисунку 1.3.

Типи очисних агентів далі можна поділяти на різні види залежно від ступеня та складу мінералізації всієї системи або її дисперсійного середовища, кількості дисперсної фази, способу приготування БР тощо [1].

Так, водні (полярні) гомогенні та гетерогенні очисні агенти в залежності від концентрації солей (у перерахуванні на NaCl) можуть бути:

- прісними (до 1 %);
- слабомінералізованими (1 - 3 %);
- середньомінералізованими (3 - 20 %);

високомінералізованими (> 20 %).

Ці ж очисні агенти за складом солей (за складом мінералізації) можуть бути хлоркальцевими ; хлоркальцієвими; силікатними (малосилікатними); гіпсовими; вапняними; гіпсовапняними; алюмінатними (алюмокальцевими, алюмокальцієвими); гіпсокальцевими.

Розчини класифікуються так ж і по кількості твердий фази:

- 1) з малим змістом твердий фази 5-7%;
- 2) з нормальним змістом твердий фази до 15%;
- 3) з підвищеним змістом твердий фази понад 15%.

Класифікація бурових розчинів не є суворою та всеосяжною. Назви деяких систем бурових розчинів досить умовні і використовуються за традицією, що встановилася, або за номенклатурою фірм-розробників. Представлені вище класифікації бурових рідин, що промивають, показали, що важко класифікувати систему, яка має безліч ознак, функцій і різноманітна за складом [2].

1.2 Значення та принципи очищення

При накопиченні шламу в буровому розчині суттєво знижується її глинізуюча здатність, що призводить до появи товстої пухкої кірки на стінках свердловини у зонах фільтрації та створює небезпеку виникнення аварійної чи передаварійної ситуації.

Через підвищення щільності промивної рідини суттєво зростає ймовірність поглинання та гідророзриву пластів. Частинки порід, які мають коагулюючі властивості можуть викликати незворотну коагуляцію бурового розчину. У будь-яких промивних рідинах великі частинки є небажаним компонентом. Витрати на очищення промивної рідини, а також рішення проблем, пов'язаних з підвищеним вмістом твердої фази складають значну частину загальних витрат на будівництво свердловин.

На сьогоднішній день існує кілька способів очищення бурового розчину, комбінований ступінь очищення, триступінчастий, чотириступінчастий.

При триступінчастій схемі очищення бурових розчинів, забруднених вибуреною породою, застосовують такі технологічні шаблі:

Перша ступінь - поступаючий з свердловини забруднений породою буровий розчин подається безпосередньо на вібросито, де проходить грубе очищення від найбільших частинок породи;

Друга ступінь – за допомогою насоса шламового буровий розчин подається через гідроциклони для видалення з нього частинок піску (блок обладнання, що застосовується на даному шаблі очищення, називається пісковідділювачем);

Третя ступінь – напівочищений буровий розчин пропускається через ілоотделитель, у результаті з розчину видаляються дрібні частки. після проходження муловідділювача очищений таким чином розчин знову подається в свердловину і далі технологічний цикл повторюється по колу.

Чотириступінчаста система очищення є послідовними ступенями очищення, такими як:

1-а ступінь - вібросито;

2-а ступінь - пісковідділювач ;

3-я ступінь - иловідділювач;

4-а ступінь - центрифуги.

Ці способи можуть включати амбарне і без коморне зберігання шламу.

Тверді частинки в буровій рідині для промивання діляться на колоїди (менше 2 мкм), мули (2–80 мкм) та піски (більше 80 мкм). Чим менше розміри частинок, тим складніше вони виводяться з рідини для промивання. Особливу складність є видаленням зайвої твердої фази, представленої глинистими різницями. Такі частки у процесі буріння зазвичай швидко диспергуються до розмірів вихідної дисперсної фази.

Більшість сучасних розробок виконуються на ініціативній основі і не фінансуються ні бюджетом, ні нафтогазовидобувними компаніями. Існуюча тендерна система закупівель часто провадиться за недостатньої участі технічних фахівців, що призводить до придбання більше дешевого, але не завжди якісного обладнання. Через це науково-виробничі компанії, що займаються створенням нових виробів, обмежені у збуті своєї сучаснішої продукції та у фінансуванні власних наукових розробок.

Процес поділу суспензій по фракційному складу шляхом просіювання через сітки, що вібрують, застосовується в різних галузях промисловості. Очищення бурового розчину від шламу за допомогою вібраційних сит є також механічним процесом, в якому відбувається відділення частинок певного розміру за допомогою пристрою, що просіває. Головними факторами, що визначають глибину очищення і пропускну здатність вібросіта, є розмір осередків сітки і поверхня, що просіває. Основні елементи віброситу: основа 1, піддон для збору очищеного розчину 7, приймач з розподільником потоку 2, 3 – вібратор, 4 – сітка, 5 – сітка, що вібрує, 6 – амортизатори (рис. 1.4). Вібруючі рами розташовуються у горизонтальній або похилій площині [2].

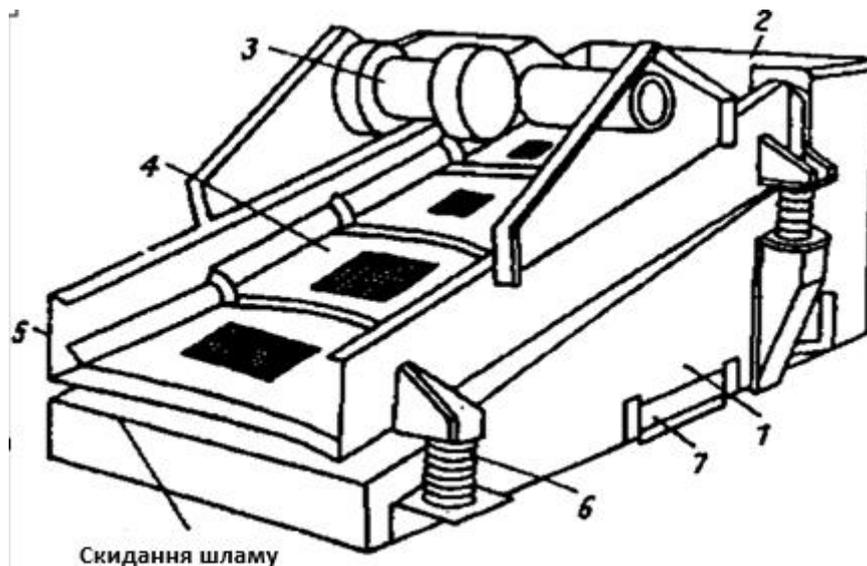


Рисунок 1.4 - Схема вібросита:

1 - основа; 2 – приймач з розподільником потоку; 3 - вібратор; 4 – сітка;
5 – вібруюча сітка; 6 – амортизатори; 7 – піддон для збору очищеного розчину

Працює вібросито в такий спосіб. Розчин від гирла свердловини самопливом надходить в розподільник 2 і далі на сітку 4. розподільник 2 забезпечує рівномірне надходження розчину на віброраму по всій ширині. Частинки породи, розмір яких більший за розмір осередків сітки, переміщуються до краю віброрами завдяки коливальному руху сітки, що здійснюється разом з віброрамою , і викидаються в комору. Розчин проходить крізь сітку та надходить на подальше очищення [2].

Вібросита діляться за типом вібрації (траєкторії описуваної кожною точкою віброситу при русі) на:

- кругове, дизайн перших вікіне з мінімальними гравітаційними силами, що розвиваються;

- еліптичне, модифікація першого типу, де центр вібрації піднятий над рамою і противаги на вібраторі використовуються для створення еліптичного руху, що змінюється по інтенсивності та формі за довжиною вібраційної рами;

- лінійне, що використовує два вібратори, що обертаються в протилежному напрямку , що створюють силу, спрямовану вгору або вниз у момент, коли противаги знаходяться у вертикальному положенні, і в

горизонтальному положенні. Кожен із перелічених типів має свої переваги та недоліки [2].

Вібросіта з круговим рухом розвивають низькі гравітаційні сили і мають найбільшу здатність до транспортування, що сприяє кращому видаленню глинистих порід на верхніх інтервалах, зменшуючи їх вплив на поверхню сітки, в той же час вони мають низьку осушувальну здатність. Даний тип вікіне іноді використовується для попереднього очищення розчину від великих глинистих порід, але більшого поширення для цієї мети набули транспортери з крупноячею сіткою, що обертається. Вібросіта з еліптичним рухом розвивають підвищені гравітаційні сили в порівнянні з 1 типом і мають меншою здатність до транспортування по порівнянні з 1 і 3 типами. Вони знайшли застосування при роботі з обтяженими розчинами і як осушувачі сити для пульпи з-під гідроциклонів. Потрібно зауважити, що чим повільніше шлам видаляється з вібросіту, тим інтенсивніше відбувається знос сіток. Вібросіта з лінійним рухом найбільш універсальні, вони демонструють підвищені гравітаційні сили і відносно швидко здатність, що транспортує, залежить від кута нахилу рами і положення вібраторів [3].

Рекомендації щодо вибору розміру сіток для вібросіт включають такі пункти:

- необхідно встановлювати сітки на одному вібросіті одного розміру, допускається ставити сітку більшу на розмір в кінці вібросіту (щоб основна маса розчину проходила через дрібніші сітки) за умови, що конструкція передбачає три і більше сіток;

- сітки підбираються таким чином, щоб розчин закривав $2/4 - 3/4$ останньої сітки вібросіту;

- іноді частки вибуреної породи мають той же розмір, що і осередки сіток, і закупорюють їх, що призводить до догляду розчину через вібросіту. У даному випадку необхідно поставити сітки на розмір менше, щоб запобігти закупорюванню [3].

Тверда фаза в бурових розчинах може бути розділена на 2 категорії за

щільністю: із щільністю від 2300 до 2800 кг/м³ та щільністю вище 4200 кг/м³. Вибурена порода, бентоніт, карбонат кальцію потрапляють у першу категорію. Обважнювачі, такі як барит, гематит, відносяться до другої категорії і використовуються в основному для досягнення щільності розчинів більше 1200 кг/м. Розміри вибуреної породи варіюються у великих межах від 1 мкм до кількох сантиметрів [3].

Тривалий виробничий досвід показав, що оптимальне співвідношення між довжиною і шириною пристроїв, що просівають, становить 2:1, а розміри сітки не повинні перевищувати наступних: довжина 2.6 м, ширина м. Найбільша продуктивність віброситу і тому випадку, коли шлам складається з піску, найменша – коли шлам представлений в'язкими глинами. Залежно від типу та дисперсного складу шламу продуктивність віброситу може суттєво змінюватися.

Досвід застосування вікіне для очищення бурового розчину показав, що ефективність очищення зростає зі збільшенням часу знаходження частинок на сітці. Цього можна досягти збільшенням довжини сітки, зниженням швидкості потоку, зменшенням кута нахилу сітки, зміною напрямку переміщення частинок, зменшенням амплітуди коливань сітки, одночасним використанням двох послідовних або паралельних сіток.

Ефективність роботи віброситу (пропускна здатність, глибина та ступінь очищення) залежить насамперед від типу та робочого стану вібруючої сітки. У справжнє час в вітчизняному бурінні для очищення бурового розчину використовують нержавіючу сітку розміром комірки 0.7x2.3; 1x2.3; 1x5; 0.16x0.16; 0.2x0,2; 0.25x0,25; 0.4x0,4; 0.9x0,9; 1.6x1,6; 2x2 і 4x4 мм. У розпорядженні буровиків США і Канади є більше 30 типорозмірів сіток для вікіне: від 12 до 80 отворів на 1 см, причому величина відкритою поверхні у різних сіток відрізняється незначно [3]. Для очищення бурового розчину використовують сітки з переплетення дротів чотирьох типів: квадратним, прямокутним, діагональним та подвійним голландським. Найчастіше використовується квадратне переплетення, потім – прямокутне, рідше – діагональне і дуже рідко – голландське. При інших рівних умовах з допомогою

сіток з квадратним переплетенням видаляють більше шламу, чим сітками з прямокутним переплетенням. Але при прямокутному переплетенні з'являється можливість плести сітку з більше товстий дроту, тому такі сітки більш довговічні.

Основні розміри зарубіжних сіток з квадратним переплетенням 12x12, 20x20, 24x24, 32x32, 48x48 та 80x80 отворів на 1 см. Основні розміри сіток з прямокутними переплетеннями 24x16 і 28x12 отворів на 1 см. Сітки діагонального переплетення застосовують тільки розміром 32 x 16 отворів на 1 см. Виконані вони з дроту діаметром 0.18 мм і мають бік осередку розміром 140 мкм [4].

Усі сітки для очищення бурового розчину в даний час виготовляють, як правило, у вигляді касет з боковим обрамленням. Таке виготовлення дозволяє здійснювати рівномірний поперечний натяг сітки під час встановлення її на вібросит. Стан натягу сітки – важливий технологічний чинник, що впливає ефективність роботи віброситу. Тому натягу сітки необхідно приділяти велику увагу. Зазвичай поперечний натяг кожної сітки на вібросит здійснюється шістьма болтами. Сумарний натяг, що розвивається при цьому, досягає 50 кН на кожну сітку [4].

Вібросити добре на стільки, наскільки якісні сітки встановлені на ньому. На сьогоднішній день на ринку пропонуються сітки від різних виробників, з різними характеристиками. Для прикладу, сітка 100 міш з "квадратної" осередком відокремлює 100% частинок більше, чим 140 мкм, у той час як багатошарова сітка 100 мкм з підвищеною пропускною здатністю відокремлює 95% частинок більше, ніж 208 мкм. Ефективність такої сітки приблизно дорівнює сітці з квадратними осередками розміром 70 мкм. У залежності від виробника, діаметра дроту і методу плетіння однаковим сіткам можуть присвоюватися різні Розміри. Тому не можна використовувати лише цей параметр для порівняння сіток.

Вважають, що тільки правильно встановлена та нормально експлуатована вібруюча сітка дозволяє використовувати всі технологічні можливості віброситу.

Погано натягнуті сітки в кілька разів менш довговічні. Сухі сітки зношуються швидше за вологі. Прискорюють знос сіток занадто жорсткі опори. Велике увага приділяється навіть схемою натягу сітки. Спочатку рекомендується натягувати середню частину сітки за допомогою центральних болтів, приклавши до головки болта крутний момент 34,5 Нм . Потім зтягнути крайні болти з таким же зусиллям і лише після цього поступово збільшити крутний момент при зтягуванні болтів до 48 Нм , починаючи натяг знову ж від центру сітки.

Важливу роль грає чистота сіток. Коли сітка забивається шламом, її очищають струменем повітря. Якщо така очищення неефективна, то сітку знімають і чистять дротяної щіткою з зворотній сторони. У час перерв між циркуляціями сітку промивають і закривають запобіжною кришкою, щоб унеможливити її випадкове механічне пошкодження [4].

Засмітити сітку можуть сіль, ангідрид, гіпс, мастила, нафтопродукти. У таких випадках для промивання застосовують прісну воду, 10%-ний розчин оцтової або соляної кислоти. Продукти нафти, що налипли, видаляють гасом або дизельним паливом. Такий ретельний вибір типорозміру сітки і підтримка її в робітником стані пояснюється тим, що саме ця фактори визначають насамперед ефективність очищення бурового розчину від шламу на вібраційних ситах.

1.3 Основні методи та обладнання для очищення

Піско-муловідділювач – це установка для механічного очищення бурового розчину від шкідливих механічних домішок: піску (більш крупні частинки) і мулу (дрібніші частинки). Він є критично важливим елементом системи очищення бурового розчину, оскільки дозволяє повторно використовувати розчин, покращуючи економічність і екологічність процесу буріння.

Система, як ви зазначили, складається з:

- Насоса: створює необхідний тиск і потік розчину.
- Загального колектора: розподіляє розчин між окремими модулями.

- Гідроциклонів: від 2 до 16 одиниць, які безпосередньо виконують відділення частинок.

- Ємності циркуляційної системи (ЦС): звідки береться забруднений розчин і куди повертається очищений.

Схема, показує послідовне очищення: розчин спочатку проходить через вібраційне сито (1), де затримуються найбільші частинки, потім через пісковідділювач (2) (гідроциклони більшого діаметра), і нарешті через муловідділювач (3) (гідроциклони меншого діаметра).

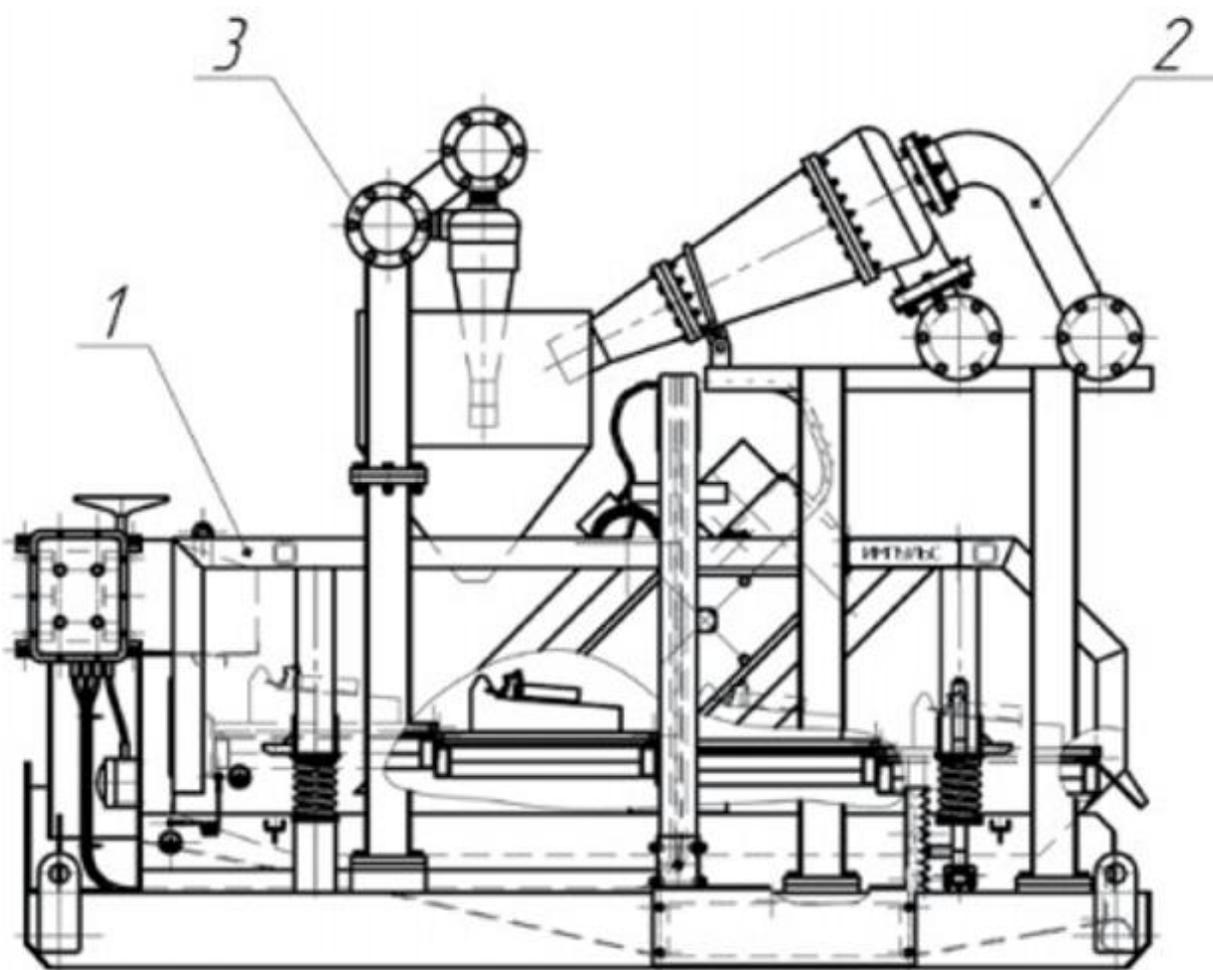


Рисунок 1.5 – Піско-муловідділювач:

1 - сита вібраційне; 2 - пісковідділювач ; 3 - муловідділювач

Робота гідроциклону заснована на використанні відцентрової сили (рис. 1.6).

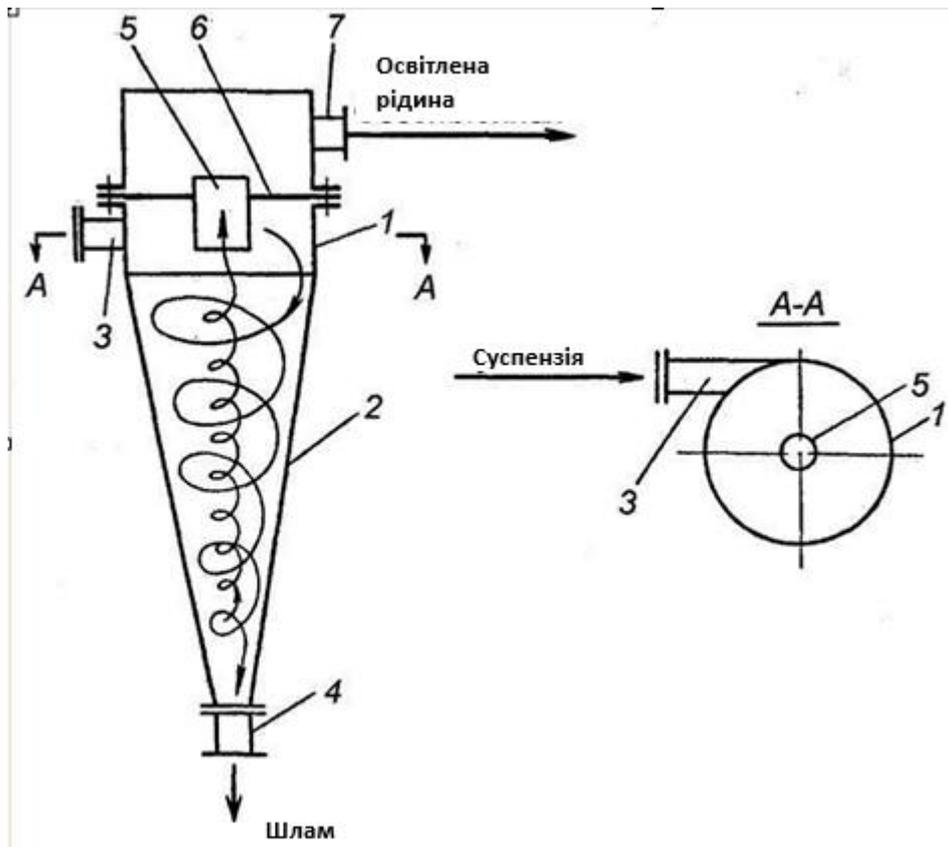


Рисунок 1.6 - Гідроциклон:

- 1 - циліндрична частина корпусу; 2 - конічний днище; 3 - штуцер для подачі суспензії; 4 – штуцер для виведення шламу; 5 – патрубок;
6 - перегородка; 7 - штуцер для висновку зливу

Так як патрубок 3 виконаний тангенціальним, то розчин у корпусах 1 і 2 набуває обертальне рух і під дією відцентровий сили займає певне становище. По осі гідроциклону утворюється вільний простір. Вільна поверхня розчину, що обертається у нерухомому корпусі гідроциклону, має приблизно циліндричну форму та обмежує повітряний стовп. Розчин зливається через патрубок 4 колектор і викидається в ЦС. Оскільки розчин у гідроциклоні обертається, то на кожну частину породи, що знаходиться в ньому, діє відцентрова сила, яка змушує частинки осідати на стінки корпусів 1 і 2. Під натиском розчину, що безперервно надходить у гідроциклон через патрубок 3, і під дією сили тяжкості частинки рухаються по стінкам не по кола, а по спіралі, поступово опускаючись вниз до штуцера для виведення шламу 4, досягнувши якого вони,

зберігаючи ще обертальний рух, разом з невеликою частиною розчину викидаються з насадки в пульпоприймач . Так як розчин весь час йде з гідроциклону через патрубок 5, він забирає з собою і частину повітря, тому повітря весь час засмоктується через насадку 4 всередину гідроциклону [5].

Пісковідділювач відрізняється від муловідділювача тим, що має гідроциклони більшого діаметра (150-400) мм). Лінійна швидкість розчину на вході в гідроциклони піско- та муловідділювача приблизно однакова. При рівній лінійній швидкості обертального руху відцентрова сила обернено пропорційна радіусу обертання. Тому в гідроциклонах муловідділювача відцентрова сила більше, ніж у гідроциклонах пісковідділювача і иловідділювач може відокремлювати більше дрібні частинки і його очисна здатність значно вища. Хоча ефективність пісковідділювача нижча за ефективність муловідділювача, він застосовується для запобігання перевантаженню муловідділювача при великих швидкостях буріння, коли в розчин надходить в одиниці часу велика кількість вибуреної породи [5].

Різниця між цими двома ступенями полягає в розмірі гідроциклонів і, відповідно, розмірі частинок, які вони можуть відділити:

- Пісковідділювач (2): Використовує гідроциклони більшого діаметра (зазвичай 10-12 дюймів). Вони розраховані на відділення більш крупних частинок розміром від 40-50 мікрон і більше (так званий "пісок").
- Муловідділювач (3): Використовує гідроциклони меншого діаметра (зазвичай 4-6 дюймів). Менший діаметр забезпечує більш високу швидкість обертання і більшу відцентрову силу, що дозволяє ефективно відділяти дрібніші частинки розміром від 15-20 до 40-50 мікрон (так званий "мул").

Система очищення бурових розчинів на базі центрифуги призначена для глибокого очищення обтяжених та неутруднених розчинів від вибуреної породи при бурінні нафтових, газових та інших свердловин. Застосовується у складі циркуляційних систем бурових установок [6].

Ефективні системи очищення бурових розчинів, що включають сучасні

віброситу та центрифуги, за рахунок зміни режимів роботи, дозволяють підтримувати певну глибину очищення бурового розчину і змісту загальної, і навіть активної твердої фази у ньому, цим регулюють технологічні властивості бурового розчину і надають першорядне впливом геть швидкість буріння та економічні показники буріння свердловин.

Разом з тим споживчі властивості центрифуги також визначаються такими поняттями як безвідмовність, зносостійкість, простота в роботі та обслуговуванні [7].

Центрифуга варта очищення бурових розчинів від вибуреної породи.

При надходженні бурового розчину в центрифугу (рис. 1.7) під дією відцентрових сил відбувається поділ його на згущену тверду фазу (шлам) та очищений розчин. Розділ бурового розчину в центрифугі відбувається безперервно, при цьому очищений розчин повертається в циркуляційну систему, а шлам виводиться в шламозбірник. Усередині ротора співвісно розташований шнек 4, призначений для транспортування осаду твердої фази до вивантажувальним вікнам ротора. Шнек обертається в той самий бік, що й ротор, але з меншою швидкістю. Різниця швидкості обертання необхідна для примусового переміщення осаду внутрішньої поверхні ротора. Обертання шнеку повідомляється ротором через планетарний редуктор 5. Через порожнисті цапфи ротора і шнека проходить труба живлення 6, по якій буровий розчин підводиться у внутрішню порожнину барабана шнека і далі через отвори в обічайці шнека в ротор. Тверда фаза осідає на стінці ротора і транспортується до вивантажувальним вікнам, розташованим у меншого діаметра ротора, а фугат рухається до великого діаметра ротора і через зливні вікна скидається у приймальний відсік кожуха центрифуги. Радіус зливу регулюється поворотом кільця на цапфі ротора, що частково закриває зливні отвори. Для відключення електродвигуна під час перевантаження редуктора в центрифугі передбачено механізм блокування редуктора [7].

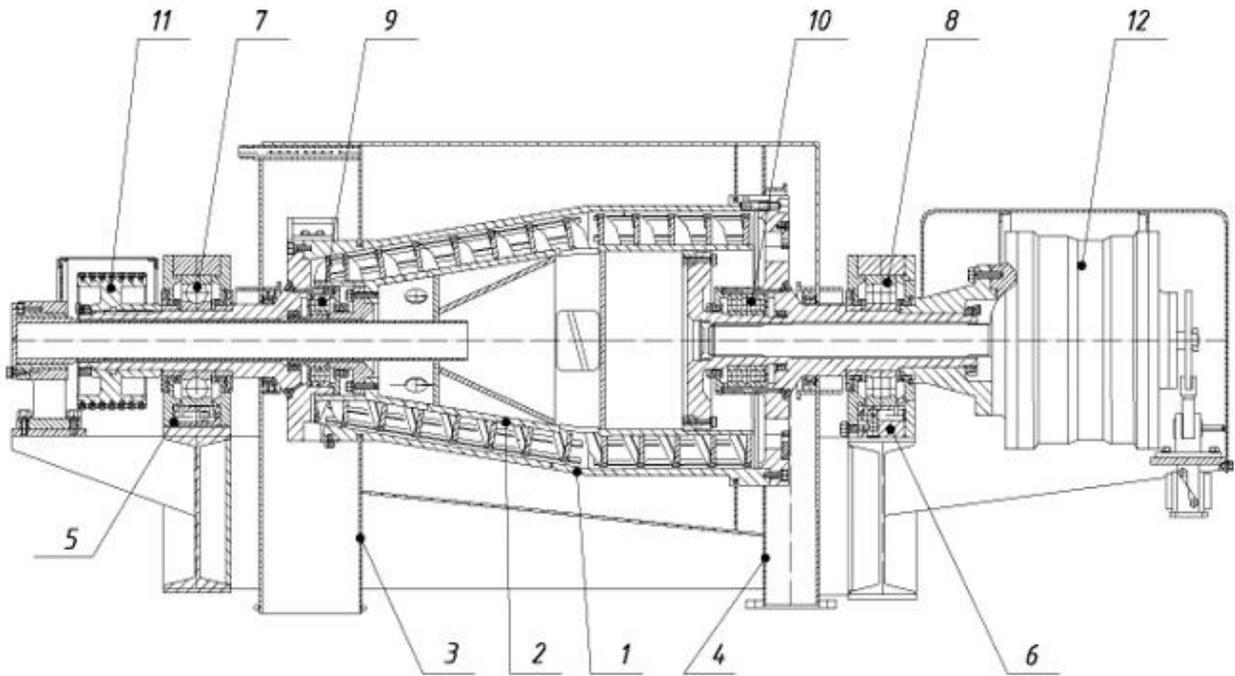


Рисунок 1.7 - Центрифуга:

1 – горизонтальний ротор; 2 – шнек; 3 - шламоприймач ; 4 - приймач розчину; 5 - цапфа ротора; 6 - цапфа ротора; 7 – корінний підшипник; 8 – корінний підшипник; 9 – підшипник обертання шнека; 10 - підшипник обертання шнека; 11 - приводний шків; 12 - планетарний редуктор

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1 У результаті аналізу встановлено, що класифікація бурових промивних рідин є багатofакторною та не має єдиної загальноприйнятої системи, що зумовлено різноманітністю дисперсних середовищ, фазового складу та умов застосування. Вітчизняна практика базується переважно на класифікаціях за Паусом, за призначенням та за складом фаз.

2 Очищення бурового розчину є критично важливим етапом забезпечення стабільної роботи свердловини, оскільки підвищений вміст твердої фази погіршує реологічні властивості, збільшує ризики поглинань, утворення товстої кірки та аварійних ситуацій. Ефективність систем механічного очищення, зокрема вібросит, гідроциклонів та центрифуг, визначається

правильним вибором обладнання, розмірів сіток, режимів експлуатації та технічним станом машин, що безпосередньо впливає на якість бурового процесу та економічні витрати.

3 Аналіз роботи систем механічного очищення бурового розчину показав, що комплексне застосування вібросит, пісковідділювачів, муловідділювачів та центрифуг забезпечує видалення від 70–85 % вибуреної твердої фази на ранніх етапах та до 95–98 % – при використанні високошвидкісних центрифуг. Гідроциклонні установки демонструють ефективність вилучення частинок розміром 40–50 мкм для пісковідділювачів та 15–20 мкм для муловідділювачів, що дозволяє підтримувати сумарну тверду фазу бурового розчину в межах 6–8 %, а активну тверду фазу – на рівні 3–4 %.

4 Застосування центрифуг забезпечує подальше поглиблене очищення, зменшуючи концентрацію дрібнодисперсної фракції на 60–75 %, що дозволяє стабілізувати реологічні параметри та знизити пластичну в'язкість у середньому на 15–25 %. Це сприяє збільшенню механічної швидкості буріння на 10–20 %, скороченню витрат на приготування бурового розчину до 12–18 % та зменшенню зносу бурильних інструментів і насосного обладнання.

Мета роботи – є проведення аналітичного огляду вітчизняного та зарубіжного обладнання у процесі будівництва свердловин для визначення найбільш ефективного, а також рекомендації до проведення можливих модернізацій.

Основні завдання дослідження:

1 Проаналізувати класифікацію та властивості бурових розчинів, що визначають ефективність їх очищення.

2 Дослідити сучасні методи та обладнання для механічного очищення бурових розчинів, визначити їх технічні характеристики та продуктивність.

3 Оцінити ефективність роботи вітчизняних та закордонних систем очищення на різних етапах буріння.

4 Розробити рекомендації щодо оптимізації систем очищення, включаючи модернізацію обладнання та автоматизацію режимів роботи.

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СИСТЕМ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

2.1 Аналіз сучасних технічних рішень очищення бурового розчину

Сучасні системи очищення бурових розчинів являють собою комплекс взаємопов'язаного обладнання, призначеного для видалення шламу та інших твердих частинок з бурового розчину в процесі буріння свердловин. Ефективність цих систем безпосередньо впливає на техніко-економічні показники будівництва свердловин, якість розкриття продуктивних горизонтів та загальну безпеку бурових робіт.

Сучасні технічні рішення базуються на принципі багатоступеневого очищення, де кожна ступінь видаляє частинки певного розміру. Така послідовна обробка забезпечує високий ступінь очищення бурового розчину та можливість регенерації цінних компонентів (рис. 2.1).

Перша ступінь очищення здійснюється за допомогою вібраційних сит (шейкерів), які видаляють найбільші фракції шламу розміром від 100 мкм і більше. Сучасні шейкери обладнані системами автоматичного регулювання кута нахилу та амплітуди коливань, що дозволяє оптимізувати процес очищення залежно від властивостей бурового розчину та інтенсивності шламоутворення.

Друга ступінь включає гідроциклонні установки – піщані та мулові сепаратори. Піщані гідроциклони призначені для видалення частинок розміром 40-100 мкм, а мулові – для частинок 15-40 мкм. Ці пристрої працюють на принципі відцентрової сепарації, створюючи обертовий потік рідини, в якому тверді частинки під дією відцентрових сил відкидаються до стінок і виводяться через нижній злив.

Третя ступінь представлена центрифугами, які забезпечують найбільш тонке очищення, видаляючи частинки розміром до 2-5 мкм. Декантерні центрифуги здатні обробляти значні об'єми бурового розчину при високій ефективності відділення твердої фази. Інноваційні технічні рішення

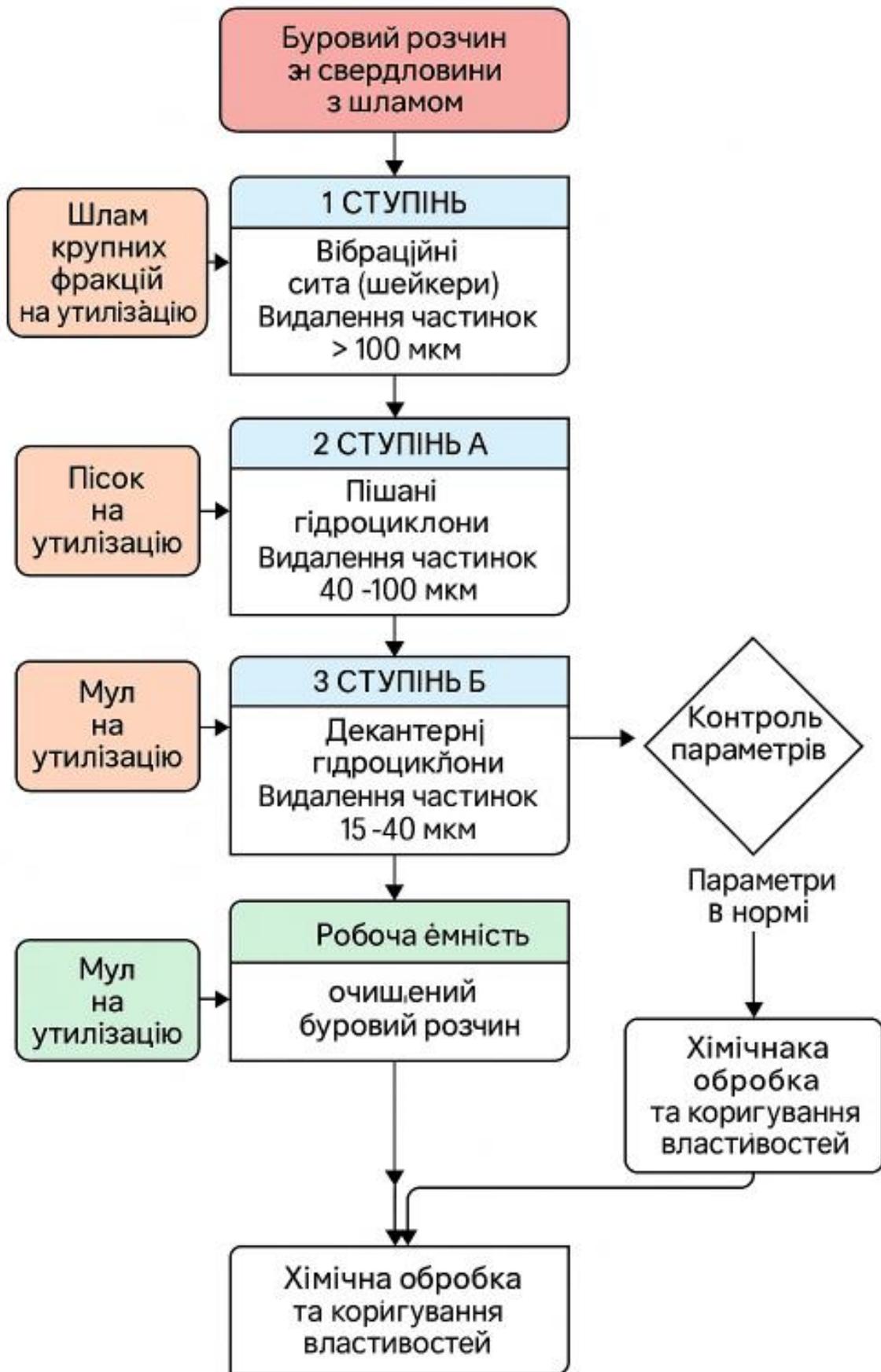


Рисунок 2.1 – Схема багатоступеневої системи очищення бурового розчину

Серед сучасних технічних рішень особливу увагу заслуговують наступні інновації:

Автоматизовані системи керування процесом очищення дозволяють в режимі реального часу відстежувати параметри бурового розчину та автоматично коригувати режими роботи обладнання. Використання датчиків густини, в'язкості, вмісту твердої фази та розподілу частинок за розмірами забезпечує оптимальну роботу всієї системи очищення.

Комбіновані установки поєднують в одному модулі декілька ступенів очищення, що дозволяє зменшити габарити обладнання та спростити його монтаж на буровій установці. Наприклад, сучасні установки можуть об'єднувати шейкер та гідроциклонну секцію з спільною системою живлення та керування.

Системи рекуперації бурового розчину з відходів дозволяють повертати в циркуляцію до 95% рідкої фази, що знижує витрати на приготування нового розчину та зменшує обсяги відходів. Це особливо актуально при використанні дорогих синтетичних та інвертно-емульсійних розчинів.

Модульні мобільні системи очищення можуть швидко переміщуватися між буровими та налаштовуватися під конкретні умови буріння. Така гнучкість дозволяє оптимізувати використання обладнання та знизити капітальні витрати.

Для систематизації інформації про сучасні технічні рішення представлено порівняльну таблицю основних систем очищення: Критерії вибору систем очищення.

Вибір оптимальної системи очищення бурового розчину здійснюється на основі комплексного аналізу наступних факторів:

Геологічні умови буріння визначають очікувану інтенсивність шламоутворення та гранулометричний склад вибуреної породи. При бурінні твердих абразивних порід необхідна більш потужна система очищення з високою пропускною здатністю шейкерів.

Тип бурового розчину суттєво впливає на вибір обладнання. Для водних розчинів можна використовувати стандартні системи, тоді як для інвертно-

емульсійних та синтетичних розчинів обов'язковим є застосування центрифуг для максимальної регенерації дорогої основи розчину.

Параметри свердловини – діаметр, глибина, кут нахилу стовбура – визначають необхідну продуктивність системи очищення. Чим більший діаметр свердловини та вища швидкість буріння, тим потужніша система очищення потрібна.

Екологічні вимоги регіону буріння можуть диктувати необхідність застосування систем з максимальною рекуперацією рідкої фази та мінімізацією об'ємів відходів.

Економічні показники включають не лише вартість придбання обладнання, але й експлуатаційні витрати, споживання енергії, вартість обслуговування та ремонту.

Сучасний розвиток систем очищення бурових розчинів характеризується наступними тенденціями:

Інтелектуалізація систем передбачає впровадження штучного інтелекту та машинного навчання для прогнозування поведінки системи очищення, попередження аварійних ситуацій та автоматичної оптимізації режимів роботи.

Мініатюризація обладнання при збереженні або збільшенні продуктивності дозволяє застосовувати сучасні системи очищення на компактних бурових установках, включаючи морські платформи з обмеженим простором.

Енергоефективність стає критичним параметром у зв'язку зі зростанням вартості енергоносіїв. Нові конструкції обладнання забезпечують зниження питомого енергоспоживання на 20-30% порівняно з попередніми поколіннями.

Екологічна безпека досягається через впровадження замкнених циклів обробки бурового розчину, систем збору та утилізації шламу, зниження викидів та шумового забруднення.

Аналіз сучасних технічних рішень очищення бурового розчину показує, що найбільш ефективним підходом є застосування багатоступеневих систем, які поєднують різні методи сепарації твердої фази (табл. 2.1). Автоматизовані

модульні системи демонструють найвищу ефективність очищення (92-97%), але вимагають значних капітальних вкладень та кваліфікованого персоналу.

Вибір конкретної системи очищення повинен базуватися на комплексному техніко-економічному аналізі з урахуванням геологічних умов, параметрів свердловини, типу бурового розчину та екологічних вимог. Перспективним напрямком є подальша інтелектуалізація систем очищення з впровадженням елементів штучного інтелекту для оптимізації процесів та підвищення загальної ефективності будівництва свердловин.

2.2 Технічні характеристики та ефективність роботи обладнання

Нижче буде представлено техніку, використану при будівництві експлуатаційних свердловин на нафтогазоконденсатному родовищі.

Вібросіта торгової марки «HBS» типу WSL (рис. 2.2), призначені для очищення бурового розчину від вибуреної породи при бурінні нафтових та газових свердловин застосовуються у складі циркуляційних систем бурових установок при безамбарному та маловідходному бурінні [40].

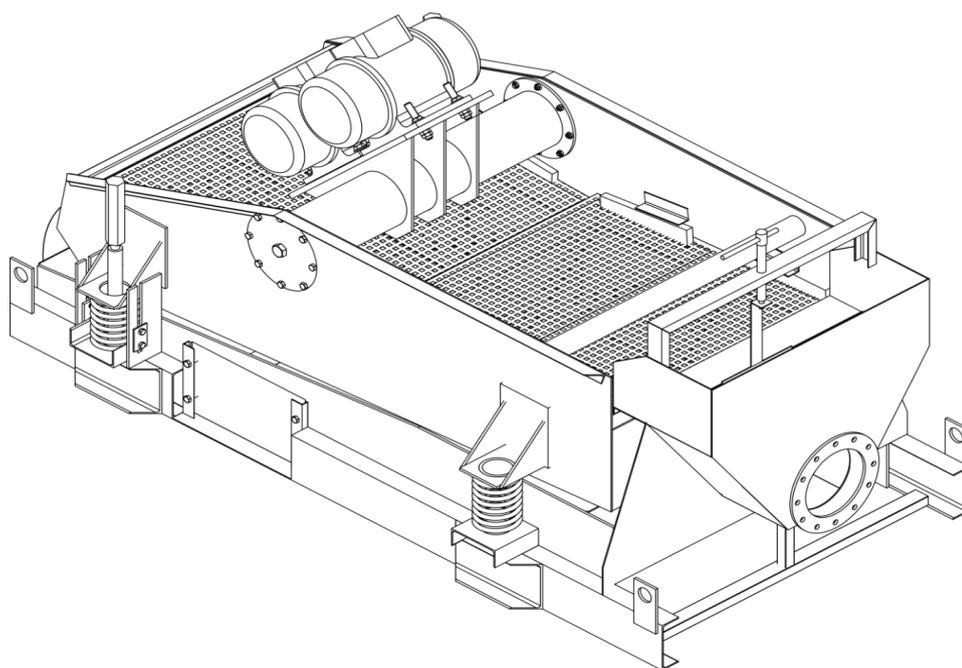


Рисунок 2.2 - Вібросіта марки "HBS" типу WSL

Таблиця 2.1 – Порівняльна характеристика сучасних систем очищення бурового розчину

Тип системи очищення	Розмір відокремлюваних частинок, мкм	Продуктивність, м ³ /год	Ефективність очищення, %	Споживана потужність, кВт	Переваги та недоліки
Вібраційні сита (шейкери)	>100	60-120	85-95	3-7	+ Висока продуктивність, низьке енергоспоживання – Не видаляють дрібні частинки
Піщані гідроциклони	40-100	40-80	75-85	15-30	+ Компактність, надійність – Втрати рідкої фази до 5-8%
Мулові гідроциклони	15-40	30-60	65-75	20-40	+ Ефективне видалення дрібних фракцій – Високі втрати рідкої фази до 10-15%
Декантерні центрифуги	2-15	20-50	90-98	45-75	+ Найвища ефективність, мінімальні втрати розчину – Висока вартість, складність обслуговування
Комбіновані установки (шейкер + гідроциклон)	15-100	50-90	80-90	25-50	+ Компактність, універсальність – Складність налаштування спільної роботи
Автоматизовані модульні системи	2-100 (багатоступенева)	80-150	92-97	60-120	+ Повна автоматизація, висока ефективність – Найвища вартість, потреба в кваліфікованому персоналі
Системи з рекуперацією розчину	5-100	30-70	88-95	50-90	+ Повернення до 95% рідкої фази, екологічність – Висока вартість, великі габарити
Мобільні контейнерні системи	10-100	40-100	75-88	35-70	+ Мобільність, швидкий монтаж/демонтаж – Обмежена продуктивність

Вібросіто WSL спроектовано на основі принципу самосинхронізації двох валів з однаковим моментом. На вібросіті застосовується два мотори-вібратори (тип вібраторів на вибір замовника), які в певному напрямку повідомляють лінійну вібрацію рухомий частини вібросіту. Розчин, що надходить на сітки, відокремлюється від містяться в ньому твердих частинок, які відкидаються по напрямку вгору під впливом амплітудних коливань. Пропускна здатність вібросіту становить від 140 до 180 м³ за годину. На рисунку 2.6 представлена схема вібросіту WSL.

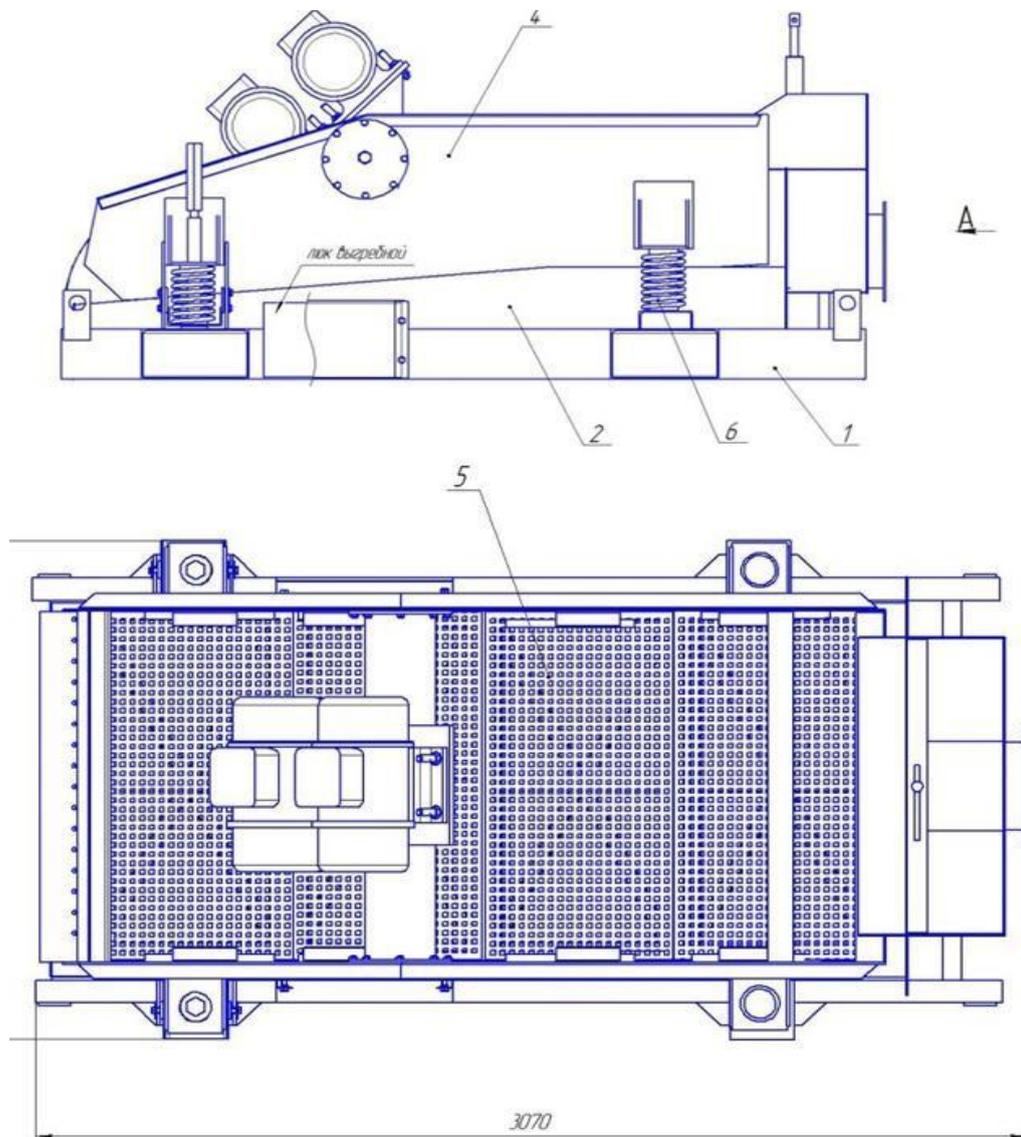


Рисунок 2.6 - Схема вібросіту WSL:

- 1 - рамне основа; 2 - піддон; 3 - сміність для шламу; 4 - збирання вібратора;
5 - ситові касети ; 6 – амортизатори

На вібросіті використовуються сітки, взаємозамінні з сітками Mongoose PT. Розмір комірки сіток, що застосовуються, може бути визначений відповідно з вимогами користувачів в межах від 40 до 325 міш або технічними умовами роботи по очищення бурових розчинів. Сітки зручні і прості в установці, при цьому на одному вікиньте можуть комплексно використовуватися сітки різних типорозмірів залежно від умов роботи. У таблиці 2.2 представлені технічні характеристики вікиду марки HBS.

Таблиця 2.2 - Технічні характеристики вікине марки HBS

Максимальна пропускна здатність, м ³ /год	180
Тип віброситу	WSL
Модель вібросіта	WSL- 585K
Тип вібрації	Лінійне
Сила, G	~7
Потужність вібромотора, кВт	2x1, 8
Робоча площа сіток, м ²	2,72
Пропускна здатність	40-50 л.с. /140-180 м ³ /Год
Розмір сіток (Ситова касета SWACO MONGOOSE), мм	4x1165x585
Кріплення ситових панелей	Клиноподібне
Застосовувані розмір осередків, міш	40-325
Кут нахилу поверхні	1 ° - +5 °
Клас захисту	IP55
Клас вибухозахищеності	ExdIIBT4
Температура навколишнього середовища, °С	- 20~+40
Габаритні розміри, м, не більше:	
- Довжина	3100
- ширина	1670
- Висота	1500
Маса, кг	1600

Компактні габарити вібросту забезпечують можливість роботи в обмеженому просторі за збереження високих технічних параметрів.

Mongoose PRO – вібросто подвійної дії (рис. 2.7). За рахунок особливої конструкції забезпечує можливість застосування як збалансованих еліптичних коливань, так і прогресивно-еліптичних коливань на віброрамі .



Рисунок 2.7 - Вібросто Mongoose PRO

Подвійне дія - можливість оптимізації характеристик вібрації залежно від параметрів буріння.

Збалансовано-еліптичне рух забезпечує велику силу вібрації “G” для збільшення швидкості переміщення шламу при обробці розчинів з підвищеним змістом вибуреною породи. Технічні характеристики вібростит Mongoose PRO представлені у таблиці 2.3.

Прогресивно-еліптичне рух збільшує термін служби сітки та ступінь осушення шламу.

Ситогідроциклонні установки торгової марки «HBS» типу WSGO на базі вібросту типу WSL (рис. 2.8) призначені для видалення дрібних частинок вибуреної породи при бурінні нафтових і газових свердловин, одержання шламу зниженої вологості і застосовуються у складі буріння.

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики вікине Mongoose PRO

Габарити, мм	з розподільником потоку (header box) 3044×1600×1330 з живильником (possum belly) 3164×1600×1330
Висота переливу, мм	737
Маса, кг	з розподільчим коробом (header box) 1500 з живильником (possum belly) 1560
Сила вібрації (сито без навантаження)	в збалансовано-еліптичному режимі до 7,5 G в прогресивно-еліптичному режимі до 6,5 G
Продуктивність (на воді), л/с	до 38
Регулювання кута нахилу деки	$\pm 3^{\circ}$
Основні двигуни (2 шт.)	1,86 кВт
Додатковий двигун (1 шт.)	2,5 кВт
Загальна поверхня сіток, м ²	2,7
Робоча площа сіток, м ²	1,9
Маса однієї ситовий панелі, кг	10-12
Спосіб кріплення ситових панелей	клинова
Час заміни всіх сіток одним оператором, хв	5
Робоча температура	-20 ... 40 °C



Рисунок 2.8 - Ситогідроциклонні установки торгової марки "HBS"

Ситогідроциклонні установки типу WSGO являють собою 3-ступінчасту систему очищення, розраховану на обробку як обтяжених, так і не обтяжених бурових розчинів. Це пристрої, в яких скомбіновані гідроциклонна група та осушуюче вібросито типу WSL. Гідроциклони здійснюють первинну сепарацію твердої фази за рахунок використання відцентрової сили, яка потім прямує на сітку віброситу, утримуючи при цьому дорогі рідини.

Пісковідділювач ГЦК360 комплектується одним гідроциклоном діаметром 360 мм. У таблиці 2.4 представлені технічні характеристики ситогідроциклонної установки типу WSGO

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики ситогідроциклонної установки типу

WSGO

Максимальна пропускна здатність, м ³ /год	180
Тип вібросіта	WSL
Модель вібросіта	WSL- 585K
Тип вібрації	Лінійне
Потужність вібромотора, кВт	2x1, 8
Робоча площа сіток, м ²	2,72
Розмір сіток, мм	4x1165x584
Застосовувані розмір осередків, міш	40-325
Кут нахилу поверхні	1 ° - +5 °
Число циклонів іловідділювача	6
Діаметр гідроциклону іловідділювача, мм	150
Пропускна здатність іловідділювача , м ³ /с	0,045±0,003
Найменший розмір видалених частинок, мм	0,05
Число циклонів пісковідділювача *	1
Внутрішній діаметр пісковідділювача , мм	360
Пропускна здатність пісковідділювача , м ³ /с	0,045
Найменший розмір видалених частинок, мм	0,05
Габаритні розміри, м не більше:	
- Довжина	3100
- ширина	1780
- Висота	2850

Муловідділювач ІД - 45 комплектуються гідроциклонами діаметром 150 мм у кількості 6 штук.

СДУ Mongoose PRO - ситогідроциклонна встановлення на базі вібросіта Mongoose PRO (рис. 2.9).



Рисунок 2.9 - Ситогідроциклонна установка Mongoose PRO

Установка може працювати окремо як гідроциклонний муловідділювач (піскоотделитель) або як вібросит.

Пісковідділювачі : 2 або 3 конуса, діаметром 12 дюймів.

Муловідділювачі: 12, 16 чи 20 конусів, діаметром 4 дюйми (6, 8 і 10 подвійних муловідділювача відповідно).

Найбільш поширені моделі: 2-12, 6Т4 і 2-12, 8Т4 (тобто: з двома 12-ти дюймовими пісковідділювачами та 6-ма або 8-ма подвійними муловідділювачами).

У таблиці 2.5 подано технічні характеристики ситогідроциклонної установки Mongoose PRO.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики ситогідроциклонної установки

Mongoose PRO

Габарити, мм	модель 2-12, 6Т4 3043×1803×2278 модель 2-12, 8Т4 3043×2045×2278
Висота переливу, мм	739
Маса, кг:	модель 2-12, 6Т4 2393 модель 2-12, 8Т4 2707
Сила вібрації (сито без навантаження)	в збалансовано-еліптичному режимі до 7,5 G в прогресивно-еліптичному режимі до 6,5 G
Регулювання кута нахилу деки	$\pm 3^{\circ}$
Основні двигуни (2 шт.)	1,3 кВт
Додатковий двигун (1 шт.)	0,37 кВт
Загальна поверхня сіток, м ²	2,73
Робоча площа сіток, м ²	1,97
Робоча температура	-20 ... +55 °С

Продуктивність гідроциклонів залежить від комплектації. У загалом, виходить, що на один подвійний иловідділювач потрібно 90 футів напору (27,5 м) за продуктивності 150 gpm (9,5 л/с). У той час як на один пісковідділювач потрібно: 75 футів напору (23м) при продуктивності 500 gpm (31,5 л/с).

Циркуляційні системи бурових установок комплектуються для очищення бурових розчинів чотиріступінчастою системою, що включає віброситу, пісковідділювачі, иловідділювачі та центрифуги. Частинок вибуреної породи розміром до 100 мкм видаляються віброситом, до 70 мкм - пісковідділювачем, 40 - 50 мкм - илоотделителем. Технічним засобом для видалення частинок розміром до 4 - 7 мкм є центрифуги. Незважаючи на те, що продуктивність центрифуги, як правило, складає до 5 – 7 л/с, вона у процесі буріння видаляє найчастіше до 30 –

40% вибуреної породи. Практично центрифуги здатні чистити розчин до щільності 1,1 - 1,12 г / см³ . Що стосується вищих проектних щільностей бурового розчину центрифуги входять у роботу періодично, тобто. фактично є регулятором щільності (рис. 2.10).



Рисунок 2.10 - Центрифуга 518 HV

Для очищення від шламу обтяжених бурових розчинів використовуються тільки вібрості, т.к. гідроциклонні механізми через відцентрове осадження разом із шламом видаляють з розчину барит. Для обтяжених розчинів призначення центрифуг – регенерація обважнювача та повернення його назад у розчин. При бурінні в глинистих відкладеннях розчин швидко напрацьовується, в'язкість його зростає, і у значних обсягах він виводиться в відвал разом з обважнювачем. Зниження в'язкості шляхом розведення можна вести лише до певного вмісту глинистого колоїду, при цьому потрібно введення хімреагентів і обважнювача для підтримки густини. Тому сучасна система очищення обтяжених розчинів повинна включати центрифугу та перемішувач бариту, які повертають у циркуляцію обважнювач з надлишкового розчину, а в комор скидається рідка фаза з колоїдною складовою. Ця операція здійснюється за циклом промивання з одночасним введенням водних розчинів хімреагентів для підтримки необхідної

густини. Технічні характеристики центрифуги HV 518 представлені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики центрифуги 518 HV

Габарити, мм	3022×1778×864
Маса, кг	2576
Пропускна здатність (лімітується працюючим насосом)	50 м ³ /година (13,9 л/с)
Розмір ротора, мм	356×1460
Швидкість обертання ротора, про./хв	1900 - 3250
Відцентрова сила, до	2100 G
Розмір видалених частинок:	
— при швидкості 1900 про/хв	6-9 мкм
— при швидкості 3250 про/хв	2-3 мкм
Потужність електродвигунів:	
- основного приводу	37 кВт
- заднього приводу	11 кВт
Електроустаткування	380 В, 50 Гц, 3 фази

2.3 Висновки до розділу 2

1 Сучасні системи очищення бурових розчинів базуються на багатоступеневому принципі, де кожен етап відповідає за видалення частинок певного діаметра – від >100 мкм на шейкерах, 40–100 мкм у піщаних гідроциклонах, 15–40 мкм у мулових гідроциклонах до 2–5 мкм у центрифугах. Така структура дозволяє досягати загальної ефективності очищення 92–97% у сучасних автоматизованих модульних системах.

2 Ефективність роботи обладнання напряму залежить від технічних характеристик: шейкери WSL та Mongoose PRO мають пропускну здатність 140–180 м³/год та забезпечують силу вібрації до 7–7,5 G, що підвищує швидкість

транспортування шламу й ступінь осушення. Гідроциклонні установки WSGO мають пропускну здатність до 180 м³/год та видаляють частинки до 0,05 мм, що забезпечує стабільність параметрів бурового розчину навіть при інтенсивному шламоутворенні.

3 Сучасні комбіновані та модульні системи забезпечують значне підвищення продуктивності та екологічності: комплекси «шейкер + гідроциклон» досягають продуктивності 50–90 м³/год при ефективності очищення 80–90%, а системи з рекуперацією дозволяють повертати до 95% рідкої фази, що суттєво знижує витрати на приготування нових об'ємів бурового розчину.

4 Вибір оптимальної системи очищення повинен базуватися на геологічних умовах, типі бурового розчину та продуктивності буріння, оскільки збільшення діаметра або інтенсивності буріння призводить до пропорційного зростання вимог до продуктивності систем очищення. У складних умовах (інвертні та синтетичні розчини) застосування центрифуг є обов'язковим, адже вони видаляють до 30–40% твердої фази, попри невеликі витрати – 5–7 л/с.

5 Технічні тенденції розвитку обладнання спрямовані на інтелектуалізацію та енергоефективність, що дозволяє зменшити питомі енерговитрати на 20–30%, забезпечити автоматичне регулювання режимів роботи та підвищити стабільність параметрів розчину. Мобільні модульні системи роблять процес очищення гнучким та економічно доцільним, особливо на родовищах з обмеженим простором.

РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ОЧИЩЕННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

3.1 Методика оцінювання ефективності очищення бурового розчину

Методика оцінювання ефективності систем очищення бурового розчину базується на комплексному підході, що поєднує технологічні, технічні, експлуатаційні та економічні критерії. Фундаментальною умовою об'єктивності порівняльного аналізу є проведення досліджень у рівних геологічних та кліматичних умовах, що досягається шляхом одночасного буріння свердловин на одному кущовому майданчику з використанням систем очищення різних виробників.

Методика передбачає систематичний моніторинг параметрів бурового розчину на всіх етапах будівництва свердловини з детальною фіксацією відхилень від проектних значень та аналізом причинно-наслідкових зв'язків між якістю очищення та виникненням технологічних ускладнень. Особлива увага приділяється оцінці роботи обладнання в найбільш складних умовах, які характеризуються високою інтенсивністю шламоутворення, наявністю абразивних порід та необхідністю підтримання жорстких допусків на параметри бурового розчину.

Технологічна ефективність систем очищення оцінюється за здатністю обладнання підтримувати параметри бурового розчину в межах проектних значень протягом усього циклу буріння. Контроль здійснюється шляхом регулярного відбору проб на вході та виході системи очищення з наступним лабораторним аналізом відповідно до діючих стандартів.

Щільність бурового розчину контролюється ареометричним методом згідно з нормативними документами з частотою не менше трьох вимірювань на добу. Допустимі відхилення від проектного значення не повинні перевищувати 20-30 кілограмів на кубічний метр. Систематичне зростання щільності свідчить

про накопичення твердої фази внаслідок неефективної роботи системи очищення.

Умовна в'язкість визначається за допомогою віскозиметра ВБР-1 за методикою держстандарту. Проектні значення зазвичай знаходяться в діапазоні 40-65 секунд залежно від типу бурового розчину та інтервалу буріння. Відхилення від нормативу більше ніж на 10 відсотків вказує на порушення структурно-механічних властивостей розчину через неналежне видалення шламу.

Вміст піску є одним з найважливіших показників якості очищення та визначається гравіметричним методом через промивання проби розчину на ситі з розміром комірок 0,063 міліметра. Нормативне значення становить менше 1 відсотка для більшості типів бурових розчинів. Перевищення цього показника свідчить про недостатню ефективність роботи вібраційних сит та гідроциклонів.

Водовіддача характеризує інтенсивність фільтрації рідкої фази в проникні пласти та визначається на фільтр-пресі АРІ. Допустимі значення залежать від типу розчину і становлять від 3 до 8 кубічних сантиметрів за 30 хвилин. Збільшення водовіддачі понад норматив вказує на накопичення дрібнодисперсних частинок, які не видаляються системою очищення.

Товщина фільтраційної кірки вимірюється після випробування на водовіддачу і не повинна перевищувати 1-2 міліметри. Збільшення товщини кірки створює ризик диференціального прихвату бурильної колони та ускладнює спуск обсадних колон. Цей параметр є інтегральним показником якості очищення, оскільки безпосередньо залежить від вмісту дрібних фракцій у буровому розчині.

Реологічні параметри включають пластичну в'язкість та динамічне напруження зсуву, які визначаються на ротаційному віскозиметрі. Ці показники характеризують здатність розчину виносити шлам на поверхню та забезпечувати стабільність стінок свердловини. Відхилення від проектних значень свідчить про порушення дисперсного складу розчину.

Критичним етапом оцінювання є аналіз параметрів бурового розчину на глибоких інтервалах буріння, де інтенсивність шламоутворення максимальна, а вимоги до якості очищення найжорсткіші. Наприклад, при бурінні під експлуатаційну колону на глибинах понад 2000 метрів навіть незначне погіршення якості очищення може призвести до критичного збільшення водовіддачі та товщини фільтраційної кірки. За результатами практичних досліджень встановлено, що збільшення водовіддачі з 4 до 7 кубічних сантиметрів за 30 хвилин та зростання товщини кірки з 1 до 2 міліметрів створює реальний ризик диференціального прихвату бурильної колони.

Надійність роботи обладнання є критично важливим фактором ефективності систем очищення, оскільки будь-яка відмова призводить до зупинки процесу буріння та значних економічних втрат. Оцінка надійності здійснюється через систему показників, що характеризують безвідмовність роботи та зручність технічного обслуговування.

Коефіцієнт безвідмовної роботи розраховується як відношення часу роботи обладнання без відмов до загального календарного часу експлуатації. Для сучасного обладнання цей показник повинен становити не менше 85-90 відсотків. Досвід експлуатації показує, що вітчизняне обладнання забезпечує безвідмовність на рівні 85 відсотків, тоді як імпорتنі аналоги досягають 90 відсотків і вище. Різниця в 5 відсотків означає, що на кожні 100 годин роботи вітчизняне обладнання простоює в ремонті на 5 годин більше.

Середній час напрацювання на відмову характеризує інтенсивність відмов та для різних типів обладнання становить від 200 до 500 годин безперервної роботи. Центрифуги мають найменший час напрацювання на відмову через високі динамічні навантаження та абразивний знос робочих органів. Вібраційні сита є більш надійними завдяки простоті конструкції.

Тривалість ремонтно-відновлювальних операцій безпосередньо впливає на непродуктивний час буріння. Заміна сіток на вібраційних ситах займає від 1 до 2,5 години залежно від конструкції системи кріплення. Вітчизняне обладнання, як правило, потребує більше часу через менш досконалу конструкцію

швидкознімних механізмів. Заміна футерування гідроциклонів може тривати від 3 до 6 годин, а ремонт центрифуги з заміною підшипників та ущільнень займає до 12-16 годин.

Коефіцієнт корисної дії обладнання визначає енергетичну ефективність процесу очищення. Центрифуги вітчизняного виробництва споживають на 12-15 відсотків більше електроенергії при однаковій продуктивності порівняно з імпортними через менш досконалу конструкцію приводу та підвищені механічні втрати. Для гідроциклонів різниця в ефективності проявляється через необхідність підтримання вищого тиску живлення для досягнення аналогічної якості сепарації.

Зручність технічного обслуговування оцінюється за такими факторами як доступність вузлів для огляду та ремонту, наявність засобів діагностики технічного стану, простота регулювань та налаштувань. Імпортне обладнання, як правило, має кращу ергономіку та оснащене системами автоматичної діагностики, що спрощує виявлення несправностей та планування технічного обслуговування.

Оцінка можливостей модернізації існуючих систем очищення є важливою складовою методики, оскільки дозволяє визначити шляхи підвищення ефективності без повної заміни обладнання. Найбільш актуальним напрямком модернізації є впровадження систем автоматичного регулювання режимів роботи.

Автоматизація регулювання кута нахилу вібраційних сит дозволяє оперативно адаптувати режим роботи до поточних умов буріння без зупинки процесу та ризиків, пов'язаних з ручним регулюванням. Існуючі системи з ручним регулюванням вимагають періодичної зупинки подачі бурового розчину на сита, що займає від 15 до 30 хвилин та створює ризики витоків розчину, зашамління сіток та обриву сітки через гідравлічні удари. Автоматична система з електромеханічними або гідравлічними приводами дозволяє змінювати кут нахилу кожної касети незалежно без зупинки роботи суміжних сит.

Технічні характеристики буровий установки наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики БУ 3000 ЕУК

Параметри БУ	Значення
Умовна глибина буріння, м	3000
Допустима навантаження на гаку, кН	2000
Оснащення талевий системи	5×6
Ротор	Р- 700
Тип бурового насоса	УНБ- 600
Потужність бурового насоса, кВт	600
Буровий вертлюг	УВ- 250МА
Компресор	АВШ 6/10
Талевий блок	УТБК- 5-225
Бурова лебідка	ЛБУ-1200 До
Об'єм ємності для доливання, м ³	20

На рисунку 3.2 представлений блок очищення бурового розчину БУ 3000 ЕУК.

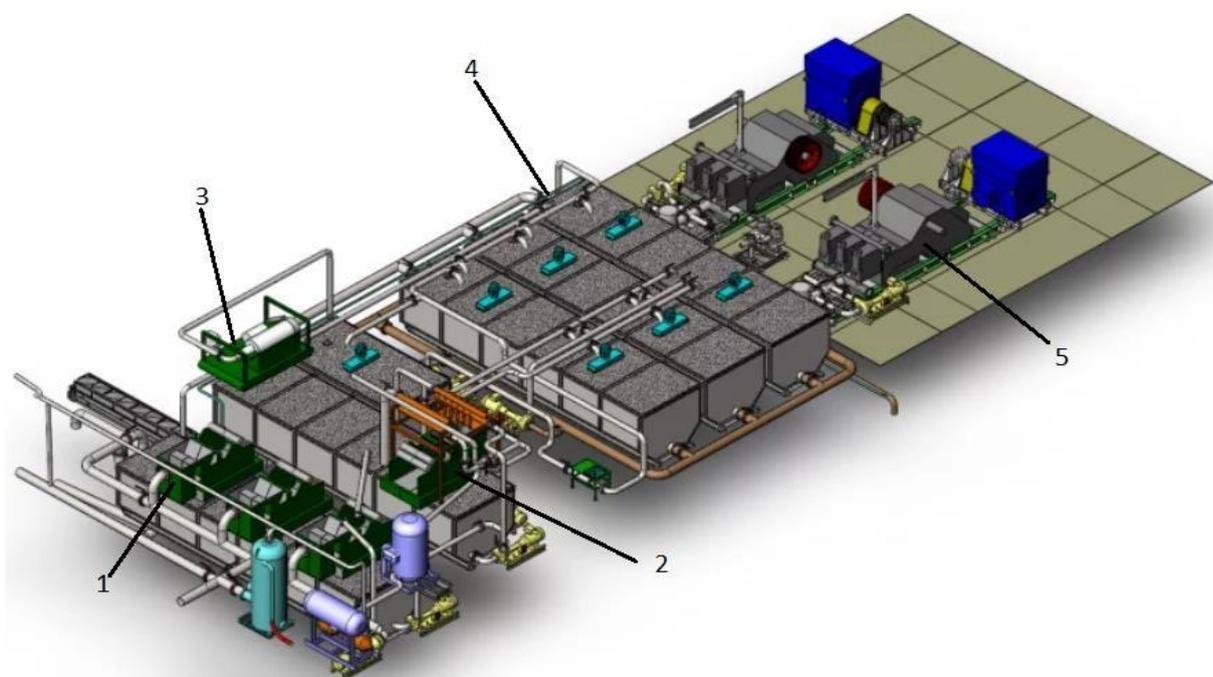


Рисунок 3.2 - Блок очищення бурового розчину БУ 3000 ЕУК:

1 - вібросито; 2 – гідроциклон; 3 – центрифуга; 4 - ємність для приготування і зберігання БР; 5 - буровий насос УНБ-600

Система очищення бурового розчину включає три послідовних ступені сепарації твердої фази. Перша ступінь представлена трьома вібраційними ситами з робочою поверхнею 4,5 квадратних метра кожне, обладнаними сітками з розміром комірок від 100 до 250 мікрметрів залежно від типу бурового розчину та інтервалу буріння. Друга ступінь включає батарею з дванадцяти піщаних та восьми мулових гідроциклонів діаметром 250 та 100 міліметрів відповідно. Третя ступінь представлена декантерною центрифугою продуктивністю до 30 кубічних метрів на годину.

Порівняльний аналіз проводився на двох свердловинах, розташованих на кущовому майданчику номер п'ять з відстанню між устями 150 метрів. Свердловина номер 512 була обладнана системою очищення вітчизняного виробництва, що включала вібросита ВС-2, гідроциклони ГЦ-250 та ГЦ-100 виробництва київського заводу бурового обладнання, центрифугу ОГШ-500К виробництва Сумського машинобудівного заводу. Свердловина номер 513 використовувала обладнання закордонного виробництва компанії Derrick Corporation, що включало вібросита серії Hyperpool, гідроциклони Desander та Desilter, декантерну центрифугу DE-1000.

Буріння під направлення. Інтервал буріння 0-40 метрів (буріння) під направлення \varnothing 426 мм).

Тип розчину: Глинистий.

Буріння інтервалу під направлення здійснюється глинистим буровим розчином. Даний тип промивної рідини є відносно недорогим, має високим коефіцієнтом тиксотропії для запобігання обвалу стінок свердловин в верхніх, нестійких відкладеннях, гарною здатністю, що виносить, що критично для очищення стовбура свердловини великого діаметру. Компонентний склад бурового розчину вказано у таблиці 3.2.

Середній час механічного буріння під направлення склало 4 години для кожної зі свердловин. У процесі буріння проводилися вимірювання параметрів бурового розчину обладнанням вітчизняного та зарубіжного виробництва (табл. 3.3).

Таблиця 3.2 - Компонентний склад бурового розчину

Найменування реагенту	Зміст кг/м ³	Призначення реагенту в розчині
Сода кальцинована	1 +/- 0,5	Регулятор жорсткості і рН
Каустик сода	1 +/- 0,5	Регулятор рН
Бентоніт ПБМА	50-70 +/- 10	Структуруювач

Таблиця 3.3 - Параметри бурових розчинів

Параметри	Значення за програмою буріння	Свердловина №1 (Вітчизняне обладнання)	Свердловина №2 (Закордонне обладнання)
Щільність, кг/м ³	1150	1150	1150
Умовна в'язкість, з	40-60	59	60
рН	7,0 - 9,0	9	9

Під час проходження інтервалу під направлення відхилень параметрів бурового розчину від проектних не зафіксовано. Геологічні ускладнення були відсутні. Обладнання обох виробників успішно впоралося з поставленим завданням.

Буріння під кондуктор. Інтервал буріння (буріння) під кондуктор Ø324мм).

Тип бурового розчину: NaCl - соленасичений .

В інтервалі буріння під кондуктором можлива наявність пропластків кам'яної солі, розбурювання яких може призвести до збільшення щільності та фільтрації вище програмних значень, що вимагатиме додаткової обробки розчину для відновлення параметрів розчину до програмних значень. Компонентний склад бурового розчину вказано у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Компонентний склад бурового розчину

Найменування реагенту	Концентрація кг/м ³	Призначення реагенту в розчині
Кальцинована сода	1,0+/- 1	Регулятор рН та жорсткості
Каустик сода	2,0+/- 0,5	Регулятор рН
Галіт	270+/- 20	Хлорид натрію
Крохмаль модифікований	8+/- 1	Регулятор водовіддачі
Поліаніонна целюлоза	2+/- 0,5	Регулятор водовіддачі, реології
Біополімер (ксантанова смола)	3+/- 0,5	Біополімер, регулятор реології

Середній час механічного буріння під напруження становило 73 години кожної з свердловин. У процесі буріння проводилися вимірювання параметрів бурового розчину обладнанням вітчизняного та зарубіжного виробництва, див. таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 - Параметри бурових розчинів

Параметри	Значення по програмі буріння	Свердловина №1 (Вітчизняне обладнання)	Свердловина №2 (Закордонне обладнання)
Щільність, кг/м ³	1180-1240	1200	1220
Умовна в'язкість, з	40-60	60	60
Водовіддача см ^{3/30} хв.	5-6	5	5
Пластична в'язкість сПз	10-18	17	16
ДНС, фнт /100фт ²	20-25	23	24
рН	9-10	9	9
Зміст піску %	<1	0,6	0,5
Загальна жорсткість мг/л	<200	120	110
СНР, фнт /100фт ²	4-7/ 7-20	7/19	7/18
Фільтраційна кірка, мм	<1,0	1	1220

При проходженні інтервалу під кондуктором відхилень параметрів бурового розчину від проектних не зафіксовано. Геологічні ускладнення були відсутні. Обладнання обох виробників успішно впоралося з поставленим завданням.

Буріння під технічну колону. Інтервал буріння технічної колони 600-1850 метрів (буріння під технічну колону Ø 245 мм).

Тип бурового розчину: NaCl - соленасичений .

У якості основний промивною рідини обраний буровий розчин на основі NaCl . Вибрана система розчину дозволить максимально знизити ризик виникнення ускладнень. Оскільки цей інтервал представлений відкладеннями солей. Компонентний склад бурового розчину вказано у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Параметри бурових розчинів

Найменування реагенту	Концентрація кг/м ³	Призначення реагенту в розчині
Кальцинована сода	2,0+/- 1	Регулятор рН і жорсткості
Каустик сода	2,0+/- 0,5	Регулятор рН
Галіт	270+/- 10	Хлорид натрію
Крохмаль модифікований	11+/- 2	Регулятор водовіддачі
Поліаніонна целюлоза	0,7+/- 0,3	Регулятор водовіддачі, реології

Середній час механічного буріння під технічну колону становило 167 годин. У процесі буріння проводилися вимірювання параметрів бурового розчину обладнанням вітчизняного та зарубіжного виробництва, див. таблицю 3.7.

Під час проходження інтервалу під технічну колону відхилень параметрів бурового розчину від проектних не зафіксовано. Геологічні ускладнення були відсутні. Обладнання обох виробників успішно впоралося з поставленим завданням.

Таблиця 3.7 - Параметри бурових розчинів

Параметри	Значення по програмі буріння	Свердловина №1 (Вітчизняне обладнання)	Свердловина №2 (Закордонне обладнання)
Щільність, кг/м ³	1180 - 1240	1230	1210
Умовна в'язкість, з	40-60	60	60
Водовіддача см ^{3/30} хв.	5-6	6	5
Пластична в'язкість сПз	10-18	18	17
ДНС, фнт /100ф _T ²	20-25	23	25
pH	9-10	10	10
Зміст піску %	<1	0,4	0,3
Загальна жорсткість мг/л	<200	100	110
СНР, фнт /100ф _T ²	4-7/ 7-20	6/18	7/20
Фільтраційна кірка, мм	<1,0	1	1

Буріння під експлуатаційну колону. Інтервал буріння 1850 – 3100 метрів (168 мм). Тип розчину: KCL – полімерний (на водяній основі).

Даний тип промивної рідини є відносно недорогим, володіє високим коефіцієнтом тиксотропії для запобігання обвалу стінок свердловин у нестійких відкладеннях, гарною здатністю, що виносить. Сприяють збільшенню механічної швидкості проходки, стійкості долота. Компонентний склад бурового розчину вказано у таблиці 3.8.

Середній час механічного буріння під направлення становив 207 годин для свердловини із закордонним обладнанням. У процесі буріння проводилися вимірювання параметрів бурового розчину обладнанням вітчизняного та зарубіжного виробництва, див. таблицю 3.9.

Таблиця 3.8 - Компонентний склад бурового розчину

Найменування реагенту	Концентрація кг/м ³	Призначення реагенту в розчині
Каустик сода	3+/- 1	Регулятор рН
Кальцинована сода	2 +/- 0,5	Регулятор жорсткості і рН
Мармурова крихта 07-96 (дрібного помелу)	25+/- 1	Обважнювач, мікрокольматант
Мармурова крихта 160 (середнього помелу)	25+/- 0.5	Обважнювач, мікрокольматант
Мармурова крихта 400 (великого помелу)	25+/- 0.5	Обважнювач, мікрокольматант
Бактерицид	0,2+/- 0,1	Дезинфікує та уповільнює процес корозії
Хлорид калію	30+/- 4	Інгібітор
Крохмаль модифікований	12+/- 2	Регулятор водовіддачі
Змащення	1+/- 0?3	Мастильна дія
Біополімер (ксантанова смола)	4+/- 0,5	Біополімер, регулятор реології

Таблиця 3.9 - Параметри бурових розчинів

Параметри	Значення по програмі буріння	Свердловина №1 (Вітчизняне обладнання)	Свердловина №2 (Закордонне обладнання)
Щільність, кг/м ³	1050-1070	1080	1060
Умовна в'язкість, з	45-65	64	60
Водовіддача см ^{3/30} хв.	3-6	7	4
Пластична в'язкість сПз	10-18	17	16
ДНС, фнт /100фт ²	20-25	24	23
рН	9-10	10	10
Зміст піску %	<1	0,8	0,3
СНР, фнт /100фт ²	6-10/ 7-14	9/12	8/12
Глиниста кірка мм	<1,0	2	1

При проходженні інтервалу, представленого пісковиком на свердловині №1 стався диференціальний прихват бурильною колони.

Виникненню прихвату сприяло збільшення фільтраційної кірки в зв'язку з збільшенням концентрації дрібних твердих уламків породи. При зростанні концентрації твердих уламків в розчині, фільтраційна кірка стає більше пористий і проникною, що наводить до збільшення водовіддачі. Це прискорило її зростання і збільшило її кінцеву товщину. На свердловині №2 відхилень параметрів бурового розчину від проектних не спостерігалось. Ускладнень через погане очищення бурового розчину не сталося.

У процесі роботи з обладнанням вітчизняного виробництва були виявлені такі проблеми:

- вітчизняне обладнання поступається закордонному в надійності (менший термін експлуатації);
- потребує найбільшого часу заміни витратних деталей, що може призвести до збільшення непродуктивного буріння;
- пристрій вітчизняного устаткування має нижчий ККД проти зарубіжними аналогами.

Головним позитивним критерієм слід виділити меншу вартість устаткування, і навіть запасних деталей.

Головним мінусом обладнання кожною компанією є можливість оперативно змінити кут нахилу вібросит.

Бурове обладнання, у тому числі і система очищення бурового розчину, має заданий проектом на свердловину режим роботи, за якого вони забезпечують фіксовані продуктивність, обсяг надходить бурового розчину і його гадані параметри при виході на гирло свердловини. У зв'язку з цим членам бурової бригади доводиться регулярно вручну змінювати положення нахилу касет вібросит, так як на буровий часто встановлюється від 3 і більше вібраційних сіт, це займає багато часу внаслідок чого може статися витік бурового розчину, зашламливание сіток касет і як наслідок ризик обриву сітки.

Тому обладнанню з очищення бурового розчину рекомендується

модернізація. А саме, заміна застарілої ручної системи контролю кута нахилу вікине на автоматичну, що дозволить скоротити час операції, запобігти супутнім ризикам.

3.3 Аналіз результатів та рекомендації щодо оптимізації систем очищення

Проведений порівняльний аналіз роботи систем очищення бурового розчину вітчизняного та закордонного виробництва на свердловинах досліджуваного родовища дозволив отримати комплексну інформацію про ефективність обладнання в реальних умовах експлуатації. Дослідження охоплювало чотири послідовних етапи будівництва свердловин з використанням різних типів бурових розчинів, що дало змогу оцінити роботу систем очищення в широкому діапазоні технологічних умов.

На початкових етапах буріння, що включали проходження інтервалів під направлення та кондуктор на глибинах до 600 метрів, обидві системи очищення продемонстрували практично ідентичні результати. Параметри бурового розчину стабільно утримувалися в межах проектних значень, відхилень не зафіксовано, геологічних ускладнень не виникало. Це пояснюється відносно простими умовами буріння на малих глибинах з невисокою інтенсивністю шламоутворення та великими діаметрами стовбура свердловини, що не створювали критичних навантажень на системи очищення.

Перші ознаки відмінностей у роботі обладнання проявилися на етапі буріння під технічну колону в інтервалі 600-1850 метрів. Хоча параметри бурового розчину ще залишалися в допустимих межах для обох систем, спостерігалася тенденція до дещо більшого вмісту піску та підвищення щільності на свердловині з вітчизняним обладнанням. Вміст піску становив 0,4 відсотка проти 0,3 відсотка на свердловині з імпортним обладнанням, а щільність досягла 1230 кілограмів на кубічний метр проти 1210 кілограмів відповідно. Ці відхилення, хоч і невеликі, свідчили про менш ефективне видалення твердої фази вітчизняною системою очищення.

Критичні відмінності в роботі систем проявилися на найглибшому інтервалі буріння під експлуатаційну колону від 1850 до 3100 метрів при використанні калій-хлоридного полімерного розчину. На цьому етапі система вітчизняного виробництва не змогла забезпечити належну якість очищення, що призвело до систематичного погіршення параметрів бурового розчину та виникнення серйозного ускладнення у вигляді диференціального прихвату бурильної колони. Водовіддача збільшилася до 7 кубічних сантиметрів за 30 хвилин при нормі 3-6, вміст піску зріс до 0,8 відсотка, а товщина фільтраційної кірки досягла 2 міліметрів, що вдвічі перевищує допустиме значення.

Для наочної демонстрації динаміки зміни ключових параметрів бурового розчину на різних етапах буріння було побудовано комплекс графічних залежностей, що дозволяють візуально оцінити ефективність роботи систем очищення (рис. 3.3 – 3.7).

Детальне вивчення технічних особливостей обладнання дозволило встановити конкретні причини відмінностей у ефективності роботи систем очищення. Вітчизняне обладнання характеризується меншою надійністю, що проявляється у коефіцієнті безвідмовної роботи на рівні 85 відсотків проти 90 відсотків для імпортного. Це означає, що на кожні 100 годин роботи вітчизняне обладнання простоє в ремонті на 5 годин більше, ніж імпортне. За весь період буріння свердловини тривалістю 475 годин це становить додаткові 23,75 години непродуктивного часу.

Суттєвою проблемою виявилася тривалість заміни витратних деталей. Заміна сіток на вібраційних ситах вітчизняного виробництва займає від 2 до 2,5 години проти 1-1,5 години для імпортного обладнання внаслідок менш продуманої конструкції системи кріплення касет. Заміна футерування гідроциклонів також потребує більше часу через складнішу конструкцію та необхідність використання спеціалізованого інструменту. При частоті заміни сіток один раз на 5-7 діб ця різниця накопичується і призводить до значних втрат продуктивного часу.

Таблиця 3.10 – Узагальнені результати порівняльного аналізу систем очищення бурового розчину

Етап буріння / Параметр	Проектне значення	Вітчизняне обладнання	Закордонне обладнання	Відхилення, %	Оцінка ефективності
1. Буріння під направлення (0-40 м, Ø 426 мм, глинистий розчин)					
Час буріння, год	-	4	4	0	Однакова
Щільність, кг/м ³	1150	1150	1150	0	Однакова
Умовна в'язкість, с	40-60	59	60	+1,7	Однакова
Ускладнення	-	Відсутні	Відсутні	-	Однакова
2. Буріння під кондуктор (40-600 м, Ø 324 мм, NaCl-розчин)					
Час буріння, год	-	73	73	0	Однакова
Щільність, кг/м ³	1180-1240	1200	1220	+1,7	Однакова
Вміст піску, %	<1,0	0,6	0,5	-16,7	Незначна перевага імпорту
Водовіддача, см ³ /30хв	5-6	5	5	0	Однакова
Фільтраційна кірка, мм	<1,0	1	1	0	Однакова
Ускладнення	-	Відсутні	Відсутні	-	Однакова
3. Буріння під технічну колону (600-1850 м, Ø 245 мм, NaCl-розчин)					
Час буріння, год	-	167	167	0	Однакова
Щільність, кг/м ³	1180-1240	1230	1210	-1,6	Перевага імпорту
Вміст піску, %	<1,0	0,4	0,3	-25,0	Перевага імпорту
Водовіддача, см ³ /30хв	5-6	6	5	-16,7	Перевага імпорту
Фільтраційна кірка, мм	<1,0	1	1	0	Однакова
Ускладнення	-	Відсутні	Відсутні	-	Однакова
4. Буріння під експлуатаційну колону (1850-3100 м, Ø 168 мм, KCl-розчин)					
Час буріння, год	-	207+	207	+11,6	Значна перевага імпорту

Етап буріння / Параметр	Проектне значення	Вітчизняне обладнання	Закордонне обладнання	Відхилення, %	Оцінка ефективності
Щільність, кг/м ³	1050-1070	1080	1060	-1,9	Значна перевага імпорту
Умовна в'язкість, с	45-65	64	60	-6,3	Перевага імпорту
Вміст піску, %	<1,0	0,8	0,3	-62,5	Значна перевага імпорту
Водовіддача, см ³ /30хв	3-6	7	4	-42,9	Значна перевага імпорту
Фільтраційна кірка, мм	<1,0	2	1	-50,0	Значна перевага імпорту
Ускладнення	-	Прихват колони	Відсутні	-	Значна перевага імпорту
Загальний час буріння, год	451	451+24	451	+5,3	Перевага імпорту
Кількість ускладнень	0	1	0	-	Перевага імпорту
Коефіцієнт безвідмовності, %	>85	85	90	+5,9	Перевага імпорту

Умовні позначення: Відмінний результат Задовільний результат Незадовільний результат

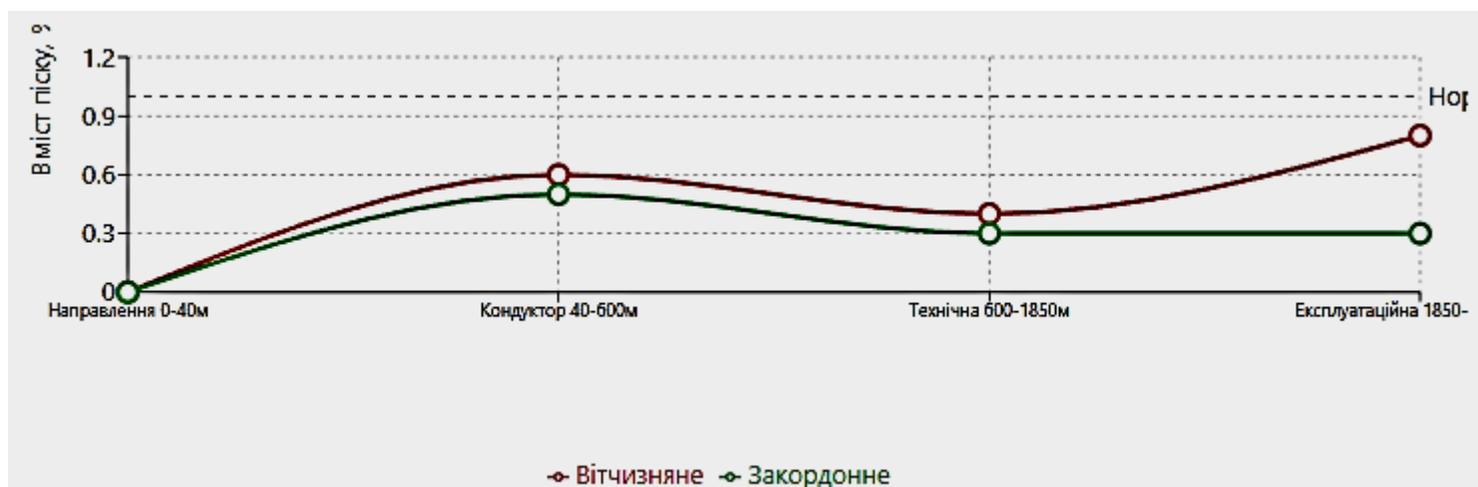


Рисунок 3.3 – Динаміка зміни вмісту піску в буровому розчині

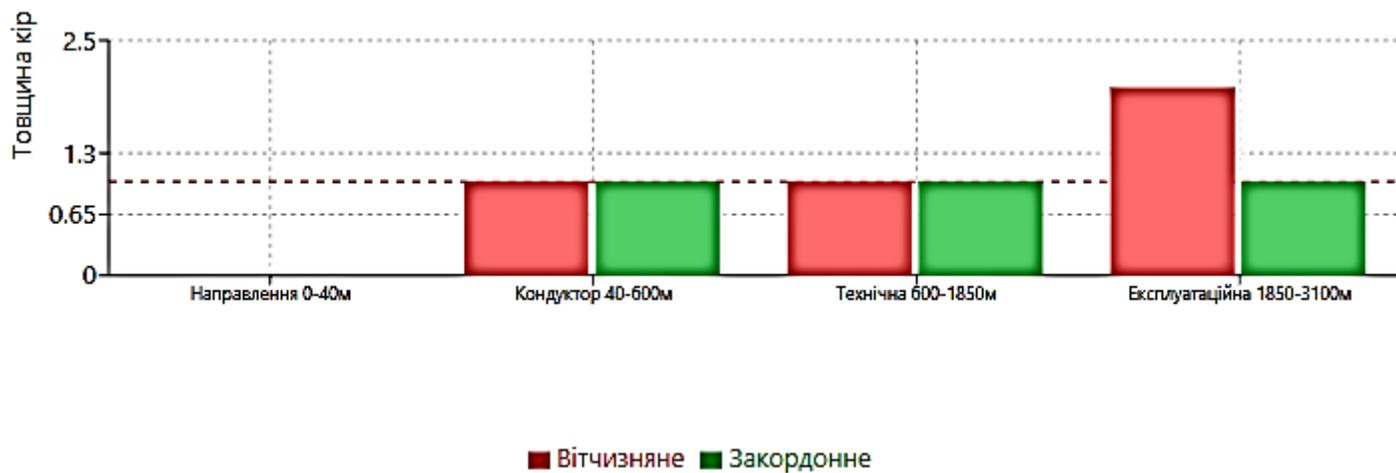


Рисунок 3.4 – Товщина фільтраційної кірки на різних етапах буріння

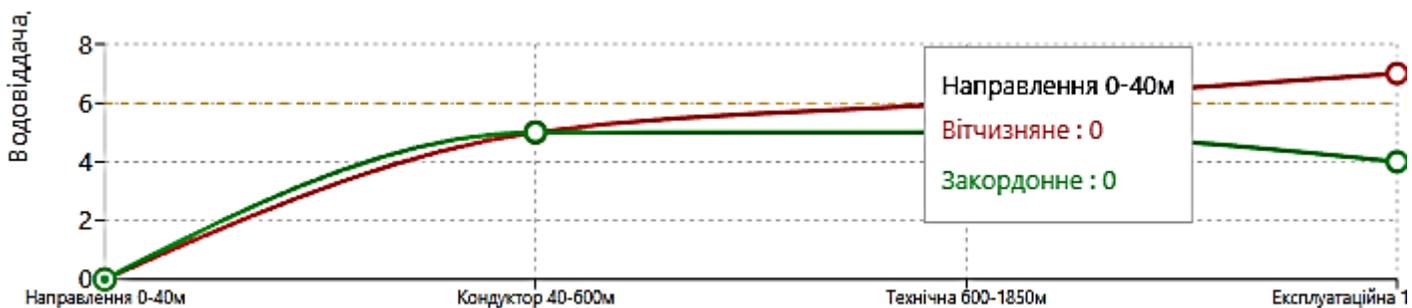


Рисунок 3.5 – Водовіддача бурового розчину

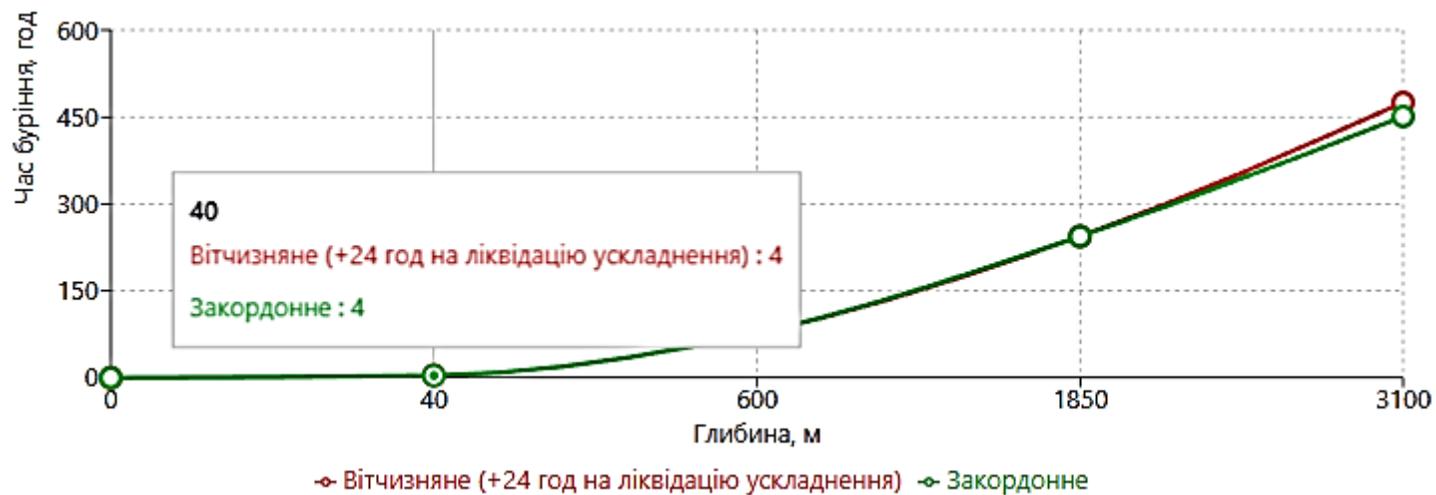


Рисунок 3.6 – Кумулятивний час буріння свердловин

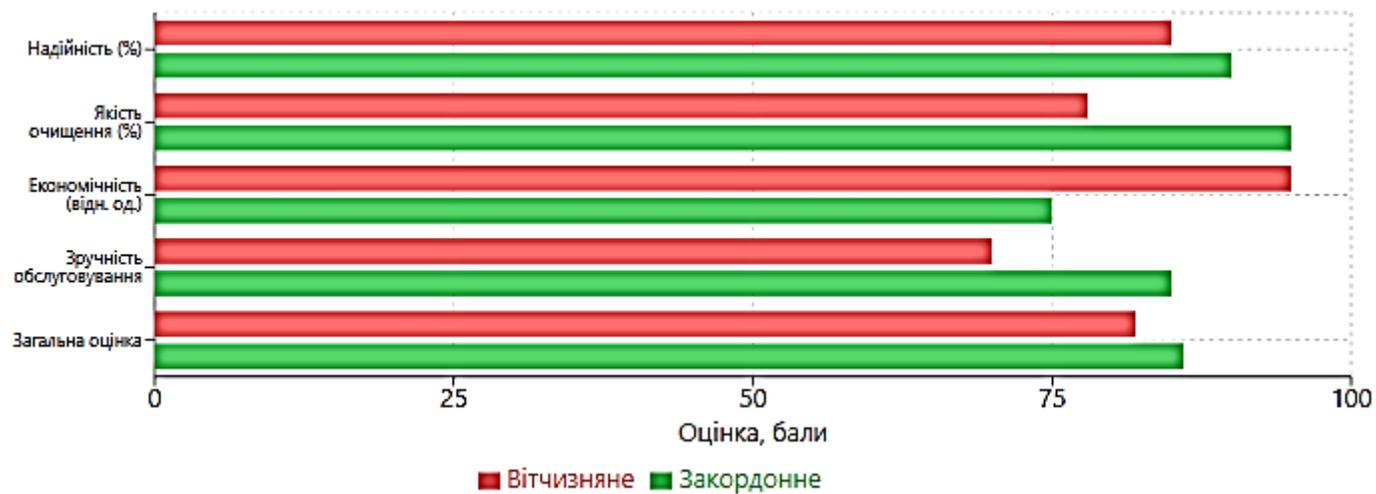


Рисунок 3.7 – Комплексна оцінка ефективності систем очищення

Коефіцієнт корисної дії вітчизняного обладнання виявився на 12-15 відсотків нижчим порівняно з імпортними аналогами. Центрифуга вітчизняного виробництва споживає приблизно 55-60 кіловат електроенергії при продуктивності 30-35 кубічних метрів на годину, тоді як імпортна центрифуга досягає такої ж продуктивності при споживанні 45-50 кіловат. Це пов'язано з менш досконалою конструкцією приводу, застарілою системою ущільнень та підвищеними втратами на тертя. За рік експлуатації різниця в енергоспоживанні може становити десятки тисяч кіловат-годин.

Гідроциклони вітчизняного виробництва вимагають підтримання вищого тиску живлення для досягнення прийнятної якості сепарації. Робочий тиск імпортних гідроциклонів становить 2,5-3,0 атмосфери, тоді як вітчизняні потребують 3,5-4,0 атмосфери для аналогічної ефективності. Це збільшує навантаження на насосне обладнання, підвищує енергоспоживання та прискорює знос як самих гідроциклонів, так і допоміжного устаткування.

Позитивним фактором вітчизняного обладнання залишається його значно менша вартість. Комплект вітчизняного обладнання для системи очищення коштує 2 мільйони 376 тисяч гривень проти 3 мільйонів 504 тисяч гривень для імпортного, що становить економію 1 мільйон 128 тисяч гривень або 32,2 відсотка від вартості імпортного комплекту. Запасні частини та витратні матеріали для вітчизняного обладнання також дешевші на 30-40 відсотків, що знижує поточні експлуатаційні витрати.

На основі проведеного аналізу сформульовано комплекс рекомендацій щодо підвищення ефективності систем очищення бурового розчину.

Впровадження автоматичної системи регулювання кута нахилу вібраційних сит є найбільш пріоритетним заходом для обладнання обох виробників. Існуюча ручна система регулювання створює ризики витоку бурового розчину, призводить до зашламлення сіток та підвищує ймовірність обриву сітки через гідравлічні удари. Рекомендується встановлення електромеханічних або гідравлічних приводів з можливістю дистанційного керування кожною касетою окремо. Система повинна включати датчики

параметрів бурового розчину на вході та виході, а також програмований контролер для реалізації алгоритмів автоматичної оптимізації режиму роботи. Орієнтовна вартість модернізації одного вібросита становить 150-200 тисяч гривень, термін окупності при інтенсивній експлуатації складає 8-12 місяців.

Модернізація центрифуг вітчизняного виробництва повинна включати заміну приводу на більш енергоефективний з використанням частотно-регульованого електродвигуна, що дозволить знизити споживання електроенергії на 15-20 відсотків. Необхідна також заміна системи ущільнень на сучасні торцеві ущільнення з карбіду кремнію, які забезпечують кращу герметичність та довший термін служби. Встановлення автоматичної системи контролю вібрації дозволить запобігти аварійним ситуаціям та своєчасно виявляти необхідність технічного обслуговування. Вартість модернізації однієї центрифуги становить приблизно 400-500 тисяч гривень.

Удосконалення гідроциклонних установок може бути досягнуто шляхом оптимізації геометричних параметрів корпусів гідроциклонів, встановлення автоматичних систем контролю та регулювання тиску живлення, а також впровадження систем моніторингу ступеня зносу футерування. Рекомендується використання композитних матеріалів з високою зносостійкістю для виготовлення вставок у зонах підвищеного абразивного зносу. Встановлення манометрів та витратомірів на кожному гідроциклоні дозволить оперативно виявляти відхилення від оптимального режиму роботи.

Впровадження системи безперервного моніторингу параметрів бурового розчину з використанням автоматичних аналізаторів щільності, в'язкості, вмісту твердої фази та гранулометричного складу дозволить оперативно реагувати на зміни якості очищення. Система повинна включати датчики на вході та виході кожної ступені очищення з передачею даних на центральний пульта керування. Програмне забезпечення має забезпечувати візуалізацію параметрів у режимі реального часу, зберігання історичних даних та формування попереджень при відхиленнях від нормативних значень. Вартість комплексної системи моніторингу становить 800-1000 тисяч гривень.

Оптимізація режимів обслуговування та ремонту вимагає розробки чітких регламентів технічного обслуговування з урахуванням реальних умов експлуатації. Рекомендується перехід від системи планово-попереджувального ремонту до системи обслуговування за фактичним станом з використанням методів вібродіагностики, термографії та аналізу змащувальних матеріалів. Необхідне створення складу запасних частин з номенклатурою, достатньою для усунення типових відмов протягом 2-4 годин без очікування поставок. Навчання персоналу сучасним методам діагностики та ремонту дозволить скоротити час простоїв на 25-30 відсотків.

Впровадження систем рекуперації бурового розчину з відходів є актуальним при використанні дорогих інвертно-емульсійних та синтетичних розчинів. Установки термічної обробки шламу дозволяють повертати в циркуляцію до 85-90 відсотків вуглеводневої основи розчину, що значно знижує експлуатаційні витрати. При вартості синтетичного бурового розчину 50-70 тисяч гривень за кубічний метр економія може досягати декількох мільйонів гривень на одну свердловину. Термін окупності установки термічної обробки при бурінні 4-5 свердловин на рік становить 2-3 роки.

Удосконалення конструкції витратних елементів включає розробку швидкознімних систем кріплення сіток вібраційних сит з можливістю заміни без зупинки роботи суміжних сит, створення модульних конструкцій гідроциклонів з уніфікованими вузлами для спрощення ремонту та скорочення номенклатури запасних частин. Застосування зносостійких покриттів на робочих поверхнях дозволить збільшити міжремонтний період у 1,5-2 рази.

Комплексна автоматизація системи очищення передбачає інтеграцію всіх підсистем моніторингу та керування в єдину автоматизовану систему управління технологічним процесом. Система повинна забезпечувати автоматичне регулювання режимів роботи всіх ступенів очищення залежно від поточних параметрів бурового розчину, інтенсивності шламоутворення та стадії технологічного циклу. Впровадження елементів штучного інтелекту для

удосконалення системи технічного обслуговування, дозволить підвищити ефективність вітчизняного обладнання до рівня, близького до імпортних аналогів.

6. Спільним недоліком обладнання обох виробників є відсутність автоматичного регулювання кута нахилу вібраційних сит, що створює ризики технологічних порушень та знижує загальну ефективність процесу очищення. Усунення цього недоліку повинно стати пріоритетним напрямком модернізації для підвищення безпеки та продуктивності бурових робіт.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності очищення бурових розчинів шляхом аналізу вітчизняних та закордонних систем та визначення напрямів їх удосконалення.

1 Комплексний аналіз бурових промивних рідин підтвердив, що ефективність буріння значною мірою визначається правильним вибором типу розчину, його фазового складу та системи очищення. Відсутність уніфікованої класифікації ускладнює стандартизацію, однак використання класифікацій за Паусом, за призначенням і фазовим складом дає можливість адаптувати розчини до конкретних геолого-технічних умов. Підтримання твердої фази в межах 6–8 % і активної фази 3–4 % є критично важливим для стабільної роботи свердловини.

2 Ефективність очищення бурового розчину безпосередньо визначає стабільність реологічних властивостей, швидкість буріння та ризики аварійних ситуацій. Механічне очищення забезпечує видалення 70–85 % твердої фази на ранніх етапах та до 95–98 % – при використанні високошвидкісних центрифуг, що дозволяє знижувати пластичну в'язкість на 15–25 % і підвищувати механічну швидкість буріння на 10–20 %.

3 Сучасні багатоступеневі системи очищення демонструють високу ефективність завдяки поєднанню вібросит, гідроциклонів і центрифуг, що забезпечує селективне видалення частинок розміром від >100 мкм до 2–5 мкм. Продуктивність шейкерів 140–180 м³/год та пропускна здатність гідроциклонних модулів до 180 м³/год дозволяють підтримувати стабільні характеристики розчину навіть у складних бурових умовах. Системи з рекуперацією забезпечують повернення до 95 % рідкої фази, зменшуючи матеріальні витрати.

4 Порівняльний аналіз обладнання вітчизняного та імпортного виробництва показав суттєву різницю в надійності та ефективності очищення, яка особливо проявляється на великих глибинах. Вітчизняні системи забезпечували вміст піску до 0,8 % та товщину кірки до 2 мм, що призвело до

диференційного прихвату і збільшення часу буріння на 24 години (5,3 %). Імпортні установки утримували вміст піску в межах 0,3–0,5 % та товщину кірки ≈ 1 мм, демонструючи коефіцієнт безвідмовної роботи 90 % проти 85 % у вітчизняних аналогів.

5 Основним недоліком вітчизняних систем є нижча ефективність видалення дрібнодисперсної фракції та менша надійність, однак вони мають перевагу у вигляді доступності – вартість обладнання та ЗІП на ≈ 32 % нижча за імпортні аналоги. Впровадження заходів модернізації (автоматизація, вдосконалення центрифуг та гідроциклонів, система моніторингу) здатне суттєво підвищити їх ефективність та наблизити до рівня передових світових систем.

6 Загальна оцінка показує, що підвищення ефективності механічного очищення є одним із ключових напрямів оптимізації бурових робіт, оскільки забезпечує економію до 12–18 % витрат на приготування розчину, зменшує знос обладнання та мінімізує аварійні ризики. Системна модернізація та адаптація обладнання до умов родовищ України дозволить покращити техніко-економічні показники буріння та підвищити надійність експлуатації свердловин.

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

In this work, an important scientific and technical objective has been solved — improving the efficiency of drilling fluid purification through the analysis of domestic and foreign systems and the identification of directions for their enhancement.

1. A comprehensive analysis of drilling muds confirmed that drilling efficiency is largely determined by the correct selection of fluid type, its phase composition, and the purification system. The absence of a unified classification complicates standardization; however, classifications by Paus, by purpose, and by phase composition allow adapting fluids to specific geological and technical conditions. Maintaining the total solids content within 6–8% and the active solids within 3–4% is critically important for stable well performance.

2. The efficiency of drilling fluid purification directly determines the stability of rheological properties, drilling rate, and risks of operational incidents. Mechanical purification provides the removal of 70–85% of solids at early stages and up to 95–98% when high-speed centrifuges are used, which reduces plastic viscosity by 15–25% and increases the mechanical rate of penetration by 10–20%.

3. Modern multistage purification systems demonstrate high efficiency due to the combination of shale shakers, hydrocyclones, and centrifuges, ensuring selective removal of particles ranging from $>100\ \mu\text{m}$ to $2\text{--}5\ \mu\text{m}$. Shaker capacities of 140–180 m^3/h and hydrocyclone throughput up to 180 m^3/h allow maintaining stable fluid properties even under challenging drilling conditions. Recovery-based systems return up to 95% of the liquid phase, reducing material consumption.

4. Comparative analysis of domestic and imported equipment revealed significant differences in reliability and purification efficiency, especially at greater depths. Domestic systems provided sand content up to 0.8% and filter cake thickness up to 2 mm, leading to a differential sticking event and increasing drilling time by 24 hours (5.3%). Imported systems maintained sand content within 0.3–0.5% and filter cake thickness of $\sim 1\ \text{mm}$, demonstrating a reliability coefficient of 90% compared to 85% for domestic units.

5. The main drawback of domestic systems is lower efficiency in removing fine solids and reduced reliability, although they offer a cost advantage — equipment and spare parts are approximately 32% cheaper than imported analogues. Implementing modernization measures (automation, improved centrifuges and hydrocyclones, monitoring systems) can significantly increase their performance and bring them closer to advanced international systems.

6. Overall assessment shows that improving mechanical purification efficiency is one of the key areas for optimizing drilling operations, as it provides 12–18% savings in drilling fluid preparation costs, reduces equipment wear, and minimizes operational risks. Systematic modernization and adaptation of equipment to the conditions of Ukrainian fields will improve the technical and economic performance of drilling and increase well operational reliability.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аблєєва І.Ю., Пляцук Л.Д., Зінченко В.Ю., Луценко С.В., Бережна І.О., Янченко І.О. Оцінка ефективності розділення бурового шламу у полі дії відцентрових сил. Гірничий вісник. Кривий Ріг: Криворізький національний університет, 2020. Вип. 108. С. 3–9. URL: <https://miningjournal.com.ua/uk/journals/tom-18-2-2020>
2. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
3. 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.
4. 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.
5. 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
6. Загибайло , Г.Т. Промивка свердловин [Текст] / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик . – К.: Знання України, 2006. – 200 с.
7. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.
8. Мислюк М.А. Буріння свердловин [Текст]: довідник / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич , Р.С. Яремійчук . – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2 . – 303 с.
9. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурові промивальні рідини та тампонажні суміші: Підручник. – Полтава: ПолтНТУ,

2006. – 296 с.

10. Петрук В. Г., Васильківський І. В., Кватернюк С.М., Турчик П.М., Іщенко В.А., Петрук Р.В. Управління та поводження з відходами. Частина 2. Тверді побутові відходи : навч посіб. Вінниця, 2015. - С. 100

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

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

13. Рикусова Н. І. Вплив на навколишнє природне середовище (НПС) бурових робіт та відходів буріння нафтогазових свердловин. Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ" : зб. наук. пр. Сер. : Механікотехнологічні системи та комплекси. Харків : НТУ "ХПІ", 2017. № 20 (1242). С. 98-102. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/06434b32-b848-49b0-ba80-bcc6f9bcaf98/content>

14. Рикусова Н. І. Сучасні методи переробки та утилізації відходів буріння нафтогазових свердловин. Екологічні науки. 2018. Випуск 1 (20), Том 2. С. 130–135. URL: http://ecoj.dea.kiev.ua/archives/2018/1/part_2/29.pdf

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

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

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

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

19. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК “Укргазвидобування”
20. СТП 320.00158764.067-2003. Інструкція по закінченню свердловин бурінням. ДК “Укргазвидобування”
21. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
22. Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д., Семак О. С. Відкриття, розвідка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Львів: Центр Європи, 2003. – 450 с.
23. Austin E.H. Drilling engineering handbook. Springer Science & Business Media, 2012. 300 p.
24. Bakker A. Modeling of the Turbulent Flow in HEV Static Mixers / A. Bakker, R. LaRoche [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.bakker.org/cfmbook/turbhev.pdf>.
25. Baumgarten C. Mixture Formation in Internal Combustion Engines / C. Baumgarten. – Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2006. – 294 p.
26. Bourgoyne A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young, F.S. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2014. 1707 p.
27. 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.
28. Deryaev, A. Engineering aspects and improvement of well drilling technologies at the Altyguyi field. Naukovij Žurnal «Tehnika Ta Energetika». 2024. 15(2), 9–20. Internet Archive. URL: <https://doi.org/10.31548/machinery/2.2024.09>
29. Dindoruk B., Zhang F. Advances in Drilling and Completion Fluid Technologies for Protecting Oil and Gas Reservoirs: Research Progress and Development Trends. Journal of Energy Resources Technology. 2024. 146(5). URL: <https://doi.org/10.1115/1.4064472>
30. Gabolde G., Nguyen J.P. Drilling Data Handbook. Editions Technip; 8th edition, 2006. 600 p.
31. 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.

32. Ibrahim M., Nawaz M. H., Rout P. R., Lim J.-W., Mainali B., Shahid M. K. Advances in Produced Water Treatment Technologies: An In-Depth Exploration with an Emphasis on Membrane-Based Systems and Future Perspectives. *Water*. 2023. 15(16), 2980. URL: <https://doi.org/10.3390/w15162980>

33. 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.

34. Jiang Zhen, Yun cable. Anshan Iron ore waste rock field ecological environment governance plan and technical method [J]. *Jiangxi Journal of Agricultural Sciences. Environ Sci Technol*. 2003;37(14):3152–3157

35. Lekomtsev A. V., Mordvinov V. A., Ilyushin P. Yu., Bakaneev V. S., Kornilov K. V. Centrifugal Separation in the Treatment of Produced Water for its Subsequent Injection into a Reservoir. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2021. 56(11–12), 979–987. URL: <https://doi.org/10.1007/s10556-021-00872-6>

36. Mills D. Handbook of Pneumatic Conveying Engineering / D. Mills, M. G. Jones, V. K. Agarwal. – Marcel Dekker Inc., Basel, 2004. – 676 p.

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

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

39. Pneumatic conveying of solids. A theoretical and practical approach / G. E. Klinzing, F. Rizk, R. Marcus, L. S. Leung // Springer Dordrecht. – Heidelberg, London, New York, 2010. – 561 p.

40. Pump Handbook / Edited by I. J. Karassik, J. P. Messina, P. Cooper, C. C. Heald. – 3-rd Edition. – New York : McGRAW-HILL, 2001. – 1768 p.

41. Sharif MD A., NVR N., Reddy S S., GV., Sankar K, U. Drilling Waste Management and Control the Effects. *Journal of Advanced Chemical Engineering*. 2017. 07(01). URL: <https://doi.org/10.4172/2090-4568.1000166>