

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Завідувач кафедри
В.О. Зинченко
С. Гаврик

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження ежекційних систем для встановлення їх
раціональних параметрів

Пояснювальна записка

Керівник

Ст. викладач Похилко А.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ

[підпис] 13.01.2025
підпис, дата

Виконавець роботи

Шпотов Максим Миколайович
студент, ПІБ

група 601-МН
[підпис] 21.01.25
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

К.м.н. Савчук В.М.
[підпис]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.м.н. доц. Несторенко Т.М.
[підпис]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.м.н. Савчук В.М.
[підпис]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

К.м.н. доц. Михайлова О.В.
[підпис]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.01.2025р

Полтава, 2025

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі розроблено наступні розділи:

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" обґрунтовано вибір бурової установки та її циркуляційної системи, проведено їх порівняльно-критичний аналіз. Коротко описано типові схеми, призначення, будову, комплектність та принцип дії вибраного обладнання.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з модернізації обладнання для очищення сіток вібраційного сита. Розрахований економічний ефект від впровадження модернізованого обладнання.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" розроблена методика обчислення параметрів ежекторів при незалежно змінних тисках на виході ежекторів, коефіцієнті інжекції на вході в камеру змішування і витратному газовмісті робочого потоку перед ежектором. Описана лабораторна ежекторна установка для інжекції повітря. Проведені дослідження підтвердили класифікацію ежекторів на високонапірні і низьконапірні. Виконані дослідження підтвердили здатність водогазових ежекторів працювати з «підпором».

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведено розрахунки на міцність і довговічність деталей та вузлів обладнання циркуляційної системи: розрахунок клинопасової передачі приводу вібросита; визначення параметрів дебалансного вантажу; розрахунок вала та шпонкового з'єднання вібросита; гідравлічний розрахунок проєктованого ежектора.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розглянуто комплекс робіт з монтажу та підготовки до експлуатації циркуляційної системи бурової установки, описано технічні заходи з його обслуговування та ремонту. Проаналізовані потенційно небезпечні фактори, які виникають при монтажі, експлуатації та ремонті обладнання циркуляційної системи, методи й засоби для забезпечення нормальних умов його експлуатації, описані інженерні рішення по забезпеченню безпеки при роботі з обладнанням, техніка безпеки при експлуатації циркуляційної системи.

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології

(код фаху)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НІІТ

В.О. Горбунов Василь
«___» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Шпотов Максим Миколайович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження ежекційних систем для встановлення їх раціональних параметрів

Керівник роботи ст. викладач Похилко Аліна Миколаївна

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

затверджена наказом закладу вищої освіти від "28" 08 2024 року № 110/2024

2. Строк подання студентом роботи 28.12 2024 року

3. Вихідні дані до роботи _____

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

1 Вибір та опис технологічного обладнання: 1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання. 1.2 Опис вибраного технологічного обладнання. 2 Опис технічної пропозиції: 2.1 Опис модернізованої конструкції. 2.2 Оцінка економічної ефективності. 3 Дослідно-конструкторська робота. 4 Розрахунки працездатності. 5 Монтаж і експлуатація обладнання: 5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання. 5.2 Експлуатація та ремонт обладнання. 5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання. Висновки. Список використаної літератури. Додатки

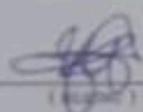
5. Перелік графічного матеріалу

6. Дата виконання завдання

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-03.11
2	Експериментальна частина	04.11-24.11
3	Теоретична частина (Аналітика, Статистика, Моделювання)	25.11-15.12
4	Впровадження результатів досліджень	16.12-05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01-12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01-17.01
7	Захист магістерської роботи	

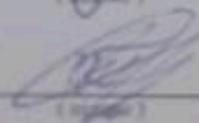
Студент



(підпис)

Шпатов М. П.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)

Горшков С. С.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ.....	5
1. Вибір та опис технологічного обладнання.....	7
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання.....	7
1.2 Критичний аналіз циркуляційного комплексу бурової установки	15
1.3 Опис вибраного обладнання	24
2. Опис технічної пропозиції.....	29
2.1 Опис модернізованої конструкції.....	29
2.2 Оцінка економічної ефективності.....	31
3. Дослідно-конструкторська робота	40
3.1 Розроблення математичних моделей роботи модернізованого ежектора.....	40
3.2 Експериментальне дослідження рідинно-газових ежекційних систем.....	45
4. Розрахунки працездатності.....	53
4.1 Розрахунок на міцність і довговічність деталей та вузлів обладнання циркуляційної системи	53
4.1.1 Розрахунок клинопасової передачі приводу вібросита	53
4.1.2 Визначення параметрів дебалансного вантажу.....	55
4.1.3 Розрахунок вала вібросита.....	55
4.1.4 Розрахунок потужності, що споживається віброситом.....	56
4.1.5 Розрахунок шпонкового з'єднання вала вібросита.....	57
4.2 Розрахунок кількості необхідних касет для вібросита.....	59
4.3 Гідравлічний розрахунок проектного ежектора.....	61
4.3.1 Визначення параметрів пасивної і робочої рідини.....	61
4.3.2 Визначення характеристик ежектора.....	63
4.3.3 Конструктивні розміри проектного ежектора.....	64

5. Монтаж і експлуатація обладнання.....	67
5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу насосно-циркуляційної системи	67
5.2 Експлуатація та ремонт обладнання.....	72
5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації насосно-циркуляційної системи бурової установки.....	76
Висновки.....	79
Список використаної літератури	82

ВСТУП

Актуальність теми. Насосно-циркуляційні системи бурових установок призначені для виконання наступних основних функцій: приготування бурових розчинів, їх очищення від вибуреної породи та інших шкідливих й небажаних домішок, прокачування і оперативного регулювання фізико-механічних властивостей бурового розчину.

Циркуляційні системи також мають у своєму складі всмоктувальні та напірні лінії бурових насосів, смонтовані для зберігання розчину і матеріалів для їх приготування, жолоби, відстійники, контрольно-вимірювальні прилади. Блочний принцип виготовлення циркуляційних систем забезпечує їх компактність, спрощує монтаж і технічне обслуговування. В комплект поставки бурових установок входять окремі блоки, з яких монтуються циркуляційні системи.

Якісне приготування, контроль і підтримання складу і фізико-механічних властивостей промивальної рідини є найважливішими вимогами, які ставляться до циркуляційних систем бурових установок. При виконанні цих вимог досягаються високі швидкості буріння і попереджаються аварії та ускладнення в свердловині в процесі її спорудження.

Ефективність функціонування насосно-циркуляційної системи напряму залежить від конструктивних особливостей обладнання, яке входить у його склад. Недоліком вібросита, яке використовується в блоках очищення, є недостатня ефективність очищення сіток від шламу промивальної рідини через відсутність пристрою для виконання даної операції.

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції вібросита і модернізацією обладнання для очищення сіток вібраційного сита.

Мета роботи. Модернізація обладнання для очищення сіток вібраційного сита та дослідження роботи циркуляційної системи бурових установок.

Об'єкт дослідження. Процеси руху бурового розчину в насосно-циркуляційній системі бурової установки.

Предмет дослідження. Властивості і характеристики вібраційного сита, оснащеного додатковим ежектором для очищення сіток.

Наукова новизна отриманих результатів.

- розроблена математична модель роботи модернізованого ежектора;
- удосконалено конструкцію і підтверджено класифікацію ежекторів на високонапірні і низьконапірні.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. При запровадженні модернізованої конструкції вібросіта, який оснащений додатковим ежектором для очищення сіток, очікується швидке і якісне очищення сітки вібросіта від глини і шламу при мінімальній витраті води.

Апробація роботи. Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на 75-й науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кошдратюка», секція нафтогазова інженерія та технології, м. Полтава, 20.05.2024 р.

Структура й обсяг магістерської роботи.

Магістерська робота складається із вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел, який містить 33 найменування, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 81 сторінках комп'ютерного набору і містить 22 рисунки і 9 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 108 сторінок.

1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання

1.1.1 Вихідні дані для магістерської роботи

Конструкція свердловини глибиною 5000 м подана на рис. 1.1.

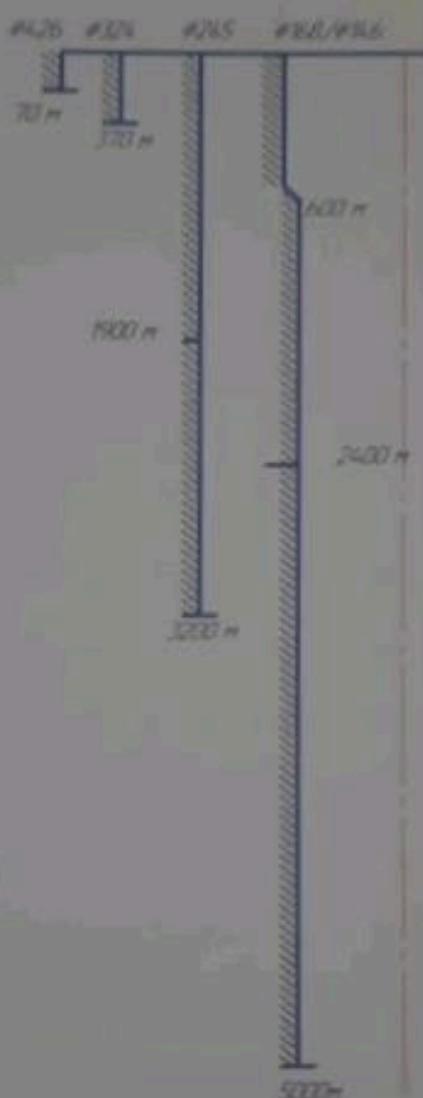


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

Кондуктор $d = 426$ мм спускається на глибину 70м з метою перекриття верхніх нестійких порід. Цементується по всій довжині.

Проміжна колона $d = 324$ мм спускається на глибину 370м з метою перекриття верхніх нестійких менелітових відкладів та ізоляції пластів з

нижчим пластовим тиском. Цементується колона по всій довжині.

Проміжна колона $d = 245$ мм спускається на глибину 3200 м двома секціями із стиковкою на глибині 1900 м з метою перекриття відкладів вінгідських, манявських, ямненських порід, схильних до поглинання, осипів і жолобоутворень. Цементується колона по всій довжині.

Експлуатаційна колона $d = 168/146$ мм спускається до проекційної глибини 5000 м двома секціями із стиковкою на глибині 2400 м і переходом на глибині 600 м. Цементується колона по всій довжині.

1.1.2 Розрахунок діаметрів доліт

Діаметр долота при бурінні під кожну обсадну колону визначаємо за формулою:

$$D_{\text{дол}} = D_{\text{м}} + 2\Delta, \quad (1.1)$$

де $D_{\text{м}}$ – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб [17];

2Δ – величина проміжку між муфтою і стінками свердловини [17].

Під кондуктор $D_{\text{дол}}^{426} = 451 + 45 = 496$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{426} = 490$ мм.

Під проміжну колону $D_{\text{дол}}^{324} = 351 + 37 = 388$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{324} = 394$ мм.

Під проміжну колону $D_{\text{дол}}^{243} = 270 + 25 = 295$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{243} = 295$ мм.

Під експлуатаційну колону $D_{\text{дол}}^{146} = 166 + 15 = 181$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{146} = 190$ мм.

1.1.3 Розрахунки обсадних і бурильних колон

1.1.3.1 Визначення довжини ОБТ

Довжину ОБТ при бурінні під кожну обсадну колону визначаємо за формулою

$$l_{\text{обт}} = \frac{K \cdot G}{q_{\text{обт}} \left(1 - \frac{J_{\text{в.р.}}}{J_{\text{м}}}\right)}, \quad (1.2)$$

де K – коефіцієнт, який ураховує перевищення ваги ОБТ над

навантаженням на долото; приймаємо $K=1,25$;

Q – осьове навантаження на долото; приймаємо згідно ГТН;

$q_{доп}$ – вага 1 м.п. ОБТ [17];

$J_{доп}$ – питома вага бурового розчину; приймаємо згідно ГТН;

J_n – питома вага матеріалу труб; приймаємо $J_n=7850 \text{ кг/м}^3$.

Під кондуктор:

$$l_{окт}^{кон} = \frac{1,25 \cdot 60 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1120}{7850}\right)} = 46 \text{ м}$$

Під проміжну колону $\phi 324$ мм:

$$l_{окт}^{пр} = \frac{1,25 \cdot 160 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1140}{7850}\right)} = 120 \text{ м}$$

Під проміжну колону $\phi 245$ мм:

$$l_{окт}^{пр} = \frac{1,25 \cdot 220 \cdot 10^3}{1890 \left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 170 \text{ м}$$

Під експлуатаційну колону:

$$l_{окт}^{екс} = \frac{1,25 \cdot 200 \cdot 10^3}{970 \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} = 305 \text{ м.}$$

1.1.3.2 Визначення довжини бурильного інструменту

Розраховуємо бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону.

Для 1-ої секції бурильної колони приймаємо бурильну трубу $\phi 114$ мм із товщиною стінки 10 мм групи міцності К. Визначасмо допустиму глибину бурильних труб за формулою:

$$l_{доп} = \frac{Q'_{доп} - l_{окт} \cdot q_{доп} \left(1 - \frac{J_{доп}}{J_n}\right)}{q'_{доп} \left(1 - \frac{J_{доп}}{J_n}\right)} + l_{окт} \quad (1.3)$$

де $q'_{\text{сп}}$ – вага 1 м.п. бурильної труби [10];

$Q'_{\text{доп}}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби; визначаємо за формулою

$$Q'_{\text{доп}} = \frac{Q'_r}{K}, \quad (1.4)$$

де Q'_r – розтягуюче навантаження, при якому напруження у тілі труби досягає межі текучості [9];

K – коефіцієнт запасу міцності; приймаємо для роторного буріння $K=1,4$.

$$Q'_{\text{доп}} = \frac{2300}{1,4} = 1642,9 \text{ кН};$$

$$l'_{\text{доп}} = \frac{1642,9 \cdot 10^3 - 305 \cdot 970 \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)}{305 \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} + 305 = 5844 \text{ м}$$

Верхню частину колони складемо із труб діаметром 127 мм із товщиною стінки 9 мм групи міцності Е. Визначаємо допустиму довжину 2-ої секції за формулою

$$l''_{\text{доп}} = \frac{Q''_{\text{доп}} - Q'_{\text{доп}}}{q''_{\text{сп}} \left(1 - \frac{j_{\text{н.р.}}}{j_{\text{к}}}\right)}, \quad (1.5)$$

де $q''_{\text{сп}}$ – вага 1 м.п. бурильної труби 2-ої секції;

$Q''_{\text{доп}}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби 2-ої секції.

$$Q''_{\text{доп}} = \frac{Q''_r}{K}, \quad (1.6)$$

$$Q''_{\text{доп}} = \frac{2500}{1,4} = 1785,7 \text{ кН};$$

$$l''_{\text{доп}} = \frac{1785,7 \cdot 10^3 - 1642,9 \cdot 10^3}{305 \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} = 559 \text{ м}$$

Третю секцію бурильних труб складемо із труб діаметром 140 мм із

товщиною стінки 9 мм групи міцності Е. Допустиму довжину визначимо аналогічно допустимій довжині 2-ої секції за формулами

$$l_{\text{доп}}^{\text{III}} = \frac{Q_{\text{доп}}^{\text{III}} - Q_{\text{ваг}}^{\text{III}}}{q_{\text{III}}^{\text{III}} \left(1 - \frac{l_{\text{ваг}}^{\text{III}}}{l_{\text{III}}}\right)} \quad (1.7)$$

де $q_{\text{III}}^{\text{III}}$ – вага 1 м.п. бурильної труби 3-ї секції;

$Q_{\text{доп}}^{\text{III}}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби 3-ї секції

$$Q_{\text{доп}}^{\text{III}} = \frac{Q_{\text{III}}^{\text{III}}}{K} \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{доп}}^{\text{III}} = \frac{2750}{1,4} = 1964,2 \text{ кН};$$

$$l_{\text{доп}}^{\text{III}} = \frac{1964,2 \cdot 10^3 - 1785,7 \cdot 10^3}{360 \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} = 592 \text{ м}$$

Відповідно проведених розрахунків складемо таблиці вибору комплектування бурильного інструменту.

Таблиця 1.1 – Робочий інструмент при бурінні під експлуатаційну колону

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
140	9E	360	592
127	9E	305	559
114	10K	301	3544
ОБТ-146	-	970	305

Таблиця 1.2 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону ϕ 245 мм

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	10K	301	3030
ОБТ-197	-	1890	170

Таблиця 1.3 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону ϕ 324 мм

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	10К	301	250
ОБТ-203	-	1920	120

Таблиця 1.4 – Робочий інструмент при бурінні під кондуктор

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	10К	301	24
ОБТ-203	-	1920	46

1.1.3.3 Визначення ваги колони бурильних і обсадних труб

Вагу бурильного інструмента при бурінні під кожну обсадну колону визначасмо за формулою:

$$Q_{\text{в.к.}} = (Q_{\text{б.тр.}} + Q_{\text{обт}})K; \quad (1.9)$$

де $Q_{\text{б.тр.}}$ - вага колони бурильних труб;

$Q_{\text{обт}}$ - вага колони ОБТ;

K – коефіцієнт прихвату; приймасмо $K=1,3$

Під експлуатаційну колону:

$$Q_{\text{в.к.}}^{\text{п}} = (360 \cdot 592 + 305 \cdot 559 + 301 \cdot 3544 + 970 \cdot 305) \cdot 1,3 = 2270071,7 \text{ Н} \approx 2270 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ϕ 245 мм:

$$Q_{\text{в.к.}}^{\text{п}} = (301 \cdot 3030 + 1890 \cdot 170) \cdot 1,3 = 1603329 \text{ Н} \approx 1603 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ϕ 324 мм:

$$Q_{\text{в.к.}}^{\text{п}} = (301 \cdot 250 + 1920 \cdot 120) \cdot 1,3 = 397345 \text{ Н} \approx 397 \text{ кН}$$

Під кондуктор:

$$Q_{\text{в.к.}}^{\text{п}} = (301 \cdot 24 + 1920 \cdot 46) \cdot 1,3 = 194641,2 \text{ Н} \approx 195 \text{ кН}$$

Вагу кожної секції обсадних колон визначасмо згідно з конструкцією свердловини, приймаючи коефіцієнт запасу допустимого навантаження на гаку

для обсадної колони $k = 1,15$.

Визначасмо вагу кожної секції експлуатаційної колони діаметром 168/146 мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 2600 м:

$$Q_{1,1}^e = (2400 \cdot 301 + 1100 \cdot 365 + 1200 \cdot 399 + 1300 \cdot 365) \cdot 1,15 = 2388780 \text{ Н} \approx 2389 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2400 м:

$$Q_{2,1}^e = (600 \cdot 471 + 900 \cdot 399 + 900 \cdot 365) \cdot 1,15 = 1115730 \text{ Н} \approx 1116 \text{ кН}$$

Визначасмо вагу кожної секції проміжної колони діаметром 245мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 1300 м:

$$Q_{1,2}^e = (1900 \cdot 301 + 200 \cdot 693 + 600 \cdot 627 + 500 \cdot 568) \cdot 1,15 = 1576305 \text{ Н} \approx 1576 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 1900 м:

$$Q_{2,2}^e = (1000 \cdot 787 + 900 \cdot 693) \cdot 1,15 = 1622305 \text{ Н} \approx 1622 \text{ кН}$$

Визначасмо вагу проміжної колони діаметром 324мм, яка спускається на глибину 370 м:

$$Q_{3,2}^e = (250 \cdot 845 + 120 \cdot 696) \cdot 1,15 = 338985,5 \text{ Н} \approx 339 \text{ кН}$$

Визначасмо вагу кондуктора діаметром 426мм і довжиною 70м:

$$Q_{4,2}^e = 70 \cdot 1062 \cdot 1,15 = 85491 \text{ Н} \approx 86 \text{ кН}$$

На основі розрахунку обсадних колон і вибору бурильного інструмента складалася зведена таблиця ваги всіх колон (табл. 1.5).

Таблиця 1.5 – Зведена вагова характеристика обсадних і бурильних колон

№ п/п	Назва колони	Діаметр труб, мм	Товщина стілки, мм і група міш.	Глибина спуску, м	Вага секції, кН	Вага колони, кН
1	2	3	4	5	6	7
1	Бурильний інструмент під експлуатаційну колону	140	9E	592	2270	2270
		127	9E	559		
		114	10K	3544		
		ОБТ-146	-	305		
2	Бурильний інструмент під	114	10K	3030	1603	1603
		ОБТ-197	-	170		

	проміжну колону ø 245 мм					
3	Бурильний інструмент під проміжну колону ø 324 мм	114 ОБТ-203	10К -	250 120	397	397
4	Бурильний інструмент під кондуктор	114 ОБТ-203	10К -	24 46	195	195
5	Експлуатаційна колона	114	10К	2400	Іс. - 1355	2389
		146	11Д	1100		
			12Д	1200		
			11Д	1300		
		168	13К	600	Іс. - 1116	1116
		146	12Д	900		
			11Д	900		
6	Проміжна колона ø 245 мм	114	10К	1900	Іс. - 799	1576
		245	11Д	200		
			10К	600		
			9Д	500		
		245	13,84Р110	1000	Іс. - 1622	1622
			11Д	900		
7	Проміжна колона ø 324 мм	324	12Д	250	339	339
			10Д	120		
8	Кондуктор	426	12Д	70	86	86

В процесі спорудження свердловини найбільше навантаження буде при спуску першої секції експлуатаційної колони і воно складатиме 2389 кН.

1.1.4 Вибір категорії, класу та основних параметрів бурової установки

Вибір БУ для одного і того ж класу визначається рядом чинників: умови буріння, метою буріння, типом свердловин, способом буріння, технологією буріння, геологічними умовами. Враховуючи всі зазначені чинники, а також розрахунки п. 1.3, вибираємо бурову установку Уралмаш 5000 ЕУ, яка рекомендується для турбінного і роторного способів буріння свердловин глибиною 5000 м в електрифікованих районах.

Бурова установка обладнана комплексом механізмів АСП-3М,

регулятором подачі долота, насосами УНБ-600 і буровими спорудами для універсального монтажу й транспортування.

1.2 Критичний аналіз циркуляційного комплексу бурової установки

Циркуляційний комплекс бурових установок включає в себе наземні пристрої і споруди, що забезпечують промивання свердловин шляхом багатократної примусової циркуляції бурового розчину по замкненому колі: насос – вибір свердловини – насос. Багатократна замкнута циркуляція дає значну економічну вигоду завдяки скороченню витрати хімічних компонентів та інших дорогих матеріалів, що входять в склад бурових розчинів. Важливо також відзначити, що замкнена циркуляційна схема запобігає забрудненню навколишнього середовища стоками бурового розчину, що містить хімічно агресивні і токсичні компоненти.

Циркуляційні комплекси бурових установок складаються із взаємопов'язаних пристроїв і споруд, призначених для виконання наступних основних функцій: приготування бурових розчинів, їх очищення від вибуреної породи та інших шкідливих і небажаних домішок, прокачування і оперативного регулювання фізико-механічних властивостей бурового розчину. До складу циркуляційних комплексів також входять всмоктувальні і напірні лінії насосів, смітні для зберігання розчину і необхідних для його приготування матеріалів, жолоби, відстійники, контрольно-вимірювальні прилади та ін. Циркуляційні комплекси монтуються з окремих блоків, що входять в комплект поставки бурових установок. Блочний принцип виготовлення забезпечує компактність циркуляційної системи, спрощує її монтаж і технічне обслуговування.

Найважливіші вимоги, що ставляться до циркуляційних систем бурових установок — якісне приготування, контроль і підтримання необхідних для даних геолого-технічних умов складу і фізико-механічних властивостей бурового розчину. При виконанні цих вимог досягаються високі швидкості буріння і в значній мірі попереджується багато аварій і ускладнень в

свердловні.

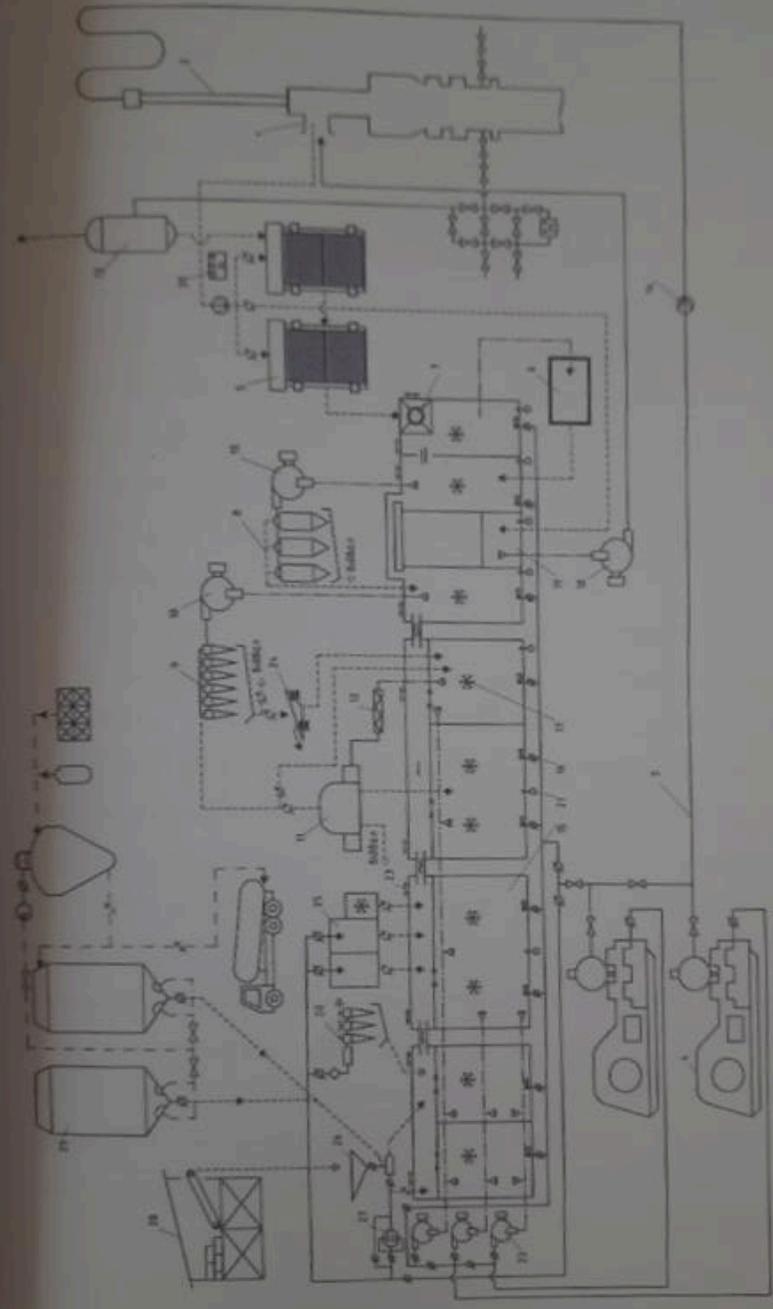


Рисунок 1.2 – Технологічна схема циркуляційного комплексу бурової установки

Пристрої для приготування й очищення бурового розчину розташовуються у вигляді окремих блоків, взаємодіючих відповідно до технологічної схеми, зображеної на рис. 1.2. Глинопорошки й порошкоподібні обважнювачі зберігаються у відсіках 29 блоку приготування бурового розчину (БПР). Порошкоподібні хімічні реагенти, затарені в мішки, складаються на критій площадці 28. У блок приготування бурового розчину входять також дозатор, гідроежекторний змішувач 26, диспергатор 27 і механічний змішувач 17. Завантаження порошкоподібних матеріалів у відсіки й подача їх у гідроежекторний змішувач здійснюються пневмотранспортом [8].

Зі свердловини буровий розчин по гирловому жолобі 1 надходить у блок очищення, що включає два вібросита 5, відстійник 7, гідрощиклонний пісковідділювач 8, муловідділювач 9, центрифугу 11. Для подачі бурового розчину в пісковідділювач 8 і муловідділювач 9 використовуються відцентрові шламові насоси 10.

Спеціальне вібросито 24 з сіткою служить для поділу часток обважнювача й глини. Крім того, для видалення надлишку глини при обважненні бурового розчину передбачений ежекторно-гідрощиклонний пристрій 20. Для подачі розчину в центрифугу 11 служить гвинтовий насос 11. При наявності пластового газу буровий розчин направляється в блок очищення від газу, до складу якого входять газовий сепаратор 13 і дегазатор вакуумний 6.

У циркуляційну систему також входять блок 25 обробки бурового розчину, блок 22 підпірних насосів і резервуарний блок, що складається з декількох металевих ємностей, частина яких має окремі відсіки з механічними й гідравлічними перемішувачами.

Люки 23, служать для очищення резервуарів від відходів, бурового розчину. Мірний відсік 19 і відцентровий насос 18 використовуються для доливу свердловини при підйомі бурильної колони.

Для контролю процесу промивання свердловин застосовуються рівнеміри 21, установлені на всіх резервуарах, витратоміри 14 і манометри, що реєструють тиск бурових і підпірних насосів, а також у камері ежекторного

гідрозмішувача й вхідних гідроциклонів. Газовміст й щільність бурового розчину на прийомі бурових насосів і при зливі зі свердловини контролюються приладами, розташованими на панелі 30. Блок приготування бурового розчину обладнаний гідравлічним вимірником маси порошкоподібних матеріалів. Частота обертання центрифуги контролюється тахометром.

Пристрої для приготування й обваження бурових розчинів за принципом дії діляться на механічні й гідравлічні [8].

У зв'язку зі зростаючим застосуванням порошкоподібних матеріалів в останні роки переважне поширення одержали гідравлічні пристрої. У порівнянні з механічними глиномішалками вони мають вищу продуктивність, забезпечують необхідну якість бурових розчинів і ощадливу витрату матеріалів для їхнього приготування. Позитивно зарекомендували себе гідроежекторні змішувачі блоків приготування бурового розчину (БПР).

Виносний гідроежекторний змішувач являє собою струминний апарат, у якому для утворення гідросуміші порошкоподібних матеріалів використовується кінетична енергія рідини. Бурові насоси під тиском не більше 4 МПа нагнітають рідину по трубі у сопло змішувача, обладнаного змінними штуцерами діаметром 30 мм для роботи із глинопорошками й діаметром 20 мм для роботи з обважувачами. Внаслідок звуження струменя швидкість рідини в соплі збільшується, а тиск падає. Із сопла рідина зі зниженим тиском надходить у камеру всмоктування.

Блоки для приготування бурового розчину розраховані для роботи з безтарними й затареними глинопорошками. Основна маса глинопорошків доставляється автоцементовозами й під дією стисненого повітря перевантажується по трубі.

Перед подачею в гідроежекторний змішувач порошкоподібні матеріали розпушуються повітрям, що нагнітають у силос по аеродорожках, системи аерування. Надлишкове повітря виноситься в атмосферу через фільтр, установлений на кришці силосу. Нижня частина силосу має конусоподібну форму й постачена розвантажувальним пристроєм, що регулює подачу

матеріалу в гідроежекторній змішувач. Матеріали, використовувани в невеликих кількостях, доставляються в затареному виді й засипаються у вирву, з якої надходить у камеру змішування гідроежектора. Вирва постачена розвантажувальним клапаном для регулювання подачі матеріалу.

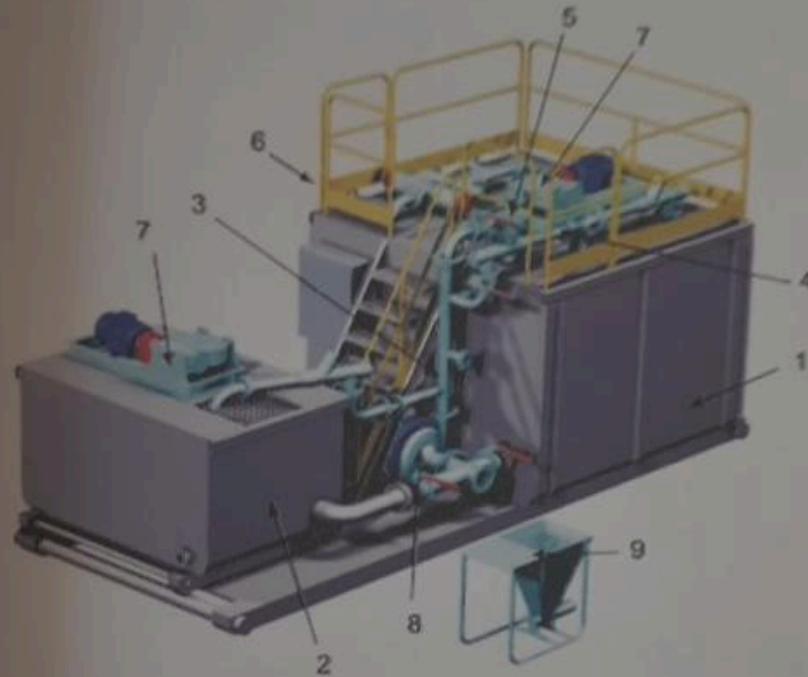


Рисунок 1.3 – Блок приготування розчину БПР-2:

- 1 – основний резервуар $V = 12\text{м}^3$; 2 – резервуар $V = 4\text{м}^3$;
 3 – трубопровідна обв'язка із запірно-розподільною й регулювальною арматурами; 4 – змішувач СМ-100; 5 – диспергатор ДШ-100;
 6 – огороження; 7 – перемішувач лопатевий ПЛ; 8 – насос 6Ш8-2;
 9 – воронка змішувача (переносна)

Також при приготуванні розчину широко використовуються глиномішалка та фрезерноструминний млин (ФСМ) [8]. ФСМ призначений для

приготування бурових розчинів з комкових або порошкоподібних глин,
приготування природних промивних рідин м'яких гірських порід, обважнених
бурових розчинів і регулювання їхніх параметрів.

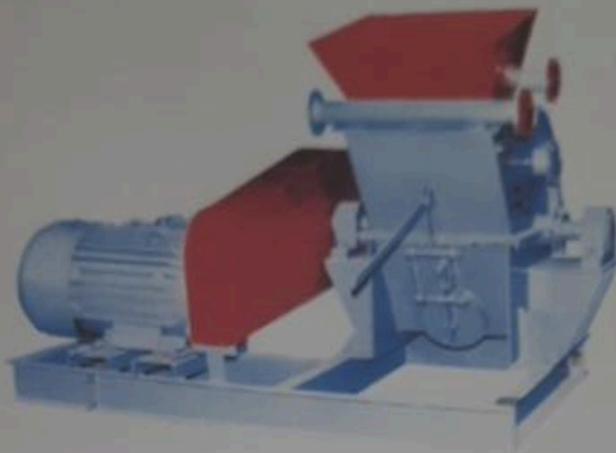


Рисунок 1.4 – Фрезеро-струминний млин

Мішалка горизонтальна двошвальна МГ2-4Х (ТУ 3661-211-00217461-98),
призначена для приготування промивного розчину, застосовуваного при
бурінні свердловин.



Рисунок 1.5 – Глиномішалка

Очищення бурових розчинів здійснюється шляхом послідовного видалення великих і дрібних часток вибуреної породи й інших домішок, що втримуються у буровому розчині. Для повного очищення бурових розчинів циркуляційні системи обладнаються комплексом очисних пристроїв [6].

Тонка очистка бурового розчину здійснюється гідромеханічними засобами. Для цього в піско- і муловідділювачах застосовують конічні гідроциклони.

В гідроциклон буровий розчин подається під тиском по насадці. За допомогою тангенційного розміщення насадки і високошвидкісного стіканню бурового розчину, він інтенсивно обертається навколо осі гідроциклону. Найбільш великі і важкі частинки, які містяться в буровому розчині, відкидаються відцентровими силами у зовнішній потік розчину, який утворився біля стінок корпусу. Спускаючись по гвинтоподібній траєкторії до вершини конуса, частинки видаляються через шламову насадку в шламові збірник.



Рисунок 1.6 – Гідроциклон з футеровкою з карбіду кремнію ГЦК-360

Дрібні частинки, володіючи недостатньою силою для подолання впливу відцентрової сили, переходять у внутрішній висхідний потік, що утворився в результаті утворення повітряно-рідинного тиску. Висхідний потік очищеного бурового розчину направляється до зливного патрубку і поступає в приймальну

смість циркуляційної системи.

Діаметр граничного зерна характеризує тонкість очистки, яка забезпечується гідроциклоном. Сепарації піддаються частинки, діаметр яких перевищує діаметр граничного зерна. Частинки меншого діаметра залишаються в розчині і разом з ним виносяться через зливний патрубок. Із збільшенням діаметра гідроциклону збільшиться його пропускна здатність, а точність очистки погіршиться внаслідок збільшення граничного розміру зерна. В зв'язку з цим діаметр гідроциклону в муловідділювачах менший діаметра гідроциклону в пісковідділювачі [8].

На ефективність очистки впливає відношення діаметрів зливної і шламових насадок, а також тиск на вході в гідроциклон. Оптимальне відношення діаметрів зливної і шламової насадок вибирається відповідно від фізико-механічних якостей бурового розчину і частинок, які видаляються. Тиск на вході в гідроциклон залежить від подачі шламових насосів, нагнітаючих буровий розчин в піско- і муловідділювачі і діаметра живлячої насадки. Тиск на вході в гідроциклон повинен бути в межах 0,4-0,5 МПа. При цьому забезпечується необхідна ступінь очистки і мінімальні витрати бурового розчину, які виникають в результаті його протікання через шламову насадку гідроциклону.

Вимоги, щодо тонкості очистки бурових розчинів, обмежують діаметр і відповідно пропускну здатність гідроциклонів. Тому для цього в піско- і муловідділювачах монтують декілька паралельно діючих гідроциклонів.

В циркуляційних системах сучасних бурових установок використовуються пісковідділювачі ПГ-50 і муловідділювачі ПГ-45.

Пісковідділювач ПГ-50 складається з чотирьох гідроциклонів діаметром 150 мм, розташованих в один ряд.

В муловідділювачах використовуються шістьнадцять гідроциклонів діаметром 75 мм, розміщених в два ряди. Гідроциклони, які використовуються в ПГ-50 і ПГ-45, в основному різняться розмірами однойменних деталей. Корпус гідроциклону має роз'ємну конструкцію і складається з литих циліндрів,

корпуса і обійми для шламової насадки. Для забезпечення захисту від зносу і корозії внутрішні поверхні корпусу, які контактують з буровим розчином, покривають гумовим внутрішнім чохлам. Насадки виготовляють із зносостійких сталей і сплавів.



Рисунок 1.7 – Муловідділювач гідроциклонний

Гідроциклон монтують на зварній рамі. Буровий розчин поступає в гідроциклон з загального колектора. Очищений розчин по відводах поступає в зливний колектор. Частинки вибуреної породи та інших домішок надходять із гідроциклонів в загальний шламозбірник, в дні якого установлена труба для вивантаження шламу.

Центрифуги призначені для видалення тонкодисперсних частинок з бурових розчинів. Основна робоча частина центрифуги – барабан з дірчатими фільтруючими стінками, які обертаються в нерухомому кожусі. Розділення твердих частинок в центрифугі відбувається під дією відцентрових сил. Крупні частинки бурового розчину викидаються в кільцевий простір між кожухом і барабаном. Очищений розчин поступає в зливну горловину, розміщену під барабаном центрифуги. Розділення збільшується з збільшенням частоти обертання барабана центрифуги [6, 10].

Якщо в буровому розчині присутній газ, то для видалення його використовують дегазатор і сепаратор.

1.3 Опис вибраного обладнання

Вібраційне сито СВ-1 – найбільш розповсюджений і застосований механізм очищення. З його допомогою із розчину видаляються частинки вибуреної породи розміром до 0,16 мм, причому, вібросито зберігає при цьому необхідну пропускну здатність. Відповідно до технічних умов в комплект вібросита включають касети з сітками №016, 02, 025, 055, 09.

Для ефективної роботи вібросита необхідно правильно вибрати сітку, яка повинна забезпечувати проходження усього об'єму розчину, що прокачується.

В складеній технологічній інструкції утримуються рекомендації по монтажу вібросита на буровій установці і правила його експлуатації в цілях отримання максимальної працездатності.

Ефективність роботи вібросита ВС-1 в значній мірі залежить від правильного вибору сітки з потрібним розміром вічок. Основними факторами, впливаючими на пропускну здатність вібросита є пластична в'язкість, тип бурового розчину, а також характеристика шламу. Так, із збільшенням в'язкості пропускну здатність вібросита зменшується. При очищенні необваженого бурового розчину віброситом ВС-1, оснащеним сіткою з розміром вічок 0,25x0,25 мм, збільшення пластичної в'язкості від 10 до 20 мПа·с призводить до зменшення пропускну здатності від 0,050 до 0,035 м³/с.

Позитивною особливістю конструкції вібросита ВС-1 є те, що пропускну здатність його ситової поверхні не знижується зі збільшенням концентрації твердої фракції в розчині (при постійній його в'язкості), що дозволяє застосовувати дрібновічкові сітки для очищення обважнених бурових розчинів.

При виборі розміру вічок сітки для оснастки вібросита необхідно враховувати величину пластичної в'язкості бурового розчину і продуктивність бурових насосів.

Однак, пластичну в'язкість бурових розчинів в умовах бурової визначають не систематично. У зв'язку з цим розмір вічок сітки можна вибрати

в залежності від густини бурового розчину, встановивши деякі границі зміни в'язкості в залежності від густини бурового розчину:

<1200 кг/м³ – 10-20 мПа·с; від 1200 до 1600 кг/м³ – 20-40 мПа·с;
від 1600 до 2000 кг/м³ – 40-60 мПа·с.

На рис. 1.8 показані зміни пропускної здатності ситової поверхні ВС-1 в залежності від густини бурового розчину на водній основі (а – дві касети з сіткою №018; б – дві касети з сіткою №025; в – комбінація сіток №18 і 04; г – комбінація сіток № 025 і 04; д – комбінація сіток №025 і 055; е – дві касети з сіткою №04; ж – комбінація сіток №025 і 055; з – дві касети з сіткою №055). Аналогічні графіки побудовані також для бурових розчинів на вуглеводневій основі і соленасичених бурових розчинах, оброблених високов'язкими і полімерними реагентами.



Рисунок 1.8 – Зміна пропускної здатності ситової поверхні вібростита ВС-1 в залежності від густини бурового розчину

Користуючись даними графіками, можна швидко і з достатньою для практики точністю вибрати сітку з потрібним розміром вічок при бурінні свердловин в різних геотехнічних умовах.

В результаті проведених дослідів встановлено, що ВС-1, обладнане сіткою з розміром вічок, відповідаючим рекомендаціям технологічної інструкції, дозволяє видаляти з бурового розчину 28-43% вибуреної гірської породи.

Розроблена технологія очищення бурових розчинів віброститом ВС-1

керувалася при бурінні свердловин, глибина яких перевищувала 4500 м. Використання ВС-1 для очищення бурового розчину при бурінні цих свердловин також дало позитивний результат.

Зростання ступеня очищення бурового розчину віброситом ВС-1 сприяло певному покращенню техніко-економічних показників буріння цих свердловин, в порівнянні з тими, на яких для очищення бурового розчину використовувалися вібросита попередньої модифікації. Так витрата хімікагентів і обважнювачів скоротилася в середньому на 20%, витрата долит скоротилася на 15, механічна швидкість проходки підвищилася в середньому на 10%.

Однак, в процесі експлуатації ВС-1, виявилися їх серйозні недоліки. Основними з яких є наступні: в комплект вібросита входить недостатнє число касет, а часто типорозмір сіток не відповідає вимогам ТУ. У зв'язку з цим бурові підприємства повинні обладнувати вібросита ВС-1 сітками з більшим розміром вічок, що не дозволяє отримати потрібний ефект.

Сито вібраційне з лінійними коливаннями СВ-1Л створене по аналогії з кращими іноземними зразками фірм "M-I SWACO", "Derrick" та ін. і має лінійну траєкторію руху віброрами. Воно призначене для очищення збільшених об'ємів бурового розчину, скидання більш сухішого шламу і підвищення ступеня очищення бурових розчинів (рис. 1.9).

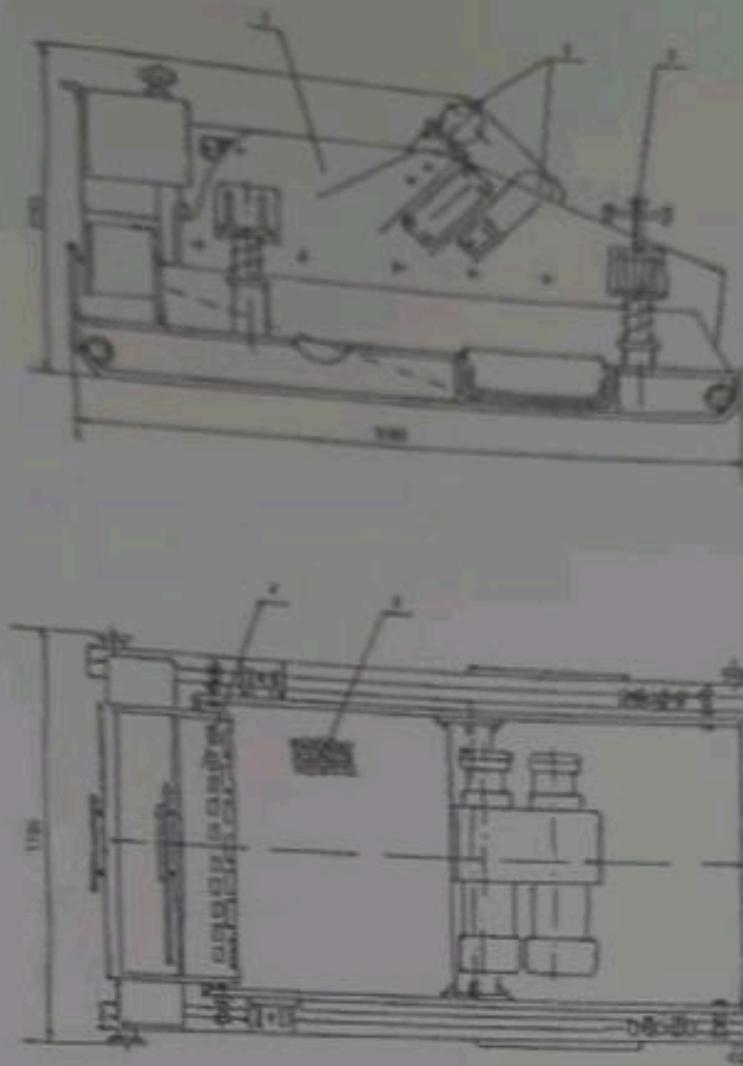


Рисунок 1.9 – Сито вібраційне СВ-1Л

Перед своїм попередником – віброситом ВС-1 воно має ряд переваг:

- дозволяє регулювати продуктивність вібросита і вологість шламу без зміни ситових касет, що збільшує термін експлуатації сіток на 40-45%;
- покращує транспортування шламу, що також збільшує продуктивність сита;
- дозволяє уникнути вихід бурового розчину у відвал і отримати шлам зниженої вологості;
- розсіює енергію падаючого на сітку бурового розчину і розподілює його потік більш рівномірно по задній частині сітки, що збільшує її довговічність;

- натяг касет здійснюється без пружин, що суттєво полегшує і прискорює їх заміну.

Зміна амплітуди коливань від 0 до 2 мм здійснюється простим розсувом дебалансів 3, що дозволяє змінювати лінійну траєкторію руху віброрами з прискоренням від 3 до 6g. Це забезпечує збільшення пропускної здатності і стійкості ситових касет (збільшення терміну експлуатації сіток на 40-45%) в порівнянні з віброситом ВС-1.

Пластина для зливання розчину 4 розсіює енергію падаючого на сітку 5 бурового розчину, що розподіляє потік більш рівномірно по задній частині сітки і збільшує її довговічність.

Висновки

За найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 5000 м вибрана бурова установка БУ 5000ЕУ, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі спорудження даної свердловини.

Проаналізувавши конструкції різних типів вібросит, встановлено, що на віброситі базової конструкції СВ-1Л регулювання часу перебування розчину на сітці здійснити неможливо, оскільки воно не має в своїй конструкції відповідного механізму. Також встановлено, що на віброситі немає пристрою для швидкого і якісного очищення сітки вібросита від глини й шламу при мінімальній витраті води.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції

Технологічна схема очищення бурового розчину «вібросито – СГС-22 – центрифуга» є досить ефективною для очищення не тільки необважнених бурових розчинів, а й обважнених, зокрема, баритовим обважнювачем. При цьому на віброситі СГС встановлюється касета з розміром робочих комірок 71 - 100 мкм, що забезпечує повернення баритового обважнювача в буровий розчин (регенерація обважнювача) і видалення твердої фази більшого розміру. Центрифуга також працює в режимі регенерації баритового обважнювача, видаляючи при цьому надлишкову колоїдну глинисту фазу. Схема блоку очищення промивальних рідин приведена на рис. 2.1.

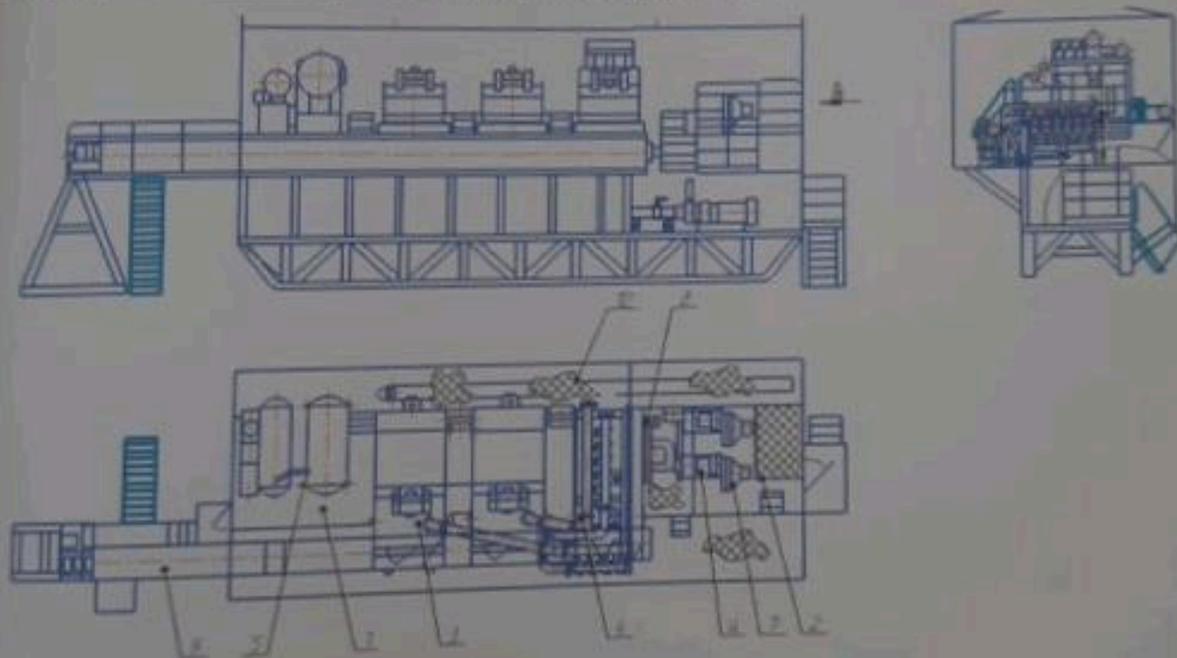


Рисунок 2.1 – Схема модернізованого блоку очищення рідин:

- 1 – смієнь об'ємом 40 м³; 2 – насосний модуль; 3 – сита вібраційні лінійні ЛВС1; 4 – ситогідроциклонна установка ЛСГС; 5 – дегазатор «Каскад-40»; 6 – горизонтальні шламові насоси ГШН-150/30; 7 – калорифер; 8 – таль ручна; 9 – технологічний трубопровід; 10 – основа блоку

При використанні модернізованого блоку очищення промивальних рідин безбарвним способом буріння в 2-3 рази скорочується обсяг відходів буріння, на 40-60% зменшується витрата бариту і хімікатів. В процесі буріння з блоку виходить тільки незначної вологі, який призначений для використання в контейнерах або бортових транспортних засобах. Такий вплив може піддається зменшенню при мінімумі витрат.

Продовжуємо ежектор (рис. 2.2) для очищення сіток вібросіта, який складений з корпусу 5, до якого приварено патрубков-сопло 6, з якого поступає вода під тиском, патрубка 4 для підведення повітря, патрубка 1 для підведення води. Тиск води на виході дорівнює сумі тисків води, що поступає, і повітря. Якщо з гідравлічним розрахунком діаметр патрубків 1 і 5 дорівнює 3:4.

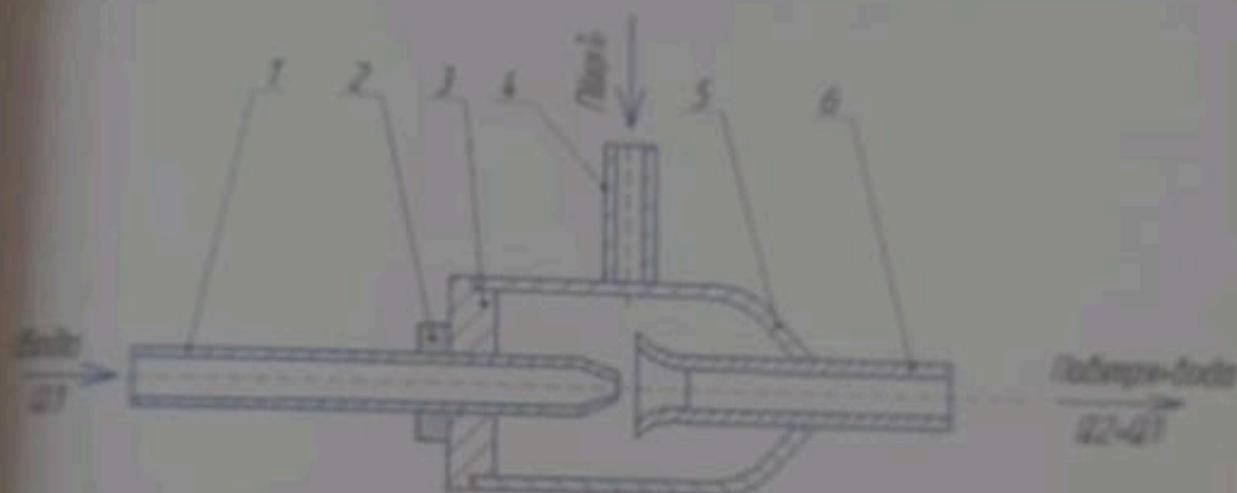


Рисунок 2.2 - Схема ежекторів для очищення сіток вібросіта.

1 - патрубок для підведення води; 2 - кріплення; 3 - кришка; 4 - патрубок для підведення повітря; 5 - корпус; 6 - патрубок-сопло

Комплекти обладнання розміщуються на одній або двох ємностях залежно від умов буріння і класу бурової установки. Гідравлічна схема блоку очищення дозволяє використовувати очисні механізми залежно від умов буріння, вести обробку бурового розчину. Блок очищення укомплектований розрахунковою технологією регламентування компонентного складу і управління властивостями бурових розчинів. Технологія дозволяє вести оперативне

управління процесом приготування і обробки бурового розчину при найменших витратах часу і матеріалів.

Результати впровадження ежекторів для очищення сіток вібростік дає можливість швидкого і якісного очищення сіток вібростік від глини і иллу при мінімальній витраті води.

2.2 Оцінка економічної ефективності

Впровадження нової конструкції модернізованої системи очищення промислових рідин бурової установки БУ 5000 БУ дасть змогу продовжити міжремонтний цикл. Зміни технічного обслуговування та ремонтів системи очищення промислових рідин відображені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічне обслуговування та ремонт системи очищення

Вид технічного обслуговування, ремонту	Періодичність виконання тех. обслуговування та ремонтів, маш.-год ($T_{\text{ц}}$)	Кількість тех. обслуговувань та ремонтів в одному ремонтному циклі (a_i)	Тривалість одного технічного обслуговування та ремонту, роб.днів (d_{pi})	Трудомісткість виконання одного ТО й ремонту, нормо-год (e_i)
Для аналогової техніки				
ТО	125	28	-	3
ПР	1000	3	1	20
КР	4000	1	2	70
Для модернізованої техніки				
ТО	162	28	-	3
ПР	1296	3	1	20
КР	5184	1	2	70

Економічний ефект від впровадження на виробництві модернізованої

конструкції системи очищення визначається за формулою:

$$E = \left[C_{AT} \cdot k_1 \cdot k_2 + \frac{\Delta I - E_n \cdot (K_2' - K_1')}{(1/T_2) + E_n} - C_{MT} \right] \cdot n, [\text{грн}], \quad (2.1)$$

де C_{AT}, C_{MT} - вартість системи очищення до і після модернізації;

k_1 - коефіцієнт зростання продуктивності системи очищення;

k_2 - коефіцієнт зміни строків служби;

E_n - одиниць нормативний коефіцієнт економічної ефективності, $E_n = 0,15$;

K_2', K_1' - супутні капітальні вкладення;

T - термін служби системи очищення, ($T_1 = 6$ років, $T_2 = 7,78$ років)

n - річний обсяг впровадження модернізації, приймаємо $n = 1$;

ΔI - економія експлуатаційних витрат.

Розрахунок собівартості модернізованої системи очищення визначається за формулою:

$$C_{MT} = C_{AT} - C_{зам.} + C_{доб.} \quad (2.2)$$

C_{AT} - вартість системи очищення-аналога; $C_{AT} = 120000$ грн.;

$C_{зам.}$ - собівартість заміненого обладнання; із експлуатації виводиться пісковідділювач і намуловідділювач, загальна вартість яких складає 98500 грн.

$C_{доб.}$ - собівартість доданого обладнання, в експлуатацію вводиться ситогідроциклонна установка вартістю 106000 грн.

Таким чином :

$$C_{MT} = 120000 - 98500 + 106000 = 127500 \text{ грн.}$$

Розрахуємо коефіцієнт зростання продуктивності модернізованої системи очищення:

$$k_1 = \frac{T_P^M}{T_P^A}, \quad (2.3)$$

де T_P^M - річний фонд роботи модернізованої системи

очищення;

T_P^A - річний фонд роботи аналогової системи очищення.

Річний фонд роботи системи очищення визначаємо за формулою:

$$T_P = \frac{T_\Phi}{\frac{1}{t_{zm} \cdot k_{zm}} + D_P} \cdot [год], \quad (2.4)$$

де T_Φ - річний фонд робочого часу, $T_\Phi = 365\delta$;

t_{zm} - тривалість зміни, $t_{zm} = 8 год$;

k_{zm} - коефіцієнт змінності роботи системи очищення, $k_{zm} = 3$;

D_P - простої у всіх видах технічного обслуговування та ремонту.

Простої у всіх видах технічного обслуговування та ремонту визначаються:

$$D_P = \frac{\sum_{i=1}^m (d_{pi} + d_{ni}) \cdot a_i}{T_{ц}} \cdot \left[\frac{\text{маш. - днів}}{\text{маш. - год}} \right], \quad (2.5)$$

де m - число різновидів технічних обслуговувань та ремонтів протягом міжремонтного циклу, $m = 3$;

a_i - кількість технічних обслуговувань та ремонтів в одному ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.1;

d_{pi} - тривалість одного технічного обслуговування та ремонту, приймаємо відповідно до таблиці 2.1;

$T_{ц}$ - періодичність виконання технічного обслуговування та ремонтів, приймаємо відповідно до таблиці 2.1;

d_{ni} - тривалість надання у ремонт або технічне обслуговування і повернення назад, при цьому для технічного обслуговування, оскільки воно виконується безпосередньо на місці роботи техніки, величина d_{ni} приймається

решено нулю; час у днях на доставку для поточного ремонту $d_{pi} = 0$ днів, у капітальний ремонт і назад приймається $d_{pi} = 10$ днів.

Підставивши дані у формулу 2.5 визначимо простой у всіх видах ТО та ремонту:

- для аналогової системи очищення:

$$D_r^{an} = \frac{(1+0) \cdot 9 + (2+10) \cdot 1}{4000} = 0,0053 \frac{\text{маш. - днів}}{\text{маш. - год}}$$

- для модернізованої системи очищення:

$$D_r^m = \frac{(1+0) \cdot 9 + (2+10) \cdot 1}{5184} = 0,0041 \frac{\text{маш. - днів}}{\text{маш. - год}}$$

Підставивши у формулу 2.4 отримані дані розрахуємо річний фонд роботи системи очищення:

- для аналогової системи очищення:

$$T_P = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,0053} = 7770,9 \text{ год};$$

- для модернізованої системи очищення:

$$T_P^m = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,041} = 7974,7 \text{ год}.$$

Підставивши у формулу 2.3 отримані дані розрахуємо коефіцієнт зростання продуктивності системи очищення:

$$k_1 = \frac{7974,7}{7770,9} = 1,026.$$

Коефіцієнт зміни строків служби розраховуємо за формулою:

$$k_2 = \frac{P_1 + E_H}{P_2 + E_H}, \quad (2.6)$$

де P_1, P_2 - частки відрахувань від балансової вартості на повне відновлення аналогового та модернізованого обладнання, розраховуються як величини, зворотні термінам служби обладнання ($P_i = 1/T_i$),

T_1, T_2 - строки служби базового і нового обладнання відповідно;

$$P_1 = 1/6 = 0,167;$$

$$P_2 = 1/7,78 = 0,129.$$

E_n - єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($E_n = 0,15$).

$$k_2 = \frac{0,167 + 0,15}{0,129 + 0,15} = 1,136$$

Через те, що модернізація не потребує додаткових супутніх капітальних вкладень, то $K_2^l = K_1^l$, тоді $K_2^l - K_1^l = 0$.

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою:

$$\Delta M = (S_1^A - S_1^M) \cdot T_p^M \cdot [zpu], \quad (2.7)$$

де S_1^A, S_1^M - вартість 1 маш.-год роботи аналогової та модернізованої системи очищення;

T_p^M - річний фонд роботи модернізованої системи очищення.

Визначимо вартість 1 маш.-год роботи системи очищення:

$$S_1 = \frac{S}{T_p} \cdot [zpu/\text{маш.-год}], \quad (2.8)$$

де S - загальні поточні витрати підприємства, пов'язані з експлуатацією системи очищення.

Загальні поточні витрати підприємства визначаються за формулою:

$$S = S_{ЗП} + S_{КР} + S_{ТОВ} + S_{ТОМ} \cdot [zpu], \quad (2.9)$$

де $S_{ЗП}$ - витрати на заробітну плату з нарахуваннями;

$S_{КР}$ - витрати на капітальний ремонт системи очищення;

$S_{ТОВ}$ - витрати на заробітну плату ремонтним робітникам із нарахуваннями;

$S_{ТОМ}$ - витрати на матеріали та запчастини для системи очищення.

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями розраховуються за

формулою:

$$S_{ЗП} = k_{оч} \cdot k_{нев} \cdot \lambda \cdot T_p \cdot \sum_{i=1}^B C_{ii} (1 + H), \text{ грн}, \quad (2.10)$$

де $k_{оч}$ - коефіцієнт використання робочого часу (приймемо рівним 0,3);

$k_{нев}$ - коефіцієнт, що враховує витрати на заробітну плату;

λ - коефіцієнт, що враховує премії, $\lambda = 1,25$;

B - число робітників у ланці, приймемо 1 робітника IV розряду;

C_{ii} - годинна тарифна ставка робітника i -го розряду, що входить до складу ланки. Тарифна ставка приймається для робітника IV розряду $C_p = 19,47$ грн, для робітника V розряду $C_p = 22,50$ грн;

H - норма нарахувань на заробітну плату, $H = 22\%$.

Коефіцієнт, що враховує витрати на заробітну плату розраховується за формулою:

$$k_{нев} = 1 + \frac{H_{нев}}{100}, \quad (2.11)$$

де $H_{нев}$ - норма накладних витрат по заробітній платі, $H_{нев} = 30\%$.

$$k_{нев} = 1 + \frac{30}{100} = 1,3.$$

Підставивши отримані дані у формулу 2.10 ми отримаємо:

- для аналогової системи очищення:

$$S_{ЗП} = 0,3 \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 7770,9 \cdot (19,47 + 22,5) \cdot (1 + 0,22) = 193974,54 \text{ грн};$$

- для модернізованої системи очищення:

$$S_{ЗП} = 0,3 \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 7974,7 \cdot (19,47 + 22,5) \cdot (1 + 0,22) = 199061,73 \text{ грн};$$

Визначасмо витрати на капітальний ремонт системи очищення:

$$S_{КР} = \frac{k_{ин} \cdot A_{кр} \cdot II_{AT}(MT)}{100}, [\text{грн}]. \quad (11.15)$$

де $k_{ин}$ - коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати;

$A_{кр}$ - норма амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт у відсотках від вартості системи очищення, приймаємо $A_{кр} = 5\%$.

Коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати, розраховується за формулою:

$$k_{ин} = 1 + \frac{H_{ин}}{100}, \quad (2.16)$$

де $H_{ин}$ - норма накладних витрат за всіма видами витрат, окрім заробітної плати, $H_{ин} = 10\%$;

$$k_{ин} = 1 + \frac{10}{100} = 1,1.$$

Підставивши отримані дані у формулу 2.15 визначимо витрати на капітальний ремонт системи очищення:

$$S_{КР}^A = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 120000}{100} = 6600 \text{ грн.}$$

$$S_{КР}^M = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 127500}{100} = 5610 \text{ грн.}$$

Розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

$$S_{тов} = \frac{T_{роб}}{T_{ц}} \cdot k_{ин} \cdot \lambda \cdot C_p \cdot \sum_{i=1}^n a_{i1} \cdot r_i \cdot (1+H), \text{ грн.} \quad (2.17)$$

де C_p - середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговує систему очищення, тарифна ставка приймається для робітника V розряду - 32,50 грн.;

a_i - кількість ТО та ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.1;

r_i - трудомісткість ТО і ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.1.

Підставивши всі дані у формулу 2.17 розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

- для аналогової системи очищення:

$$S_{\text{топ}} = \frac{7770,9}{4000} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 32,5 \cdot (28 \cdot 3 + 3 \cdot 20) \cdot (1 + 0,22) = 12478,71 \text{ грн.}$$

- для модернізованої системи очищення:

$$S_{\text{топ}} = \frac{7974,7}{5184} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 32,5 \cdot (28 \cdot 3 + 3 \cdot 20) \cdot (1 + 0,22) = 9881,15 \text{ грн.}$$

Визначимо витрати на матеріали і запчастини:

$$S_{\text{мам}} = k_{\text{мт}} \cdot \frac{S_{\text{топ}} \cdot (1 - H)}{k_{\text{мт}}} \cdot k_{\text{сп}} \text{ [грн]}, \quad (2.18)$$

де $k_{\text{сп}}$ - коефіцієнт переходу від витрат на заробітну плату до витрат на матеріали та запчастини, $k_{\text{сп}} = 1,25$.

Підставивши всі дані у формулу 2.18 розрахуємо витрати на матеріали і запчастини:

- для аналогової системи очищення:

$$S_{\text{мам}} = 1,3 \cdot \frac{12478,71 \cdot (1 - 0,22)}{1,3} \cdot 1,25 = 10295,71 \text{ грн.}$$

- для модернізованої системи очищення:

$$S_{\text{мам}} = 1,3 \cdot \frac{9881,15 \cdot (1 - 0,22)}{1,3} \cdot 1,25 = 8152,15 \text{ грн.}$$

Підставивши всі отримані дані у формулу 2.9 визначимо загальні поточні витрати підприємства на експлуатацію системи очищення:

- для аналогової системи очищення:

$$S = 193974 + 6600 + 12478 + 10295 = 223348 \text{ грн.}$$

- для модернізованої системи очищення:

$$S = 199061 + 5610 + 9881 + 8152 = 222704 \text{ грн.}$$

Визначимо вартість роботи 1 маш.-год роботи системи очищення:

- для аналогової системи очищення:

$$S_1 = \frac{223348}{7770,9} = 28,742 \text{ грн / маш. - год,}$$

- для модернізованої системи очищення:

$$S_1 = \frac{222704}{7974,7} = 27,926 \text{ грн / маш. - год.}$$

Економія експлуатаційних витрат складе:

$$\Delta H = (28,742 - 27,926) \cdot 7944,7 = 6479,78 \text{ грн.}$$

Тоді, економічна ефективність модернізації системи очищення складатиме:

$$E = \left[120000 \cdot 1,026 \cdot 1,136 + \frac{6479,78}{0,129 + 0,15} - 127500 \right] \cdot 1 = 42070 \text{ грн.}$$

Висновки

Комплект обладнання модернізованої циркуляційної системи розміщується на одній або двох смонтиях залежно від умов буріння і класу бурової установки. Гідралічна схема блоку очищення дозволяє використовувати очисні механізми залежно від умов буріння, вести обробку бурового розчину. Блок очищення укомплектований розрахунковою технологією регламентування компонентного складу і управління властивостями бурових розчинів. Технологія дозволяє вести оперативне управління процесом приготування і обробки бурового розчину при найменших витратах часу і матеріалів.

Результати впровадження ежекторів для очистки сіток вібросита дає можливість швидкого і якісного очищення сітки вібросита від глини і шламу при мінімальній витраті води.

Проведена модернізація буде прибутковою і матиме економічний ефект в розмірі 42070 грн. Отже, удосконалення є економічно доцільним.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Розроблення математичних моделей роботи модернізованого ежектора

Завдання даного підрозділу полягає у розробленні математичних моделей роботи ежекторів, тобто в отриманні рівнянь, які дозволяють за відомими параметрами робочого та інжектуючого потоків на їх виході встановити параметри на їх виході (для інжектуючого потоку потрібно знати тиск повітря та його густину).

На рис. 3.1 зображена схема нафтогазового ежектора. При установлених параметрах на вхідній камері рідина поступає у сопло, на виході якого її швидкість значно зростає. Це викликає зменшення тиску в приймальній камері ежектора, завдяки чому повітря потрапляє в ежектор. Далі ці два потоки попадають у камеру змішування, де відбувається їх перемішування, вирівнювання їх швидкостей і підвищення тиску. Подальше зростання тиску настає у дифузори. Густина змішаного потоку на виході ежектора значно менша, ніж на вході в нього. Це забезпечує швидке і якісне очищення сітки вібросита від глини і шламу при мінімальній витраті води.

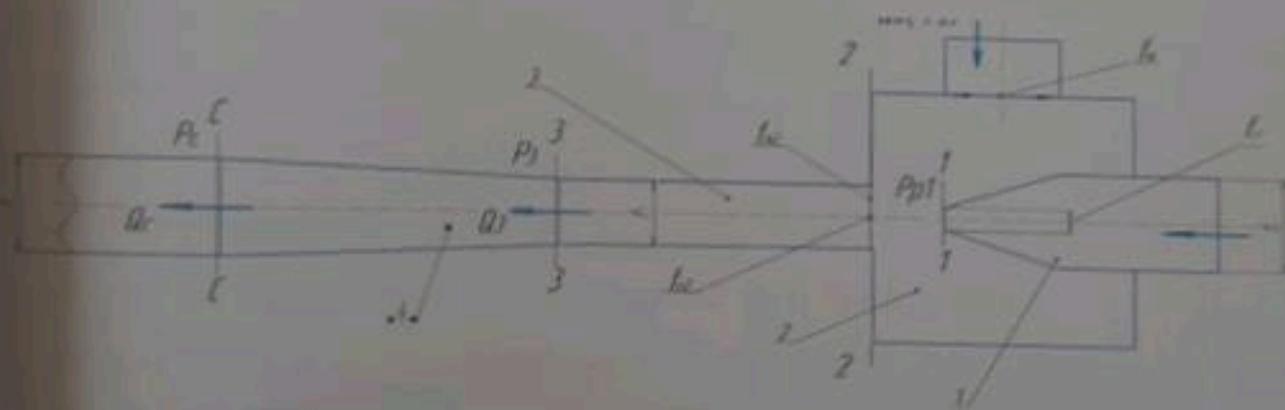


Рисунок 3.1 – Схема ежектора.

1 – сопло; 2 – приймальна камера; 3 – камера змішування; 4 – дифузор

З метою отримання рівнянь ежекторів приймемо наступні позначення величин:

- робочий потік перед соплом: Q_p - об'ємна витрата; p_p - статичний тиск; w_p - швидкість руху потоку; f_p - площа поперечного перерізу вхідного отвору; ρ_p - густина потоку;
- робочий потік на зрізі сопла: Q_{p1} , p_{p1} , w_{p1} , f_{p1} , ρ_{p1} ;
- робочий потік у перерізі 2-2: Q_{p2} , p_{p2} , w_{p2} , f_{p2} , ρ_{p2} (для низьконапірного ежектора всі ці параметри є такі ж, як і на зрізі сопла, а для високонапірного ежектора вони відрізняються, тиск p_{p2} для цього ежектора далі позначається через p_2);
- інжектований потік на вході в приймальну камеру (потік повітря) має параметри: Q_{in} , p_{in} , w_{in} , f_{in} , ρ_{in} ;
- параметри інжектованого потоку в перерізі 2-2: Q_{in2} , p_2 , w_{in2} , f_{in2} , ρ_{in2} ;
- змішаний потік на виході із камери змішування характеризується параметрами: Q_3 , p_3 , w_3 , f_3 , ρ_3 ;
- параметри змішаного потоку на виході із дифузора Q_c , p_c , w_c , f_c , ρ_c .

Автори роботи [93] класифікують струминні апарати на низьконапірні ($m > 4$, $m = f_3 / f_{p1}$) і високонапірні ($m < 4$). Таку ж класифікацію приймемо і для нашого ежектора. Різниця між низьконапірними і високонапірними струминними апаратами полягає не тільки в їх геометрії, але і в тому, що низьконапірні апарати, на відміну від високонапірних, забезпечують невисокий відносний перепад тиску Ap_c / Ap_p ($Ap_c = p_c - p_{p1}$, $Ap_p = p_p - p_{p1}$), але при невеликому коефіцієнті інжекції u_2 на вході в камеру змішування ($u_2 = Q_{in2} / Q_{p2}$).

Для отримання рівнянь нафтогазових ежекторів було прийнято низку допущень (рис. 3.1). Головні з них такі:

- робочий та змішаний потоки в ежекторі є гомогенні середовища (відсутній масообмін між фазами, рідинна і газова фази рівномірно розподілені в об'ємі і швидкості їх руху по перерізу однакові);
- температури робочого та змішаного потоків у межах ежектора рівні і дорівнюють температурі робочого потоку на вході в ежектор;

- різницею між температурами робочого та інжектowanego потоків на вході у камеру змішування інжектують і рух інжектowanego потоку у приймальної камері адиабатичний.

Крім того, використано рівняння зміни кількості руху (збереження імпульсу) для камери змішування, рівняння Бернуллі для робочого, інжектowanego та змішаного потоків і закон збереження маси. В результаті отримано рівняння для високонапірного ежектора ($f_3/f_{p1} < 4$)

$$\frac{2f_{p1}^2 \rho_{p1}^2}{(1+\zeta_c) \rho_p f_3} \left(p_p - p_{p1} \frac{\rho_p}{\rho_{p1}} + \frac{\rho_p w_p^2}{2} \right) X$$

$$X \left[\frac{1}{f_{p2} \rho_{p2}} + \frac{\rho_{m2}}{\rho_{p2}^2 f_{m2}} u_2^2 - \frac{1}{2} \left(1 + \frac{\rho_{m2}}{\rho_{p2}} u_2^2 \right) \left(\frac{\zeta_d + \zeta_{c1} + 1}{f_3 \rho_1} + \frac{f_3 \rho_1}{f_c^2 \rho_c^2} \right) \right] - p_c \frac{\rho_1}{\rho_c} + p_1 = 0 \quad (3.1)$$

- для низьконапірного ежектора ($f_3/f_{p1} > 4$)

$$\frac{2f_{p1}^2 \rho_{p1}^2}{(1+\zeta_c) \rho_p f_3} \left(p_p - p_{p1} \frac{\rho_p}{\rho_{p1}} + \frac{\rho_p w_p^2}{2} \right) X$$

$$X \left\{ \frac{1}{f_{p2} \rho_{p2}} + \frac{\rho_{m2}}{\rho_{p2}^2 f_{m2}} u_2^2 \left[1 - \frac{k-1}{2k} (1+\zeta_m) \right] - \frac{\zeta_d + \zeta_{c1} + 1}{2f_3 \rho_1} \left(1 + \frac{\rho_{m2}}{\rho_{p2}} u_2^2 \right) \right\} - \quad (3.2)$$

$$- p_c \frac{\rho_1}{\rho_c} - \frac{\rho_1 w_c^2}{2} + p_{p1} \left[1 - \left(1 - \frac{\rho_{m2}}{\rho_{p2}} \right) \frac{f_{m2}}{f_3} \right] + \frac{k-1}{2k} \frac{f_{m2}}{f_3} \rho_{p2} w_p^2 = 0$$

Кожне із рівнянь (3.1) і (3.2) пов'язує між собою геометричні параметри ежектора з параметрами робочого, інжектowanego та змішаного потоків. Деякі параметри рівнянь (3.1) і (3.2) можна прийняти за незалежно змінні, а всі інші параметри, крім постійних, залежать від них і можуть бути виражені через них у певній послідовності. Розроблено спеціальну методику використання рівнянь (3.1) і (3.2) для виконання практичних обчислень, в якій вказана послідовність обчислення залежно змінних параметрів та наведено формули для їх обчислень. За незалежно змінні параметри прийнято тиск p_c на виході ежектора, коефіцієнт інжекції u_2 і витрати газомісту робочого потоку перед ежектором, величина яких безпосередньо не входить у рівняння (3.1) і (3.2), але через них виражається багато параметрів рівнянь (3.1) і (3.2).

Розроблена методика для високонапірного ежектора була реалізована у процесі обчислень, за було взято незалежно змінні у таких діапазонах:

$p_c = 0,305 \dots 0,665$ МПа, $u_2 = 0 \dots 0,5$; сталі параметри: $\zeta_c = 0,095$, $\zeta_m = 0,17$, $\zeta_d = 0,05$, $\zeta_e = 0,19$, діаметри сопла $d_c = 6,5$ мм, камери змішування $d_{\text{см}} = 10$ мм, зворотного клапана, через який інжектований газ потрапляє у приймальну камеру, $d_{\text{об}} = 4$ мм, виходу із дифузора $d_d = 25$ мм, густина вільного газу на вході в ежектор $\rho_p = 3,2$ кг/м³, водонафтової суміші $\rho_m = 895$ кг/м³ і швидкість руху газорідної суміші перед соплом $w_p = 1,7698$ м/с.

Виявилось, що збільшення витратного газомісту P_p робочого потоку суттєво знижує відносний перепад тиску $\Delta p_c / \Delta p_p$ ($\Delta p_c = p_c - p_{\text{вх}}$; $\Delta p_p = p_p - p_{\text{вх}}$) (рис. 3.2).

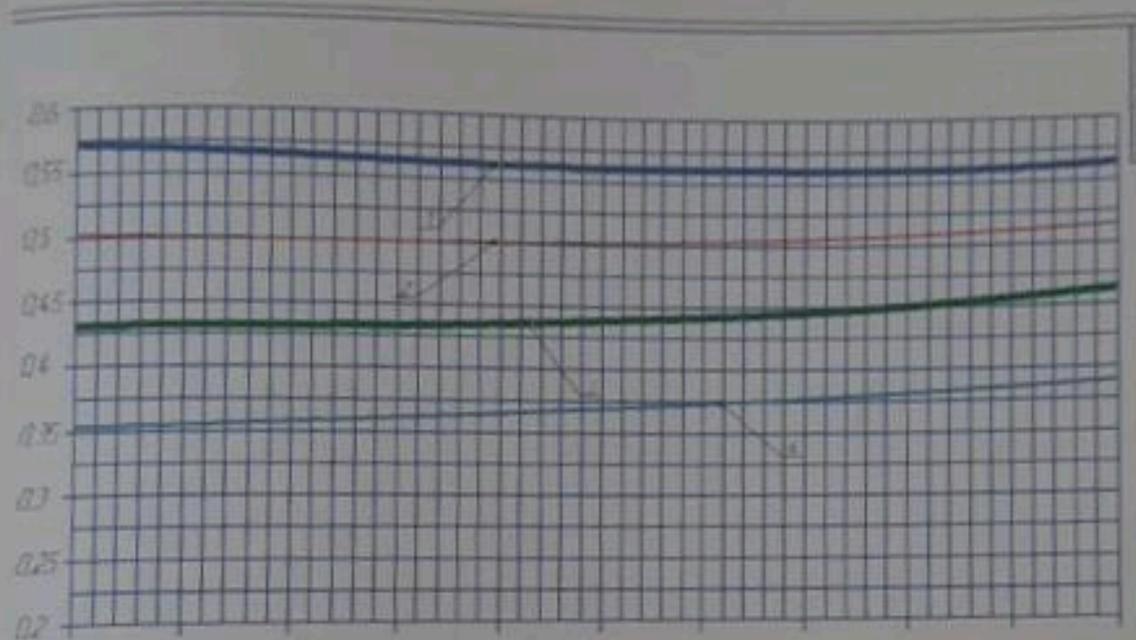


Рисунок 3.2 – Залежність безрозмірного відносного перепаду тиску ежектора від коефіцієнта інжекції при сталому тиску на його виході ($p_c = 0,305$ МПа)

У випадку низьконапірного ежектора зміну незалежних параметрів було прийнято у таких діапазонах: $p_c = 0,26 \dots 0,62$ МПа, $u_2 = 0 \dots 1,5$ і $P_p = 0 \dots 0,3$; сталими параметрами є діаметри отвору сопла, камери змішування, дифузора, отвору для інжектowanego газу $d_c = 8$ мм, $d_{\text{КЗ}} = 20$ мм, $d_d = 45$ мм, $d_{\text{об}} = 4$ і 10 мм, швидкість робочого потоку перед соплом $w_p = 1,77$ м/с. Коефіцієнти опору елементів ежектора такі ж, як і у випадку високонапірного ежектора, а показник адиабати інжектowanego газу $k=1,3$.

Збільшення коефіцієнта інжекції u_2 від 0 до 1,5 для цього ежектора

результатами обчислень за формулою (3.3). Якщо у рівняннях ежекторів (3.1) і (3.2) прийняти, що робочим потоком є вода і $u_2 = 0$, то ці рівняння зводяться до однакового рівняння:

$$\frac{2f_{pi}}{(1+\zeta_c)f_s}(p_s - p_{pi}) \left(\frac{1}{f_{pi}} - \frac{\zeta_c + \zeta_{c2} + 1}{2f_s} \right) - p_s + p_{pi} = 0 \quad (3.4)$$

При коефіцієнтах швидкостей рівних одиниці коефіцієнти опору $\zeta_c = \zeta_{c2} = \zeta_{c3} = 0$ і рівняння (3.4) зводиться до рівняння (3.3), задовольняючи також результати експериментальних досліджень, що були отримані Соколовим і Зінгером.

3.2 Експериментальне дослідження рідинно-газових ежекційних систем

Формулювання завдань експериментальних досліджень

Провести експериментальне дослідження, в якому робочим потоком була б газоводонафтова суміш, а інжектованим потоком – нафтовий газ, у лабораторних умовах немає можливості з огляду на необхідність дотримання техніки безпеки. Тому при проведенні лабораторного дослідження за робочий потік було взято воду, а за інжектований потік – повітря.

Для перевірки справедливості поділу ежекторів на високонапірні ($f_s / f_{pi} < 4$) та низьконапірні ($f_s / f_{pi} > 4$), який отримано при теоретичному дослідженні ежекторів, було передбачено виготовлення сопел та камер змішування ежектора з різними діаметрами отворів, які задовольняють нерівностям $f_s / f_{pi} < 4$ і $f_s / f_{pi} > 4$.

Щоб забезпечити різницю тисків між тиском інжектованого повітря перед ежектором і тиском робочого та інжектованого потоків у приймальній камері в експериментальний стенд було включено компресор, який забезпечував створення вказаної різниці тисків, тобто давав можливість перевірки ежектора на його роботу з «підпором».

Для визначення відносного перепаду тиску A_{p_c} / A_{p_r} при розробці експериментального стенда було передбачено вимірювання тиску робочого потоку перед ежектором, у його приймальній камері та змішаного потоку на виході з нього. Це дало можливість перевірити вплив діаметра сопла d_c на відносний перепад тиску при роботі ежектора.

Для побудови безрозмірної характеристики ежектора $A_{p_c} / A_{p_r}(u)$ при розробці лабораторного стенда, крім того, було забезпечено вимірювання об'ємів робочого та інжектваного потоків, які проходять через ежектор.

Таким чином, завданнями експериментального дослідження було:

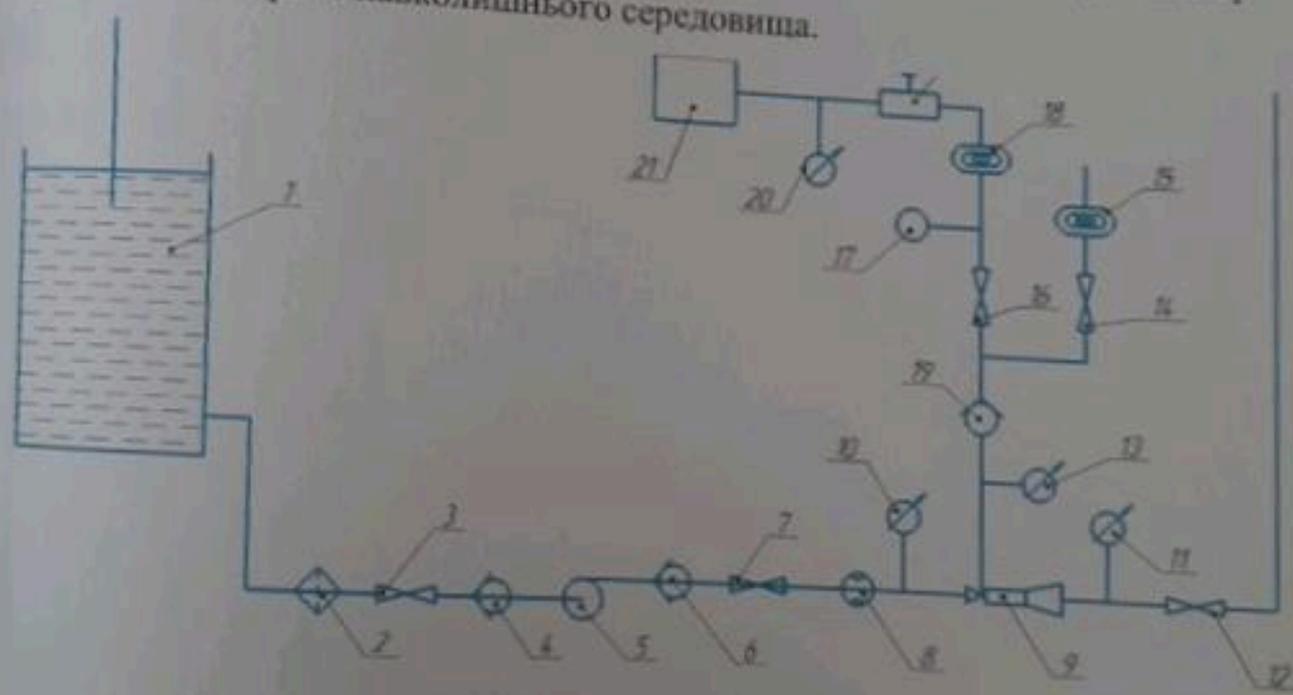
- перевірка достовірності поділу ежекторів на високонапірні, які забезпечують досить високий відносний перепад тиску A_{p_c} / A_{p_r} , але при невеликому коефіцієнті інжекції u та низьконапірні, які забезпечують значно нижчий перепад тиску, але при досить великому коефіцієнті інжекції;
- встановлення можливості роботи ежекторів з «підпором»;
- визначення характеру залежностей між тиском робочого потоку p_r на вході в ежектор і тиском p_c на його виході, а також тиском p_c інжектваного потоку перед ежектором;
- дослідження безрозмірних характеристик ежекторів $A_{p_c} / A_{p_r}(u)$ у випадку різних діаметрів сопел та різних значеннях тиску p_c інжектваного газу перед ежектором;
- визначення впливу тиску p_c інжектваного газу, а також різниці тисків $P_c - p_r$ (величини «підпору») на коефіцієнт інжекції u ;
- дослідження впливу газу, що розчиняється у воді, на роботу водогазового ежектора.

Опис лабораторної ежекторної установки для інжекції повітря.

Для проведення лабораторного дослідження була виготовлена лабораторна установка, гідравлічна схема якої зображена на рис. 3.4. Установка складається із приймального резервуара 1, об'єм якого 200 л, відцентрового насоса 5, лічильника води 8, досліджуваного ежектора 9, поршневого компресора 21, газового редуктора 22, ротaційного газового лічильника,

лічильника газу 15, вимірювальних приладів, які включають манометри 10, 11, мановакууметр 13, біметалевий термометр, а також кульові крани 3, 7, 12, фільтр 2 для насоса, зворотні клапани 4, 6, 19, систему шлангів та алюмінієву арматуру.

Лабораторна установка працює наступним чином: вода із приймального резервуара 1 подається в насос 5, який нагнітає рідину через лічильник води 8 у сопло ежектора. На виході із сопла ежектора в приймальній камері створюється знижений тиск і повітря, що подається компресором, проходить через газовий ежектор 22, газовий лічильник 18 при відкритому крані 16 і закритому крані 14 в приймальну камеру ежектора. А далі вода і повітря перемішуються в камері ежектора, суміш проходить через дифузор ежектора 9 і при відкритому крані 12 потрапляє по гнучкому трубопроводу в приймальний резервуар установки. Якщо ж кран 16 закритий, а кран 14 відкритий, то повітря з атмосфери проходить у приймальну камеру ежектора у випадку, якщо в ній буде створений тиск, нижчий атмосферного, тобто у цьому випадку ежектор всмоктуватиме повітря із навколишнього середовища.



Зображення 3.4 – Гідравлічна схема лабораторної установки у випадку інжектуванням повітря

При виконанні експериментального дослідження на лабораторній установці кожен дослід тривав 5 хв., записувалися покази лічильників води і повітря на початку та в кінці досліду, тиск води перед ежектором, тиск у приймальній камері, тиск водоповітряної суміші після ежектора, тиск повітря на виході з газового редуктора, а також температура повітря після газового лічильника. Досліди проведено при встановленні в ежектор по черзі всіх сопел (рис. 3.4) з діаметрами $d_{сз} = 5; 5,4; 6,2$ і $6,6$ мм) спочатку з камерою змішування $d_{сз} = 12,5$ мм, а потім і з камерою змішування $d_{сз} = 10$ мм. При виконанні дослідів змінювалося навантаження на ежектор. Найменше навантаження відповідало повністю відкритому крану 12 (рис. 3.4). Збільшення навантаження на ежектор здійснювалося прикриванням крана 12. Крім того, при проведенні дослідів змінювався тиск інжектowanego повітря перед ежектором, починаючи від $0,02$ МПа до $0,1$ МПа, а для дослідів з камерою змішування $d_{сз} = 12,5$ мм навіть до $0,2$ МПа (всі тиски надлишкові).

Збільшення коефіцієнта інжекції u для всіх сопел викликає зменшення безрозмірного тиску AP_c/AP_p , що зумовлено втратами тиску в камері змішування і дифузорі, а також зменшенням густини змішаного потоку на виході ежектора (рис. 3.5). Лінія характеристики високонапірного ежектора ($f_j/f_{p1} < 4$) є більш стрімкою у порівнянні з низьконапірними ежекторами ($f_j/f_{p1} > 4$) (рис. 3.5).

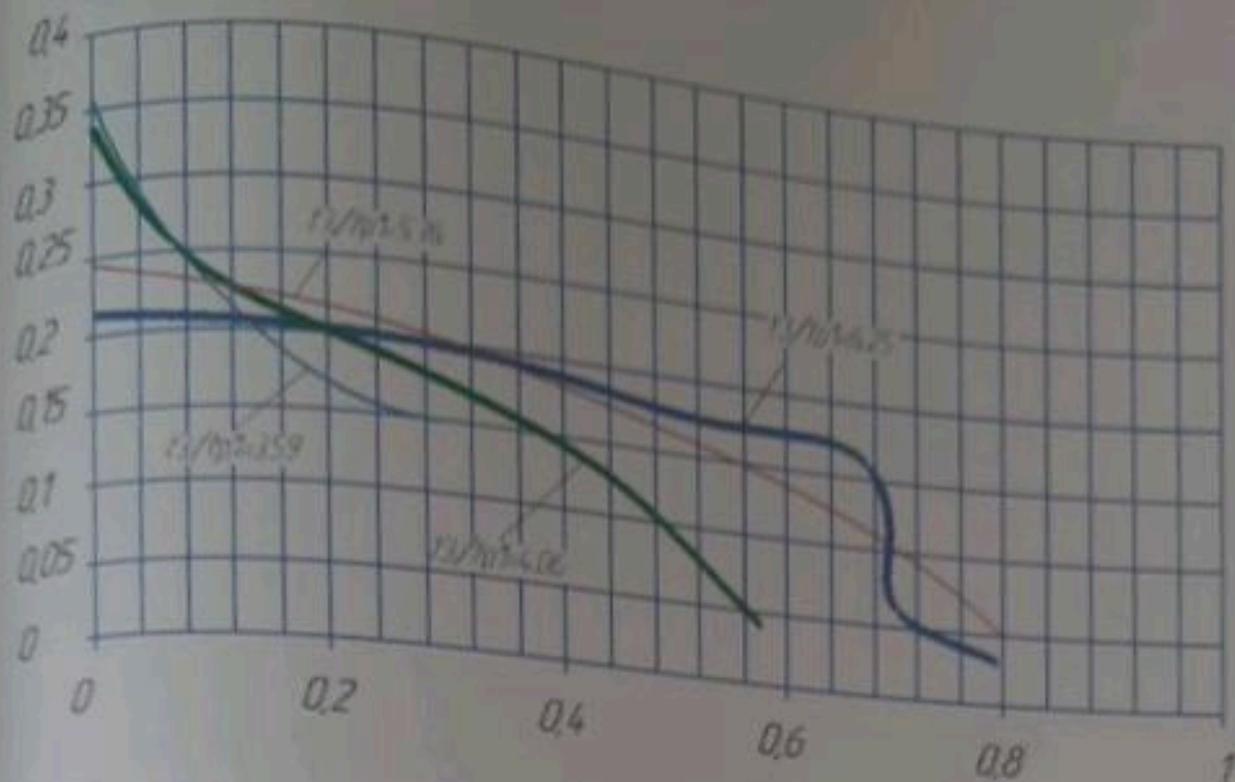
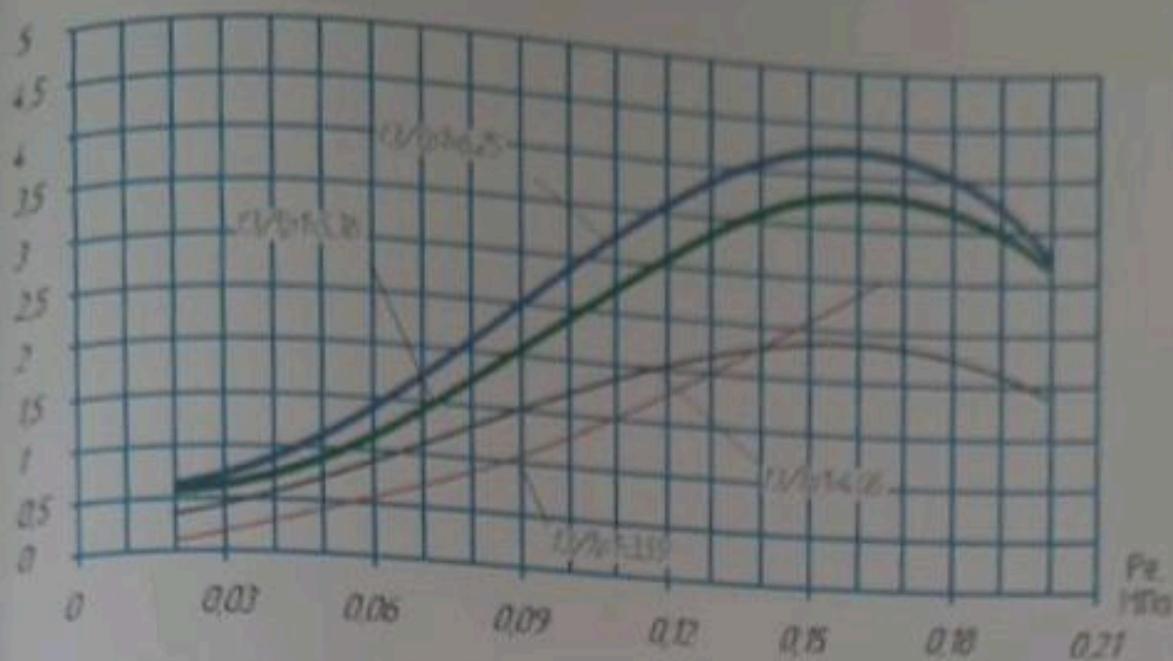


Рисунок 3.5 - Безрозмірна характеристика ежектора при тиску інжектваного повітря $p_c=0,04$ МПа та діаметрі камери змішування $d_{кз}=12,5$ мм для різних діаметрів сопла

Як для камери змішування $d_{кз} = 10$ мм, так і для камери змішування $d_{кз}=12,5$ мм збільшення тиску повітря p_c забезпечує збільшення коефіцієнта інжекції u . Найбільше збільшення коефіцієнта інжекції u має місце в ежекторі з діаметром сопла $d_c = 5$ мм. Крім того, встановлено що існує при певному тиску повітря p_c максимум для коефіцієнта інжекції u . Наприклад, для ежектора з діаметром сопла $d_c = 5$ мм, $u_{max} = 4,2$ (рис. 3.6).



Зображення 3.6 – Залежність коефіцієнта інжекції u від тиску інжектуючого повітря p_c при діаметрі камери змішування $d_{K3} = 12,5$ мм

Виконані дослідження підтвердили можливість роботи ежекторів за умови різниці тисків $p_c - p_{p1}$ («підпору»). При проведенні дослідів величина «підпору» доходила до 0,05 МПа. Експериментально отримано результат, який свідчить про те, що збільшення різниці тисків $p_c - p_{p1}$ викликає збільшення коефіцієнта інжекції u для ежекторів з усіма чотирма досліджуваними соплами.

При проведенні досліджень також встановлено, що збільшення тиску p_c викликає зменшення відносного перепаду тисків $\Delta p_c / \Delta p_p$ для ежекторів з усіма досліджуваними соплами і камерами змішування.

Порівняльним дослідженням встановлено, що відхилення відносного перепаду тиску $\Delta p_c / \Delta p_p$, знайденого експериментально при діаметрі сопла $d_c = 6,6$ мм, діаметрі камери змішування $d_{K3} = 12,5$ мм і зміні надлишкового тиску повітря перед ежектором у діапазоні $p_c = 0 \dots 0,165$ МПа та обчисленого за формулою (3.1) для високонатірного ежектора, прийнявши у ній за робочий отвір воду, а за інжектуючий – повітря, за модулем не перевищує 0,047. При цьому найбільше експериментальне значення $(\Delta p_c / \Delta p_p)$ складає 0,374.

Висновки

Користуючись моделлю гомогенного середовища для робочого та інжекційного потоків, отримані рівняння характеристики ежекторів і розроблена методика обчислення їх параметрів при незалежно змінних тиску на виході ежектора, коефіцієнті інжекції на вході в камеру змішування і витратному коефіцієнті робочого потоку перед ежектором. Наприклад, для діаметра отвору $d_0 = 4$ мм, тиску повітря $p_0 = 0,34$ МПа і зміні коефіцієнта інжекції $u_0 = 0...1,5$ величина відносного перепаду тиску рівна $0,211...0,363$. Густина змішаного потоку на виході ежектора значно зменшується при збільшенні коефіцієнта інжекції. За нульового коефіцієнта інжекції та різних швидкостей витікання вода із сопла забезпечується максимальний перепад тиску і отримані результати співпадають з результатами відомих експериментальних досліджень.

Після проведення експериментального лабораторного дослідження водогазових ежекторів із застосуванням інжектованого потоку повітря встановлено, що їх геометричні параметри, а саме, діаметр сопла і відношення площ отворів камери змішування та сопла мають велике значення при їх роботі. Проведені дослідження підтвердили класифікацію ежекторів на високонапірні і низьконапірні. Виконані дослідження підтвердили здатність водогазових ежекторів працювати з «підпором».

Встановлено, що зі зменшенням діаметру сопла тиск робочого потоку на вході в ежектор зростає при зростанні тиску інжектованого повітря. Зростання тиску інжектованого повітря та різниці тисків викликає збільшення коефіцієнта інжекції для ежекторів з різними діаметрами сопел і камер змішування.

Збільшення тиску інжектованого потоку зменшує відносний перепад тиску і при певних значеннях цього тиску відносний перепад тиску стає від'ємним (при цьому тиск на виході ежектора менший за тиск у приймальній камері). Для ежектора з камерою змішування діаметром 12,5 мм встановлено існування мінімуму відносного перепаду тиску при значеннях тиску в діапазоні

...0,15 МПа.

Якщо за допомогою виведеного рівняння водо-повітряного ежектора врахувати відносний перепад тиску, то порівнявши отримані результати з результатами експериментальних випробувань було встановлено, що абсолютне розходження результатів не перевищує 0,047 при максимальному експериментальному значенні відносного перепаду тиску 0,374.

4. РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок на міцність і довговічність деталей та вузлів обладнання циркуляційної системи

4.1.1 Розрахунок клинопасової передачі приводу вібростра

Створюємо індивідуальний набір вихідних даних:

- потужність, що передається $N=3$ кВт;
- частота обертання ведучого вала передачі $n_1=1000$ хв⁻¹;
- міжосьова відстань $A=600$ мм;
- передавальне відношення $u=n_2/n_1=1000/560=1,786$;
- режим роботи передачі – середній, коефіцієнт режиму роботи і кімачності навантаження $C_p=1,0-1,4$ [4];
- визначаємо тривалість експлуатації (повний ресурс) пасів до заміни T ,

$$T=2000 \cdot k_1 \cdot k_2=2000 \cdot 0,5 \cdot 1=1000 \text{ год.} \quad (4.1)$$

де k_1 – коректуючий коефіцієнт, що враховує фактичний режим роботи, $k_1=0,5$ для середнього режиму роботи;

k_2 – коефіцієнт, що враховує фактичні кліматичні умови; $k_2=1$ для умов помірної клімату;

Вибираємо за номограмою [4] переріз пасів, при $N \geq 600$ кВт для передачі, що комплектується пасами типу В(Б) нормального перерізу.

Вибираємо з-поміж стандартних мінімальний допустимий розрахунковий діаметр меншого шківів $D_1=112$ мм [4].

Швидкість V паса в передачі при діаметрі шківів D_1 :

$$V=D_1 \cdot n_1 / 19110=0,112 \cdot 1000 / 19110=5,8 \text{ м/с} \quad (4.2)$$

Обчислене чисельне значення швидкості $V=5,8$ м/с менше граничнодопустимого $V_{\text{доп}}=30$ м/с для пасів нормального перерізу. Збільшимо розрахунковий діаметр шківів до більшого стандартного значення $D_1=180$ мм, оскільки це позитивно впливає на довговічність пасів та коефіцієнт корисної дії передачі. Перераховуємо швидкість V :

$$V = D_1 \cdot n_1 / 19110 = 0,18 \cdot 1000 / 19110 = 9,3 \text{ м/с} < V_{\text{max}} = 30 \text{ м/с}.$$

Остаточно приймаємо $D_1 = 180 \text{ мм}$

Розрахунковий діаметр веденого шківів D_2 :

$$D_2 = D_1 \cdot n_1 / (n_2 \cdot \beta) = 180 \cdot 1000 / (560 \cdot 0,99) = 324,6 \text{ мм}, \quad (4.3)$$

де β – коефіцієнт, яким враховується проковзування пасів по шківів та який залежить від монтажного натягу: $0,97 \leq \beta \leq 0,99$; приймаємо $\beta = 0,99$.

Обчислене значення остаточно приймаємо найближчим стандартним $D_2 = 325 \text{ мм}$.

Остаточне значення передавального відношення передачі:

$$u_{\phi} = n_2 / n_1 = (D_2 / D_1) \cdot \beta = (325 / 180) \cdot 0,99 = 1,788, \quad (4.4)$$

Відносне розходження

$$[(u_{\phi} - u) / u_{\phi}] \cdot 100\% = (1,786 - 1,788) \cdot 100 / 1,768 = 0,1\%, \text{ що не перевищує } [5\%].$$

Попередня розрахункова довжина пасів в передачі:

$$L = 2A + \pi \cdot (D_1 + D_2) / 2 + (D_2 - D_1)^2 / (4A) = \\ = 2 \cdot 600 + 3,14 \cdot (180 + 325) / 2 + (325 - 180)^2 / (4 \cdot 600) = 2002 \text{ мм}, \quad (4.5)$$

Для подальших розрахунків приймаємо найближче до обчисленого стандартне значення довжини пасу типу В(Б) $L_{\text{min}} = 2000 \text{ мм}$.

Фактична міжцентрова відстань передачі, укомплектованої пасами стандартної довжини

$$A = 0,25 [L - \pi \cdot (D_1 + D_2) / 2] + ([L - \pi \cdot (D_1 + D_2) / 2]^2 - 8(D_2 - D_1)^2 / 4)^{0,5}, \quad (4.6)$$

$$A = 0,25 [2000 - 3,14 \cdot (180 + 325) / 2] + ([2000 - 3,14 \cdot (180 + 325) / 2]^2 - 8(325 - 180)^2 / 4)^{0,5} = 595 \text{ мм}.$$

Кут α обхвату пасом меншого шківів:

$$\alpha = 180^\circ - 57^\circ (D_2 - D_1) / (4A) = 180^\circ - 57^\circ (325 - 180) / (4 \cdot 600) = 176,56^\circ, \quad (4.7)$$

Приймаємо чисельне значення коефіцієнта кута обхвату $C_{\alpha} = 0,99$.

Номинальна потужність, що її може передати один пас вибраного стандартного перерізу методом інтерполяції $N_0 = 3,2 \text{ кВт}$ [4].

Потужність, що може бути передана одним вибраним пасом в умовах комплектованої передачі:

$$N_{\text{оз}} = N_0 \cdot C_\alpha \cdot C_L / C_p = 3,2 \cdot 0,99 \cdot 1,04 / 1,2 = 2,74 \text{ кВт}, \quad (4.8)$$

де C_L - коефіцієнт довжини паса, чисельне значення якого визначається у відповідності до вибраної стандартної довжини паса; $C_L = 1,04$ [4]; коефіцієнт динамічності до вибраної стандартної довжини паса; $C_p = 1,2$.
Визначимо необхідне число пасів в передачі:

$$Z = N / N_{\text{оз}} \cdot C_z = 3 / 2,74 \cdot 0,85 = 1,28, \quad (4.9)$$

де C_z - коефіцієнт, що враховує число пасів в передачі; $C_z = 0,85$ [4].
Результат обчислень заокруглюємо до найближчого більшого цілого $Z = 2$.

Натяг одного паса в передачі:

$$S_0 = 750 \cdot N \cdot C_p \cdot C_L / (Z \cdot V \cdot C_\alpha) + \Theta \cdot V^2 =$$

$$= 750 \cdot 3 \cdot 1,2 \cdot 1,04 / (2 \cdot 9,3 \cdot 0,99) + 1,5 \cdot 9,3^2 = 282 \text{ Н}, \quad (4.10)$$

де Θ - коефіцієнт, що враховує погонну масу пасів і дію відцентрових сил
на них; $\Theta = 1,5$ [4].

Число циклів навантаження паса, якому він піддається впродовж заданого вихідними даними терміну експлуатації T :

$$Z_n = 1000 \cdot T \cdot V / L = 1000 \cdot 1000 \cdot 3600 \cdot 9,3 / 2000 = 16740000, \quad (4.11)$$

Середній наробіток регламентований стандартом становить $2,5 \cdot 10^6$ [4], що менше розрахованого числа циклів.

4.1.2 Визначення параметрів дебалансного вантажу

З виразу:

$$m_b \cdot l = m_g \cdot z \cdot r, \quad (4.12)$$

де m_g - маса дебалансного вантажу, кг;

r - радіус центра мас дебалансного вантажу, м;

Z - число мас дебалансних вантажів; $z = 2$;

$$m_g = m_b \cdot l / z \cdot r = 1500 \cdot 0,005 / 2 \cdot 0,008 = 47 \text{ кг}$$

$r = 0,008 \text{ м}$.

4.1.3 Розрахунок вала вібролита

На вал діють реакції короба, відцентрова сила від дебалансів вала, натяг

...власна вага вала, шківів і дебалансних вантажів.

Визначаємо відцентрові сили від дебалансного вантажу:

$$P_b = m_b \cdot \omega^2 \cdot r = g \cdot r \cdot n^2 / 900, \text{ де} \quad (4.13)$$

- m_b – маса дебалансного вантажу, кг;
- r – радіус центра мас дебалансного вантажу, м;
- ω – кутова швидкість дебалансного вала;
- g – вага дебалансного вантажу;

$$\omega = \pi \cdot n / 30 = 3,14 \cdot 900 / 30 = 94,2 \text{ с}^{-1}$$

$$g = 470 \text{ Н}$$

$$P_b = 47 \cdot (94,2)^2 \cdot 0,08 = 470 \cdot 0,08 \cdot (900)^2 / 900 = 33840 \text{ Н}$$

4.1.4 Розрахунок потужності, що споживається віброситом

Споживана віброситом потужність витрачається на подолання тертя в підшипниках вала.

$$T = P \cdot f, \text{ де} \quad (4.14)$$

- T – діюча на підшипник сила тертя;
- P – відцентрова сила від дебалансного вантажу;
- f – коефіцієнт тертя вала в підшипниках;

$$T = 33840 \cdot 0,015 = 507,6 \text{ Н}$$

Робота тертя:

$$A_T = T \cdot d \cdot n, \text{ де} \quad (4.15)$$

- d – діаметр вала;
- n – частота обертання вала;

$$A_T = 507,6 \cdot 0,16 \cdot 900 = 70704 \text{ Дж}$$

Споживана потужність на один дебаланс:

$$N = A_T / (60 \cdot 1000) = 70704 / (60 \cdot 1000) \approx 1,2 \text{ кВт} \quad (4.16)$$

Споживана потужність вібросита:

$$N_b = 1,2 \cdot 2 = 2,4 \text{ кВт}$$

Потужність двигуна визначають, розділивши результат, отриманий по вказаній вище формулі на ККД привідного механізму, який зазвичай складає

0,8-0,9

$$N_{дв} = N_s / \eta = 2,4 / 0,8 = 3 \text{ кВт} \quad (4.17)$$

Іншими втратами у віброситі нехтують.

4.1.5 Розрахунок шпонкового з'єднання вала вібросита

Вихідні дані :

- номінальний обертовий момент $T = 52 \text{ Н} \cdot \text{м}$;
- діаметр вала, на якому встановлена шпонка $d = 63 \text{ мм}$;
- тип навантаження – постійне.

За діаметром вала d , мм згідно зі стандартом вибираємо розміри шпонкового з'єднання (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Шпонки призматичні (ГОСТ 23360-78)

Діаметр вала d , мм	Переріз шпонки		Глибина пазів		Гранична довжина	
	b , мм	h , мм	t_1 , мм	t_2 , мм	<i>min</i>	<i>max</i>
від 12 до 17	5	5	3,0	2,3	10	56
< 17 < 22	6	6	3,5	2,8	14	70
< 22 < 30	8	7	4,0	3,3	18	90
< 30 < 38	10	8	5,0	3,3	22	110
< 38 < 44	12	8	5,0	3,3	28	140
< 44 < 50	14	9	5,5	3,8	36	160
< 50 < 58	16	10	6,0	4,3	45	180
< 58 < 65	18	11	7,0	4,4	50	200
< 65 < 75	20	12	7,5	4,9	56	220
< 75 < 85	22	14	9,0	5,4	63	250
< 85 < 95	25	14	9,0	5,4	70	280

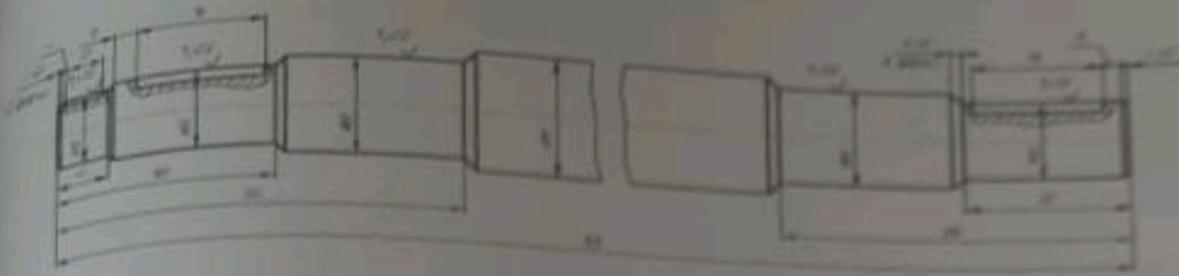


Рисунок 4.1 – Вал вібрисита

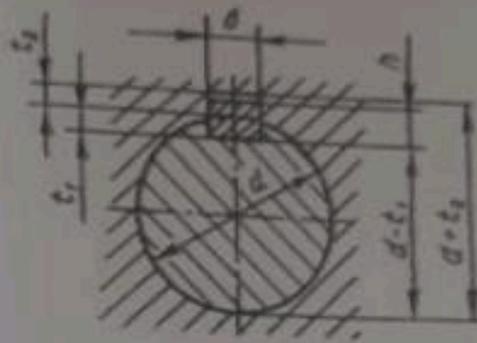


Рисунок 4.2 – Схема шпонкового з'єднання

Згідно зі стандартом для $d = 63$ мм масмо: ширина призматичної шпонки $b = 18$ мм; висота $h = 11$ мм; довжина $l = 96$ мм; глибина пазів відповідно $t_1 = 7$ мм; $t_2 = 4,4$ мм.

Перевірку міцності шпонкового з'єднання на зминання

$$\sigma_{зм} = \frac{2 \cdot T}{d \cdot l_0 \cdot (h - t_1)} \leq [\sigma_{зм}], \quad (4.18)$$

де $\sigma_{зм}$ – діюче напруження зминання, МПа;

T – номінальний обертовий момент, Н·м;

d – діаметр вала, мм;

l_0 – робоча довжина шпонки, мм, для призматичної шпонки з округленими торцями $l_0 = l - b$, а для шпонки з плоскими торцями $l_0 = l$;

h – висота шпонки, мм;

t_1 – глибина паза на валу, мм;

$[\sigma_{зм}]$ – допустиме напруження, МПа;

$[\sigma_{зм}]$ – допустиме напруження, МПа;

- при перехідних посадках маточини на вал:

➤ маточина зі сталі $[\sigma_{зм}] = (100 \dots 120)$ МПа;

➤ маточина із чавуну $[\sigma_{зм}] = (70 \dots 80)$ МПа;

- при посадках із гарантованим натягом маточини на вал:

➤ маточина зі сталі $[\sigma_{зм}] = (160 \dots 180)$ МПа;

➤ маточина із чавуну $[\sigma_{зм}] = (110 \dots 130)$ МПа.

Менші з наведених значень $[\sigma_{зм}]$ беруть для різко змінних навантажень шпонкового з'єднання. Для рухомих з'єднань з напрямними призматичними шпонками допустиме напруження значно знижують із метою запобігання деформації та обмеження спрацювання. В цьому разі беруть $[\sigma_{зм}] = 20 \dots 30$ МПа.

$$\sigma_{зм} = \frac{2 \cdot 52 \cdot 10^3}{[63 \cdot (96 - 18) \cdot (11 - 7)]} = 5,29 \text{ МПа} \leq [\sigma_{зм}] = 25 \text{ МПа}.$$

Міцність з'єднання достатня, бо розрахункове напруження значно менше допустимого для вибраної шпонки.

Перевірка шпонкового з'єднання на зріз

$$\tau_{зр} = \frac{F}{S} = \frac{2 \cdot T}{d \cdot b \cdot l_0} \leq [\tau_{зр}], \quad (4.19)$$

де $\tau_{зр}$ – діюче напруження зрізання, МПа;

$[\tau_{зр}]$ – допустиме напруження зрізання, $[\tau_{зр}] = 0,6 [\sigma_{зм}]$.

$$\tau_{зр} = \frac{2 \cdot 52 \cdot 10^3}{63 \cdot 18 \cdot (96 - 18)} = 1,176 \text{ МПа}; [\tau_{зр}] = 0,6 \cdot 5,29 = 3,174 \text{ МПа}.$$

$$\tau_{зр} = 1,176 \text{ МПа} < [\tau_{зр}] = 3,174 \text{ МПа}.$$

Отже, умова міцності шпонкового з'єднання на зріз виконується, оскільки діюче напруження зрізання значно менше допустимого.

4.2 Розрахунок кількості необхідних касет для віброшита

Розрахуємо кількість необхідних касет для віброшита впродовж всього процесу буріння свердловини № 21 Опішнянського родовища буровою

швидкості буріння проводимо горизонтальні лінії на шкалу сіток 0,4 і 0,24. Отримуємо значення для сітки 0,4×0,4 мм – 6 і 11. З цього випливає, що в інтервалі 0...2750 м необхідно 6 касет, а в інтервалі 2750...4250 м – 5 касет (11-6). Так як в даному інтервалі буріння використовується комбінація касет, то отримані значення ділимо навпіл – $5/2 = 2,5 \rightarrow 3$ касети. Маємо що в інтервалі 0...4250 м використовується 9 касет з розміром ячейки 0,4×0,4 мм.

Аналогічно отримуємо значення для сітки 0,25×0,25 мм – 8; 15 і 17. В інтервалі 2750...4250 м потрібно 7 касет (15-8), але так як в даному інтервалі використовується комбінація касет, то отримуємо значення розділене навпіл – $7/2 = 3,5 \rightarrow 4$ касети. В інтервалі буріння 4250...5000 м потрібно число касет рівне $17-15=2$. Маємо наступне – в інтервалі 2750...5000 м необхідно шість касет 0,25×0,24.

Отже, для буріння всієї свердловини потрібно 9 касет з розміром ячейки 0,4×0,4 і 6 касет розмірами 0,25×0,24.

4.3 Гідравлічний розрахунок проектованого ежектора

4.3.1 Визначення параметрів пасивної і робочої рідини

Розглянемо переріз а - а (рис 4.4).

Тиск в даному перерізі приймемо рівним гідростатичному тиску, який створює стовп рідини в робочих смкостях. Тоді отримаємо:

$$P_0 = r \cdot \chi_g \cdot \chi_H ; \quad (4.20)$$

де $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$ – найбільша густина промивальної рідини, що використовується при бурінні свердловини;

$H = 2,3 \text{ м}$ – середній рівень промивальної рідини в робочих смкостях [10];

$G = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$ – прискорення вільного падіння.

$$P_0 = 1200 \cdot 9,81 \cdot 2,3 = 2707 \text{ Па} = 0,027 \text{ МПа}$$

Діаметр трубопроводу в перерізі а - а приймемо рівним $d_0 = 125 \text{ мм}$ для забезпечення нормальної подачі.

Тоді швидкість в розглядуваному перерізі становить:

$$V_0 = \sqrt{2\psi_g \psi l} \quad (4.21)$$

$$V_0 = \sqrt{2 \cdot 0,81 \cdot 0,23} = 2 \text{ м/с.}$$

Отримавши швидкість маємо подачу насоса:

$$Q_0 = \frac{\rho \psi l_0^2 \psi V_0}{4} \quad (4.22)$$

$$Q_0 = (3,14 \cdot 0,125^2) / 4 \cdot 2 = 0,024 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Визначаємо втрати на тертя в трубопроводі, так як насос встановлюється на відстані 2,5 м від вихідного патрубка робочих смностей:

$$h = \lambda(l \cdot V_0^2 / d_0 \cdot 2 \cdot g), \quad (4.23)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного тертя, визначається в залежності від режиму руху рідини в трубопроводі.

Визначаємо режим руху рідини Re:

$$Re = (V_0 \cdot d_0) / \nu, \quad (4.24)$$

де ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості промивальної рідини.

$$\nu = 0,01775 / (1 + 0,0337 \cdot t + 0,000221 \cdot t^2), \quad (4.25)$$

де t – температура промивальної рідини, приймаємо $t = 35 \text{ }^\circ\text{C}$.

Тоді маємо

$$\nu = 0,01775 / (1 + 0,0337 \cdot 35 + 0,000221 \cdot 35^2) = 0,007 \text{ см}^2/\text{с} = 0,7 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с.}$$

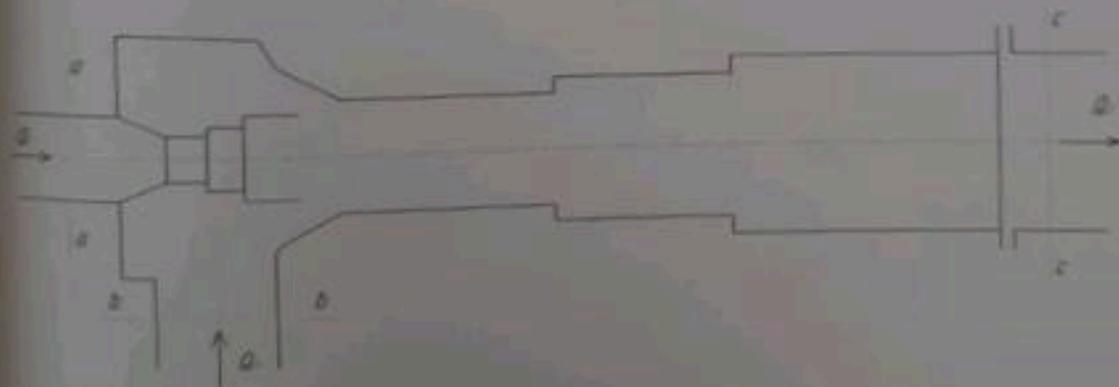


Рисунок 4.4 – Розрахункова схема ежектора

Отже

Режим руху турбулентний.

$$Re = (2 \cdot 0,125) / 0,7 \cdot 10^{-4} = 3571.$$

Тоді маємо

$$\lambda = 0,11 \cdot (\Delta_e / d_0)^{0,25} = 0,11 \cdot (0,0005 / 0,125)^{0,25} = 0,02 \text{ м.} \quad (4.26)$$

де $\Delta_e = 0,0005$ м - шорсткість труб.

$$h = 0,02 \cdot (2,5 \cdot 2^2 / 0,125 \cdot 2 \cdot 9,81) = 0,08 \text{ м.}$$

Тому втратами на тертя нехтуємо.

Розглянемо переріз b - b (рис 4.4).

В даному перерізі за допомогою дроселя створюємо наступні параметри для забезпечення нормальної роботи ежектора: $Q_1 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}$; $P_1 = 2 \text{ МПа}$.
Діаметр перерізу становить $d_1 = 0,095$ м, так як живлення ежектора здійснюється від нагнітальної лінії бурового насоса, яка має аналогічний діаметр.

Швидкість в перерізі b - b становить

$$V_1 = Q_1 / ((\pi d_1^2) / 4) = 0,019 / ((3,14 \cdot 0,095^2) / 4) = 2,7 \text{ м/с.} \quad (4.27)$$

Переріз c - c (рис 4.4).

Діаметр в даному перерізі рівний діаметру вхідного колектора бурового насоса, так як ми безпосередньо приєднуємо ежектор до нього, і становить $d_2 = 200$ мм. Для забезпечення надійного підпору бурового насоса створюємо тиск в перерізі $P_2 = 0,4 \text{ МПа}$.

Подача в перерізі c - c

$$Q_2 = Q_0 + Q_1 = 0,024 + 0,019 = 0,043 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.28)$$

Швидкість в цьому перерізі буде складати:

$$V_2 = Q_2 / ((\pi d_2^2) / 4) = 0,043 / ((3,14 \cdot 0,125^2) / 4) = 1,37 \text{ м/с} \quad (4.29)$$

4.3.2 Визначення характеристик ежектора

Режим роботи ежектора характеризують п'ять параметрів:

Робочий напір, що витрачається в ежекторі та рівний різниці напорів робочого потоку на вході в насос (переріз b - b) та на виході з нього (переріз c - c):

$$H_p = P_1/(\rho \cdot g) + V_1^2/(2 \cdot g) - P_2/(\rho \cdot g) - V_2^2/(2 \cdot g), \quad (4.30)$$

$$H_p = 2 \cdot 10^6/(1200 \cdot 9,81) + 2,7^2/(2 \cdot 9,81) - 0,4 \cdot 10^6/(1200 \cdot 9,81) - 1,37^2/(2 \cdot 9,81) = 136 \text{ м.}$$

Корисний напір, що створюється насосом і рівний різниці напорів рідини, що подається за насосом (переріз e - e) та перед ним (переріз a - a):

$$H_k = P_2/(\rho \cdot g) + V_2^2/(2 \cdot g) - P_0/(\rho \cdot g) - V_0^2/(2 \cdot g), \quad (4.31)$$

$$H_k = 0,4 \cdot 10^6/(1200 \cdot 9,81) + 1,37^2/(2 \cdot 9,81) - 0,027 \cdot 10^6/(9,81 \cdot 1200) - 2^2/2 \cdot 9,81 = 32 \text{ м.}$$

Витрата робочої рідини $Q_1 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}$.

Корисна подача $Q_0 = 0,024 \text{ м}^3/\text{с}$.

ККД ежектора рівний відношенню корисної потужності до затраченої:

$$\eta = H_k \cdot Q_0 / H_p \cdot Q_1 = 32 \cdot 0,024 / 136 \cdot 0,019 = 0,3. \quad (4.32)$$

Характеристику струминного насоса представляють у відносній безрозмірній формі, як сукупність залежностей $h=f(i)$, $\eta=f(i)$:

- відносний напір

$$h = H_k / (H_k + H_p) = 32 / (32 + 136) = 0,19. \quad (4.33)$$

відносна витрата

$$i = Q_0 / Q_1 = 0,024 / 0,019 = 1,2. \quad (4.34)$$

вираз для ККД має вигляд

$$\eta = i \cdot h / (1 - h) = 1,2 \cdot 0,19 / (1 - 0,19) = 0,28. \quad (4.35)$$

4.3.3 Конструктивні розміри проектованого ежектора

Розрахунок проводимо згідно методики описаної в [54].

Вхідний діаметр патрубків приймаємо рівним діаметру всмоктувального трубопроводу, тоді $d_0 = 125 \text{ мм}$.

Кінцевий діаметр на виході із насоса приймаємо рівним діаметру всмоктувального патрубків бурового насоса і він складає $d_2 = 200 \text{ мм}$.



Рисунок 4.2 – Конструктивні розміри ежектора

Кут нахилу конуса сопла приймається $b_1=14^{\circ}-15^{\circ}$, $b_2=15^{\circ}$.

Діаметр циліндричної частини сопла приймаємо $d_3=50$ мм.

Довжина циліндричної частини сопла:

$$l_1=(0,8 \dots 0,9) d_3=(0,8 \dots 0,9) \cdot 50=40 \dots 45 \text{ мм.} \quad (4.36)$$

Остаточне значення $l_1=45$ мм.

Визначасмо діаметр першої циліндричної частини камери змішування з врахуванням відношення циліндричного розширення сопла до розширення камери змішування як 1: (6-12): $D_3=125$ мм.

Довжина першої циліндричної частини камери змішування з врахуванням відношення довжин сопла і камери змішування як 1: (4-6): $L_3=235$ мм.

Згідно технічної пропозиції, додаткові циліндричні розширення в каналах сопла і камери змішування виконані при відношенні циліндричних розширень сопла до відповідних порядкових розширень камери змішування як 1: (6-12) та відношенні їх довжин як 1: (4-6). При цьому кожна подальша ділянка довша від попередньої.

За даною умовою визначасмо діаметри і довжини другої і третьої частини сопла і камери змішування. Отримасмо:

$$d_4=70 \text{ мм; } l_4=40 \text{ мм; } D_4=160 \text{ мм; } L_4=200 \text{ мм.}$$

$$d_5=95 \text{ мм; } l_5=60 \text{ мм; } D_5=200 \text{ мм; } L_5=300 \text{ мм.}$$

Відомості про виконання в 2019 році державних робіт з оцінки впливу на довкілля (ОВД) в Україні з метою забезпечення прозорості та об'єктивності процесу прийняття рішень з питань екології та оцінки впливу на довкілля. Дані за період з 01.01.2019 по 31.12.2019 року.

5. МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу насосно-циркуляційної системи

Загальна довжина насосно-циркуляційної системи залежить від параметрів бурових розчинів, що застосовуються, умов і технології буріння, а також механізмів, що використовуються для очищення і дегазації розчину. Циркуляційна система бурової установки БУ 5000 ЕУ включає в себе: 50 м жолобів, гідроциклон, два вібросита, дві гідромішалки, шість смностей для реагентів по 10 та 15 м³, приймальні смності на 80 та 120 м³. Ширина жолобів 800 мм, а висота 600 мм.

Монтуємо циркуляційну систему з нахилом 1:100 в сторону руху розчину. З гирлом свердловини циркуляційна система з'єднується жолобом меншого перерізу. Велика жорсткість жолобів напівкруглого перерізу дозволяє приварювати до них спеціальні кронштейни для перехідних шляхів. Монтаж жолобів розпочинається із встановлення під них металічних козлів через кожні 10-12 м. Для зменшення швидкості течії промивальної рідини в жолобах приварюють перегородки висотою 150-180 мм. Зменшення швидкості течії промивальної рідини сприяє випаданню шламу із розчину. Перед кожною перегородкою на дні жолоба змонтована пара гніздо-клапан насосу з невеликим відповідним жолобом із труб діаметром 325 мм для відводу шламу в амбар. Такі жолоби дуже зручні при монтажі та перевезенні, оскільки не деформуються; в зимовий період розчин не замерзає на стінках.

Очищенню бурового розчину приділяється серйозна увага, і тому на бурові монтують устаткування як для грубого, так і тонкого очищення.

Грубе очищення бурового розчину здійснюється віброситами, а тонке очищення – гідроциклонними установками, тобто в циркуляційній системі застосовують одночасно вібросита й гідроциклони. Вібросита перебувають у роботі під час циркуляції увесь час, а гідроциклони включаються в роботу тільки для періодичного тонкого очищення розчину. Для дегазації розчину з

... до відновлення ... встановлюють вакуумні дегазатори.

Вібраційне сито монтується на початку жолобної системи бурової на вищій площадці. Висота установки сита залежить від висоти вишкової ванни. Гирловий жолоб свердловини з'єднують із прийомним жолобом сита, а гирловий лоток ванни – із циркуляційною системою. З'єднання сита з гирловою системою й циркуляційною системою влаштовують гнучкими жолобами з метою зменшення передачі вібрації. До промивного пристрою сита підключається трубовід.

Для обслуговування сита довкола нього споруджують площадку й сходило до циркуляційної системи.

Гідроциклонні установки призначені для очищення необважненого розчину, а також для добування обважнювача з відпрацьованих обважнених розчинів.

У гідроциклонну установку входить прийомний жолоб, спарене вібросито та відділювач (гідроциклонна установка), змонтовані на загальній рамі з трубовідом.

Гідроциклонну установку монтується на металевій основі біля вишкової ванни на початку циркуляційної системи. Прийомний жолоб установки з'єднується з устям свердловини, а відповідний люк – із циркуляційною системою.

Навколо передньої й бічної сторін установки будують настил для обслуговування механізмів. Між гідроциклонною установкою й основою вишкової ванни жолобу на рівні його дна споруджують поміст, із зовнішньої сторони якого встановлюють поруччя. При роботі в зимових умовах для гідроциклонної установки роблять укриття.

Перед початком експлуатації вібросита необхідно провести наступні роботи:

1. Встановити сітки вібраційні. За допомогою клинових затискачів зафіксувати їх в посадочних місцях.

2. Змочити сітки водою, провести пробний пуск віброрита на холостому режимі. Переконайтеся у відсутності стороннього шуму і ударів при роботі віброрита. Перевірити, чи виходить сито на режим коливань.
3. Подати в приймальну сміть буровий розчин.
4. Переконайтеся в тому, що весь буровий розчин проходить через сітки і не проривається до шламосбірнику. Якщо частина розчину досягає переважувального краю сітки, необхідно або зменшити кут нахилу віброрами шляхом вгвинчування підйомних гвинтів, або замінити сітки на сітки крупнокоміркові.
5. Після закінчення випробовувань припинити подачу розчину в приймальну сміть, промити сітки водою, домігшись повного видалення розчину з їх поверхні, відключити привід.
6. Температура підшипників не повинна перевищувати 80° С.
5. Зміна амплітуди коливань віброрита проводити згідно вказівками керівництва з експлуатації на застосовувані електродвигуни.
8. Регулювання кута нахилу віброрами здійснювати обертаючи гвинти, встановити необхідний кут нахилу, не допускаючи перекосу віброрами по діагоналі.
9. При необхідності пропустити буровий розчин повз сітки слід підняти шибер, зафіксувавши його положення.

Після усунення всіх виявлених недоліків при роботі вхолосту обладнання циркуляційної системи можна пускати в роботу під навантаженням для нагнітання промивальної рідини в свердловину, її приготування та очищення. Змонтоване обладнання повинно відповідати вимогам до виконання монтажних робіт.

Кількість основних робітників для монтажу бурової установки розраховують за професіями, виходячи з трудомісткості річної програми по видах робіт [6]:

$$R = \frac{\sum T}{F_{д.р.} \times k}, \quad (5.1)$$

$$200 - (0,12 * 200) = 240 \text{ год.}$$

Таблиця 5.1 – Норми часу на монтаж бурової установки БУ 5000 БУ

№ п/п	Зміст робіт	Норма часу, год
1	Підготовчі роботи	
2	Монтаж вишково-лебідкового блоку	2067,0
3	Монтаж приводного блоку	488,0
4	Монтаж насосного блоку	145,8
5	Монтаж блоку приготування глинистого розвину	143,5
6	Монтаж зовнішньої частини ПВО	83,0
7	Монтаж маніфольда циркуляційної системи	123,0
8	Монтаж доливної ємності	304,0
9	Монтаж водяної ємності	41,3
10	Монтаж блоку паливно-мастильних матеріалів	10,6
11	Монтаж блоку рідких хімреагентів	8,8
12	Монтаж складу сипучих матеріалів	19,5
13	Монтаж блоку допоміжного обладнання	8,9
14	Монтаж приймального моста	27,4
15	Монтаж енергообладнання	83,6
16	Установка запасних ємностей	28,6
17	Установка запасних ємностей	24,0
18	Монтаж пневмосистеми	42,1
19	Монтаж трубопроводів	182,7
20	Електромонтажні роботи	825,0
21	Електромонтажні роботи	72,0
22	Заключні роботи	4727,8
	Всього:	

Тоді кількість основних робітників по даному виду робіт буде рівна:

$$R = \frac{4727,8}{240} = 19 \text{ чел.}$$

Таблиця 5.2 – Склад бригади при виконанні монтажних робіт бурової установки БУ 5000 ЕУ

Професія робітників	Розряд	Кількісний склад
Монтер	VI	1
Монтажник	VI	1
Монтажник	V	1
Монтажник	IV	4
Монтажник	III	3
Монтажник	II	4
Монтажник-сварник	VI	2
Монтажник-сварник	IV	1
Монтажник-електромонтер	V	1
Монтажник-електромонтер	IV	1
		19

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання

Основними видами зношування деталей бурового обладнання є: зношування під дією сил тертя, абразивне зношування, втомлювальне зношування, корозія деталей. У процесі експлуатації бурового встаткування частіше відбувається сполучення двох, трьох, а іноді всіх чотирьох зазначених видів зношування.

Основними причинами виходу з ладу віброст є:

- знос підшипників, посадочних поверхонь дебалансного валу вібробудувача;
- деформація або поломка пружин опори віброрами;
- деформація різьбових кріплень вібробудувача;
- знос гумових накладок під ситові панелі;
- знос, або деформація різьбових з'єднань кріплення ситових панелей;
- заклинювання, або знос лепістка засувки подачі бурового розчину.

При поточному ремонті вібросита проводяться наступні профілактичні роботи: перевірка всіх різьбових з'єднань, легкості обертання дебалансного валу вібробудувача, перевірка легкості підйому засувки, заміна непридатних різьбових кріплень, чищення робочих поверхонь від бруду і заміна мастила в підшипниках при необхідності.

При середньому ремонті замінюються гумові накладки під ситові панелі, непридатні підшипники дебалансного валу вібробудувача, проводиться огляд стану пружин, при необхідності здійснюється їх заміна.

При капітальному ремонті проводяться повне розбирання вібросита, дефектування всіх деталей, ультразвукова дефектоскопія валу вібробудувача, відновлення і заміна непридатних основних деталей (підшипники, вал, гвинти підйому віброрами та ін.) і фарбування вібросита.

Як правило, середні і капітальні ремонти вібросит здійснюються в ремонтно-механічних майстерних, а поточні – безпосередньо на місці установки.

На деяких підприємствах, де транспортування вібросит на завод або в спеціальну майстерню пов'язане з великими труднощами, що виникають через відсутність доріг або великовантажного транспорту, капітальний ремонт вібросит проводять безпосередньо на місці вузловим методом.

При проведенні ремонту вібросита використовуються різні підйомно-транспортні механізми в залежності від ваги замінюваних вузлів. Вібросита ремонтуються у відповідності до відомості дефектів і графіку ППР.

Технічне обслуговування вібросита проводиться тільки при його

Україні. В процесі роботи стежать:

- щоб температура підшипників не перевищувала робочої температури, що встановлена заводом-виробником більш як на 40 – 50 К і не була б вище 358 К;
- підтримувати необхідну кількість мастила в підшипниках;
- заповнювати свіжим мастилом стакани підшипників і підшипники протягом першого року роботи раз в 6 місяців, а в подальший час через 3000 год роботи вибросита.

Проводяться наступні роботи:

- очищення захистних кожухів вібробуджувача від накопичень бруду;
- перевірка надійності різьбових з'єднань, при необхідності, провести кріплення;
- перевірка стану пружин опори віброрами;
- перевірка натягу ситових панелей, при необхідності, провести їх натяжку;
- перевірка стану кріплення кожуху підвідного кабелю до електродвигуна;
- перевірка стану шиберної засувки.

Вибросито – це вібраційна машина, в якій електрична енергія перетворюється в енергію коливання віброрами, в результаті чого відбувається очищення бурового розчину від вибуреної породи. За допомогою вибросита промивальна рідина частково очищується від вмісту твердих домішок розміром 100-150 мкм, потім вона транспортується до наступної ступені очищення. Віброрами використовуються в найрізноманітніших кліматичних середовищах, в результаті чого на них діють різноманітні навантаження та проходить великий знос деталей в залежності від умов експлуатації.

Виходячи з призначення вибросит перед пуском в роботу перевіряють основні вимоги:

- вільний доступ до обслуговування вибросита;
- надійність кріплень всіх різьбових з'єднань;
- наявність та надійність кріплень захистних кожухів елементів вибросита, що обертаються ;

- кріплення силових панелей;
- кріплення підвідних електрокабелів до шафи керування та електродвигуни, заземлення вібросита;
- вібросита повинні бути пристосовані до транспортування в зібраному вигляді на далекі і близькі відстані і переміщення волоком в межах бурової;
- конструкція вібросита повинна допускати злив очищеного розчину, як з правого так і з лівого боку розташування вібромашини;
- надійність і довговічність вібросит повинні поєднуватися з їх економічністю і безпекою експлуатації.

Експлуатація вібросит, що мають несправності, є неефективною, оскільки знижується продуктивність машини, її надійність і безпека роботи та збільшуються експлуатаційні витрати.

Основними чинниками, що впливають на працездатність вібромашин, є їх надійність і довговічність. Під надійністю розуміється здатність вібросит безвідмовно виконувати в певних умовах роботу протягом встановленого часу з відхиленнями, передбаченими технічними вимогами.

Надійність цих машин залежить від їх конструкції, матеріалу деталей, якості виготовлення і монтажу, організації і методів ремонту, експлуатації. Надійність вібросит, що знаходилися певний час в експлуатації, нижче, ніж нових або капітально відремонтованих, оскільки в процесі їх експлуатації деталі безперервно зносяться, що супроводжується виникненням додаткових динамічних навантажень і вібрацій, що знижують запас міцності деталей, внаслідок чого можливість різних відмов і поломок окремих вузлів вібросита зростає.

5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації насосно-циркуляційної системи бурової установки

Виробничі небезпеки та шкідливості, як правило, виникають внаслідок порушення режимів технологічного процесу, роботи виробничого обладнання, а також порушення нормальних режимів праці.

Приготування розчинів, їх хімічна обробка і обважування – дуже небезпечні операції. Для приготування бурової промивальної рідини використовують глиномішалки, гідромішалки і гідромонітори. Для очищення – ситокошвири, муло і пісковідділювачі та центрифуги.

При бурінні свердловин в промивальній рідині завжди знаходяться пісок і мул. Вміст в розчині крупних або дрібних твердих компонентів підвищує механічний знос насосів бунків, маніфольда, бурильних труб і турбобура, що призводить до частих ремонтів і, отже, до збільшення можливості виникнення аварійних випадків.

Вживані при сучасних технологічних процесах бурові промивальні рідини обробляють хімічними реагентами, лужними або кислотозамісними, а також токсичними речовинами. Тому до устаткування і методів роботи повинні ставитися особливі вимоги для створення безпечних умов праці. Процес експлуатації обладнання супроводжується виділенням в робочу зону шкідливих речовин.

В нафтогазовій промисловості вібрації можуть викликати порушення герметичності і герметичності механізмів і комунікацій, бути причиною аварій.

Зниження рівня шуму та вібрацій досягається різними шляхами. Перш за все необхідно зменшити їх у самому джерелі утворення, замінюючи металеві деталі пластмасовими, ударні процеси – без ударними.

Якщо змонтоване обладнання утворює підвищені вібрації і шуми, то його встановлюють на спеціальні фундаменти для уникнення жорсткого зв'язку обладнання із фундаментом між ними розміщують амортизатори,

Амортизатори виготовляють зі сталених пружин, гуми та інших пружних матеріалів.

Застосовують комбіновані гумовометалеві та пружино-пластмасові амортизатори, опорні віброізолятори з гідропронісними і пневмогумовими амортизаторами, в яких застосовують пружні якості стиснутого повітря і гуми.

Впливу підвищених рівнів шумів, та вібрації в процесі будівництва свердловини піддаються: працюючий персонал; населення населеного пункту.

Для зменшення впливу персоналу від підвищеного рівня шуму, та вібрації проект виконано у відповідності до вимог ГОСТ 12.1.003-83 та 12.1.012-78.

Згідно цих вимог передбачено обладнання бурової установки колективними засобами для зменшення рівня шуму та вібрації. Зокрема необхідно відмітити основні з них:

- віброізолюючий майданчик поблизу пульту бурильника;
- глушник шуму конструкції, що встановлюється на викидний патрубок бурового ключа АКБ-3М2;

- глушник шуму, що встановлюється на викидний колектор ДВЗ.

Для очищення промивальної рідини від вибуреної породи використовують вібраційні сита, сито-конвеєри і пісковідділювачі гідроциклонного типу. З метою полегшення умов праці робочих при обслуговуванні вібраційного сита воно повинне обладнатися перехідним майданчиком з огорожею поручня, що забезпечує зручний доступ до всіх вузлів.

Сито-конвеєр, так само як і вібраційне сито, встановлюється на початку жолобної системи на заздалегідь підготовленій горизонтальній основі на відстані не більше 4—5 м від початку циркуляційної системи. Для зручності обслуговування сіток і корита на сито-конвеєрі з трьох сторін повинні бути влаштовані майданчики розмірами не менше 1×0,5 м з поручнями. Для підходу до сито-конвеєра з боку бурової і жолобної - системи повинні бути влаштовані перехідні мостки.

До обладнання циркуляційної системи та методами роботи із ним повинні висуватися особливі вимоги, для створення безпечних умов праці.

Запобігаючи забрудненню території на буровій установці передбачається транспортування вибуреної породи і осадження її з циркуляційної системи у запасні смісті, у шламовий амбар, а також каналізація відробленої промивальної рідини.

Для обслуговування вузлів механізмів по приготуванню і очищенню промивальної рідини монтують площадки шириною не менш ніж 65 см з перилами висотою 120 см та перехідними містками.

Вздовж циркуляційних жолобів повинні знаходитись настили шириною не менше 65 см з перильним огороження висотою 120 см, встановленим з протилежного, від жолобу, боку настилу.

Для попередження можливості травмування робочих при обслуговуванні вібросита вузли передачі (між електродвигуном і вібратором) слід надійно огородити. Крім цього, для усунення можливості попадання промивальної рідини до електродвигуна, його необхідно закрити. З метою полегшення умов праці робітників при обслуговуванні вібросита воно повинно обладнуватися перехідним майданчиком з перилами.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс робіт з проведення монтажу обладнання насосно-циркуляційної системи бурової установки та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання, підготовчі роботи перед експлуатацією вібросит. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації вібросита, роботи при його поточному, середньому та капітальному ремонтах.

У розділі також проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті обладнання насосно-циркуляційної системи бурової установки, методи і засоби для забезпечення нормальних умов його експлуатації.

ВИСНОВКИ

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" проведено розрахунок основних параметрів та на його основі було вибрано бурову установку для буріння свердловини глибиною 5000 м, коротко розглянуто конструкційні та технологічні особливості вибраного обладнання циркуляційної системи бурової установки, охарактеризовано позитивні та негативні сторони бурових установок та циркуляційних систем.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" обґрунтована доцільність та економічна ефективність введення запропонованих технічних рішень з модернізації обладнання для очищення сіток вібраційного сита, запропоновано вдосконалення насосно-циркуляційної системи, обґрунтовано її технічну доцільність. Модернізований ежектор для очищення сіток вібросита складається з корпусу, до якого приварено патрубок-сопло, звідки поступає вода під тиском, патрубка для підведення повітря, патрубка для підведення води. Тиск води на виході дорівнює сумі тисків води і повітря. Комплект обладнання циркуляційної системи розміщується на одній або двох емностях залежно від умов буріння і класу бурової установки. Гідравлічна схема блоку очищення дозволяє використовувати очисні механізми залежно від умов буріння, вести обробку бурового розчину. Блок очищення укомплектований розрахунковою технологією регламентування компонентного складу і управління властивостями бурових розчинів. Технологія дозволяє вести оперативне управління процесом приготування і обробки бурового розчину при найменших витратах часу і матеріалів. Впровадження ежекторів для очистки сіток вібросита дає можливість швидкого і якісного очищення сітки вібросита від глини і шламу при мінімальній витраті води. Економічний розрахунок модернізованого обладнання циркуляційної системи показав, що очікуваний економічний ефект складає 42070 грн.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" користуючись моделлю гомогенного середовища для робочого та змішаного потоків, отримані рівняння характеристики ежекторів і розроблена методика обчислення їх параметрів при незалежно змінних тиску на виході ежекторів, коефіцієнті інжекції на вході в камеру змішування і витратному газовмісті робочого потоку перед ежектором. Густина змішаного потоку на виході ежектора значно зменшується при збільшенні коефіцієнта інжекції. За нульового коефіцієнта інжекції та різних швидкостях витікання води із сопла забезпечується максимальний перепад тиску і отримані результати співпадають з результатами відомих експериментальних досліджень.

Після проведення експериментальних лабораторних досліджень водогазових ежекторів із застосуванням інжектваного потоку повітря встановлено, що їх геометричні параметри, а саме, діаметр сопла і відношення площ отворів камери змішування та сопла мають велике значення при їх роботі. Проведені дослідження підтвердили класифікацію ежекторів на високонапірні і низьконапірні. Виконані дослідження підтвердили здатність водогазових ежекторів працювати з «підпором». Встановлено, що зі зменшенням діаметру сопла тиск робочого потоку на вході в ежектор зростає при зростанні тиску інжектваного повітря. Зростання тиску інжектваного повітря та різниці тисків викликає збільшення коефіцієнта інжекції для ежекторів з різними діаметрами сопел і камер змішування.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведено розрахунки на міцність і довговічність деталей та вузлів обладнання циркуляційної системи: розрахунок клинопасової передачі приводу вібросита; визначення параметрів дебалансного вантажу; розрахунок вала та шпонкового з'єднання вібросита; гідравлічний розрахунок проектного ежектора. Розрахунки підтвердили ефективність технічного рішення з модернізації вібросита базової конструкції СВ-1Л методом установки ежектора для очищення сітки та розрахунки самого ежектора, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розроблений комплекс робіт з проведення монтажу обладнання насосно-циркуляційної системи вибраної бурової установки та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання, підготовчі роботи перед експлуатацією віброст. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації віброст, роботи при його поточному, середньому та капітальному ремонтах. Проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті обладнання насосно-циркуляційної системи бурової установки, методи і засоби для забезпечення нормальних умов його експлуатації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Артим В.І., Рачкевич Р.В., Гринів В.В., Гладкий С.І. Вплив локальних напружень на довговічність різьбових з'єднань бурильних труб. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2009. – № 1 (30). – С. 29 - 31.
2. Артим В.І. Підвищення експлуатаційної надійності трубних і штангових колон для буріння та видобування нафти і газу: автореф. дис. ... докт. техн. наук. Івано-Франківськ, 2010. – 36 с.
3. Бедрій Я.І. Охорона праці: Навчальний посібник / Я.І. Бедрій та ін. – Львів: ПТВФ «Афіша», 1997. – 258с.
4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
5. Буняк Б.Т., Розенфельд І.М., Бубликова Н.Г., Коцаба В.І., Чепіль І.І. Нові регламенти з експлуатації бурильних і насосно-компресорних труб. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 1. – С. 29 - 30.
6. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
7. Vaisberg O., Vincke O., Perrin G. etc. Fatigue of drillstring: state of the art. *Oil & Gas Science and Technology*. 2002. № 1 (Vol. 57). P. 7 - 37.
8. Гандзюк М.П. Основи охорони праці – Київ: Основа, 2000. – 318 с.
9. Дейнега Р., Артим В., Рачкевич Р. та ін. Урахування корозійного чинника при розрахунку довговічності деталей машин. *Вісник Тернопільського Державного технічного університету*. 2009. № 4. – С. 12 - 18.
10. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, М.О. Данилюк, А.О. Устенко, І.І. Цигилик. За ред. Я.С. Витвицького – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2002. – 318 с.
11. Жидецький В.Ц. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.

12. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». Закон від 25.06.1991 № 1264 – XII.
13. Злобін Ю. А. Основи екології. Підручник – К. Лібра, 1998 – 246 с.
14. Івасів В.М., Рачкевич Р.В., Юрич А.Р., Юрич Л.Р. Використання пружних елементів для реалізації параметрів проектного профілю свердловини. Вісник Національного технічного університету «ХП». – 2006. – № 10. – С. 10-14.
15. Івасів В.М., Артим В.І., Гладун В.В., Дейнега Р.О. Модель багаточислового корозійно-втомного пошкодження деталей машин. *Механічна втома металів: Праці колоквиуму*. Тернопіль, 2006. – С. 198 - 203.
16. Іщенко І. І. Оцінка економічної ефективності виробництва і затрат. Навч. посіб. / Іщенко І. І., Терещенко С. П. – К.: Вища шк., 1991.–173 с.
17. Карпаш О.М. Методи та засоби забезпечення робоздатності трубних колон: автореф. дис. ... докт. техн. наук. Івано-Франківськ, 1996. – 47 с.
18. Копей В.Б. Підвищення ресурсу штангової колони при видобутку парафіністих нафт: дис. ... канд. техн. наук: 05.05.12 / Івано-Франківськ, 2004.
19. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.
20. Копей Б.В. Науково-технологічні методи комплексного підвищення ресурсу деталей нафтогазового обладнання: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.07 / Івано-Франківськ, 1996.
21. Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.
22. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння" / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
23. Крижанівський С.І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин. / С.І. Крижанівський, Ю.В. Міронов, Л.І. Романишин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 209 с.

24. Крижанівський С.І., Івасів В.М., Рачкевич Р.В. та ін. Втомна довговічність різбових з'єднань насосно-компресорних труб в криволінійних ділянках свердловин. *Науковий вісник Національного гірничого університету* 2015, № 5. – С. 14 - 21.
25. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 2: Промивання свердловин. Вдробка доліт – 2002. – 303 с.
26. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння – 2004. – 294 с.
27. Mitchell R.F. The effect of friction on initial buckling of tubing and flowlines. *SPE Drilling & Completion*, 2007, № 22 (2). – P. 112 - 118.
28. Miller T.J., Su T., Dussan E.B., Pabon J., Wicks N., Bertoldi K., Reis R.M. Buckling-induced lock-up of a slender rod injected into a horizontal cylinder. *International Journal of Solids and Structures*, 2015, vol. 72. – P. 153 - 164.
29. Мочернюк Д.Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь / Д.Ю. Мочернюк – *Нафтова і газова промисловість* – 2001. – №3. – С. 12 – 14.
30. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 444 с.
31. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.
32. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: Навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк, У. Я. Витвицька, В. М. Чарковський. За ред. М. О. Данилюк. – Івано-Франківськ, 2009. – 364 с.
33. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. С. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2010. – 384 с.

34. Охорона праці в нафтогазовій галузі: Навчальний посібник / За редакцією Г.М. Дісяного – Івано-Франківськ: Сімфонія форте, 2015. – 304 с.
35. Пентюк Б.М. Основи патентознавства та інтелектуальної власності: навчальний посібник / Б.М. Пентюк, І.І. Назаренко, М.М. Вірник. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 195 с.
36. Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Е.С. Уманський. - К.: Вища школа, 2004. – 655 с.
37. Пістун І. П. Охорона праці (Законодавство, Організація роботи) : навчальний посібник / Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. – Львів : Тріада плюс, 2010. – 648 с.
38. Проектування бурового і нафтогазпромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.
39. Поджаренко В.О. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності: навч. посіб. / В.О. Поджаренко, О.М. Василевський, В.Ю. Кучерук. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
40. Пушкар П.В. Оцінка довговічності насосних штанг з урахуванням експлуатаційних факторів: дис. ... канд. техн. наук: 05.05.12 / Івано-Франківськ, 2007.
41. Савула С.Ф., Колодій В.Т., Харченко Є.В. та ін. Оцінка впливу коливань колони насосно-компресорних труб на умови роботи різьбових з'єднань. *Науковий вісник Національного Технічного Університету Нафти і Газу*. 2004. № 2 (8). – С. 116 - 125.
42. Свердан П.Л. Вища математика. Математичний аналіз і теорія ймовірностей: Підручник. Київ, 2008. 450 с.
43. Типовий проект безпечної організації вишкомотажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки БУ-5000 ЕУ. Загальні вимоги. – Чернігів, 2002. – 30 с.

44. Токаренко В.М. Технологія автодорожнього машинобудування і ремонт машин. Курсове проектування; – Навчальний посібник. – К: Вища шк., 1992 – 127 с.

45. Цивільна оборона / В.М. Шоботов: Навчальний посібник. – К.: Центр навч. д-ри, 2004. – 436 с.

46. Шкіна Л.Є. Забезпечення надійності труб при бурінні та експлуатації свердловин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Івано-Франківськ, 1996. – 24 с.

47. Шаруда В.Г. Практикум з теорії автоматичного управління / В.Г. Шаруда. – Д.: Національний гірничий університет, 2002. – 414 с.