

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

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

До захисту

Завідувач кафедри
В.О. Зарудний
С. Савчук

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження роботи дегазатора насосно-циркуляційної
системи бурової установки

Пояснювальна записка

Керівник

Ст. викладач Похилко К.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ
підпис, дата

Виконавець роботи

Грушевський Даниїл Сергійович
студент, ПІБ
група 601-МН
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. Савчук В.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. Руденко В.П.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. Савчук В.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. Руденко В.П.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

20.09.2025р.

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
(цифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ

В. О. Дегерка
" " 20 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Грушевський Даниїл Сергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження роботи дегазатора насосно-циркуляційної системи бурової установки

Керівник роботи ст. викладач Похилко Костянтин Олегович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом закладу вищої освіти від " *08* " *08* 2024 року № *889/20*

2. Строк подання студентом роботи _____ 20__ 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 видачі 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)

Гришівський Д.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)

Похмишко Ж.О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі на тему “ Дослідження роботи дегазатора насосно-циркуляційної системи бурової установки ”:

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено порівняльно-критичний аналіз бурового обладнання та устаткування, обґрунтовано вибір бурової установки та насосно-циркуляційного комплексу. Коротко описано призначення, будову, комплектність та принцип дії вибраного обладнання.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень із удосконаленням конструкції дегазатора, запропонована модернізована конструкція устаткування для дегазації бурового розчину, обґрунтовано її технічну доцільність.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” теоретично обґрунтовано необхідність створення модернізованого дегазатора, досліджено рух суміші по внутрішній поверхні камери дегазатора. Результати дослідження ефективності процесу дегазації у модернізованому дегазаторі показано графічними залежностями.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведено розрахунки на довговічність, міцність та жорсткість деталей модернізованого дегазатора.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу та експлуатації обладнання насосно-циркуляційного комплексу. За даними експлуатації було описано план-графік та структуру ремонтного циклу планово-попереджувальних ремонтів, класифікацію деталей обладнання за класами. Було розглянуто технологію відновлення спрацьованих деталей, послідовність робіт при ТО та поточному ремонті дегазатора. Також проаналізовані потенційні небезпеки при експлуатації обладнання насосно-циркуляційного комплексу бурової установки, методи і засоби для забезпечення нормальних умов праці, наведені інженерні розрахунки, розроблені заходи з пожежної безпеки.

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ.....	4
1. Вибір та опис технологічного обладнання.....	6
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання.....	6
1.2 Конструкція вибраного обладнання.....	14
2. Опис технічної пропозиції.....	19
2.1 Опис модернізованої конструкції дегазатора.....	19
2.2 Оцінка економічної ефективності.....	23
3. Дослідно-конструкторська робота	34
3.1 Теоретичні обґрунтування необхідності створення модернізованого дегазатора	34
3.2 Дослідження руху суміші по внутрішній поверхні камери дегазатора..	34
3.3 Результати дослідження ефективності процесу дегазації у модернізованому дегазаторі	38
4. Розрахунки працездатності.....	44
4.1 Визначення залежності коефіцієнта ефективності модернізованого дегазатора від його параметрів	44
4.2 Перевірочний розрахунок валу вакуумного насоса	47
4.3 Перевірочний розрахунок вакуумного ресивера	48
5. Монтаж і експлуатація обладнання.....	51
5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання	51
5.2 Експлуатація та ремонт обладнання.....	59
5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання.....	69
Висновки.....	81
Список використаної літератури	83

ВСТУП

Актуальність теми. Насосно-циркуляційний комплекс бурової установки призначений для забезпечення технологічно правильної циркуляції бурового розчину, його очищення, приготування, підтримки необхідних властивостей, запобігання забрудненню навколишнього середовища відходами буріння, причому, вимоги екологічної безпеки буріння стають далеко не останніми. Насосно-циркуляційний комплекс представляє достатньо складну систему розподілу потоків бурового розчину і хімреагентів, водо- і електропостачання, опалювання і т.д.

Основними складовими насосно-циркуляційного комплексу бурової установки є бурові насоси, блок очищення, проміжні і приймальні ємності, блоки приготування бурових розчинів і хімреагентів [16, 27]. Для подачі бурових розчинів у свердловину використовуються бурові насоси. В даний час існує велика кількість фірм-виробників, що виготовляють бурові насоси. Найбільш широке застосування знайшли трипоршневі насоси односторонньої дії (триплекси) і двопоршневі насоси двосторонньої дії (дуплекси). Блок очищення оснащується дегазатором, віброситом, ситогідроциклонним сепаратором, муловідділювачем та центрифугою.

Ефективність функціонування насосно-циркуляційного комплексу напряму залежить від конструктивних особливостей обладнання, яке входить у його склад. Недоліком дегазатора, який використовується в блоках очищення, є те, що процес зливу очищеного бурового розчину здійснюється циклічно. Це знижує ефективність дегазатора, оскільки накопичення дегазованого розчину змінюється його зливом і навпаки.

Це підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції дегазатора з метою забезпечення високої якості процесу промивання свердловин під час буріння, яка суттєво залежить від ефективності налаштувань та надійності роботи насосно-циркуляційного комплексу бурової установки.

Мета роботи. Модернізація дегазатора та дослідження роботи насосно-циркуляційного комплексу бурової установки.

Об'єкт дослідження. Процеси руху бурового розчину в насосно-циркуляційному комплексі бурової установки.

Предмет дослідження. Властивості і характеристики дегазатора, оснащеного додатковою вакуумною камерою.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. При запровадженні даної конструкції дегазатора, який оснащений додатковою вакуумною камерою, очікується: синхронність накопичення і зливання бурового розчину; відсутність втрат вакууму та зниження темпу дегазації; забезпечення високої надійності.

Наукова новизна отриманих результатів.

- розроблена теорія, дозволяє здійснювати вибір оптимальних розмірів дегазаційної камери дегазатора і режиму руху розчину із газом в ній, що забезпечить максимальний ефект дегазації;

- встановлено залежність мінімального значення швидкості руху бурового розчину, за якого починається дегазація, від величини середнього діаметра бульбашок.

Апробація роботи. Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на 76-й науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 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 59 найменувань. Основна частина магістерської роботи викладена на 82 сторінках комп'ютерного набору і містить 11 рисунків і 12 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 87 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 5500 м подана на рис. 1.1.

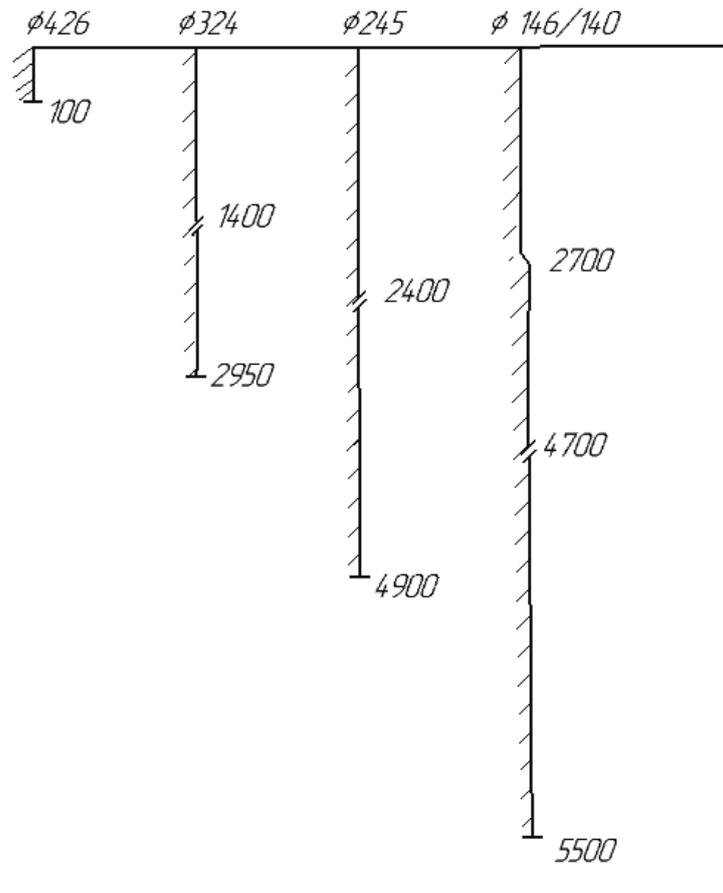


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

Кондуктор $d = 426$ мм спускається на глибину 100 м з метою перекриття верхніх нестійких порід, схильних до поглинань і обвалів. Цементується по всій довжині.

Проміжна колона $d = 324$ мм спускається на глибину 2950 м двома секціями із стиковкою на глибині 1400 м з метою перекриття крейдових і юрських відкладів, де можливі звуження ствола, жолобоутворення і поглинання. Цементується колона по всій довжині.

Проміжна колона $d = 245$ мм спускається на глибину 4900 м двома

секціями із стиковкою на глибині 2400 м з метою перекриття верхніх і середніх карбонатних порід, схильних до обсіпань і обвалів. Цементується колона по всій довжині.

Експлуатаційна колона $d = 146/140$ мм спускається до проектної глибини 5500 м двома секціями із стиковкою на глибині 2700 м і переходом на глибині 4700 м. Цементується колона по всій довжині.

1.1.2 Розрахунок діаметрів доліт

Діаметр долота при бурінні під кожен обсадну колона визначаємо за формулою:

$$D_{\text{дол.}} = D_m + 2\Delta \quad (1.1)$$

де D_m – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб [7];

2Δ – величина проміжку між муфтою і стінками свердловини [7].

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

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

Під проміжну колона $D_{\text{дол.}}^{245} = 270 + 25 = 295$ мм; приймаємо $D_{\text{дол.}}^{245} = 295$ мм.

Під експлуатаційну колона $D_{\text{дол.}}^{140} = 166 + 15 = 181$ мм; приймаємо $D_{\text{дол.}}^{140} = 190$ мм.

1.1.3 Розрахунки обсадних і бурильних колон

1.1.3.1 Визначення довжини ОБТ

Довжину ОБТ при бурінні під кожен обсадну колона визначаємо за формулою

$$\ell_{\text{ОБТ.}} = \frac{K \cdot G}{q_{\text{ОБТ.}} \left(1 - \frac{j_{\text{б.р.}}}{j_m}\right)}, \quad (1.2)$$

де K – коефіцієнт, який урахує перевищення ваги ОБТ над навантаженням на долото; приймаємо $K=1,25$;

G – осьове навантаження на долото; приймаємо згідно ГТН;

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м.п. ОБТ [7];

$j_{\text{б.р.}}$ – питома вага бурового розчину; приймаємо згідно ГТН;

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

Під кондуктор:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{426} = \frac{1,25 \cdot 60 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1120}{7850}\right)} = 46 \text{ м}$$

Під проміжну колону $\phi 324$ мм:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{324} = \frac{1,25 \cdot 160 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1140}{7850}\right)} = 120 \text{ м}$$

Під проміжну колону $\phi 245$ мм:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{245} = \frac{1,25 \cdot 220 \cdot 10^3}{1890 \left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 170 \text{ м}$$

Під експлуатаційну колону:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{127} = \frac{1,25 \cdot 200 \cdot 10^3}{970 \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} = 305 \text{ м.}$$

1.1.3.2 Визначення довжини бурильного інструменту

Розраховуємо бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону.

Для I-ої секції бурильної колони приймаємо бурильну трубу $\phi 114$ мм із товщиною стінки 8 мм групи міцності К. Визначаємо допустиму глибину бурильних труб за формулою:

$$\ell_{\text{дон}} = \frac{Q^I_{\text{дон}} - \ell_{\text{ОБТ}} \cdot q_{\text{ОБТ}} \left(1 - \frac{j_{\text{б.р.}}}{j_m}\right)}{q^I_{\text{пр.}} \left(1 - \frac{j_{\text{б.р.}}}{j_m}\right)} + \ell_{\text{ОБТ.}}, \quad (1.3)$$

де $q^I_{\text{пр.}}$ – вага 1 м.п. бурильної труби [7];

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

$$Q'_{\text{дон.}} = \frac{Q'_{p.}}{K}, \quad (1.4)$$

де Q_p – розтягуюче навантаження, при якому напруження у тілі труби досягає межі текучості [7];

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

$$Q'_{\text{дон.}} = \frac{1850}{1,4} = 1321,4 \text{ кН};$$

$$\ell^1_{\text{дон.}} = \frac{1321,4 \cdot 10^3 - 305 \cdot 970 \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)}{254 \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} + 305 = 5356 \text{ м}$$

Верхню частину колони складаємо із труб діаметром 127 мм із товщиною стінки 8 мм групи міцності K . Визначаємо допустиму довжину 2-ої секції за формулою

$$\ell^{\text{II}}_{\text{дон.}} = \frac{Q^{\text{II}}_{\text{дон.}} - Q'_{\text{дон.}}}{q^{\text{II}}_{\text{нр.}} \cdot \left(1 - \frac{j_{\text{б.п.}}}{j_{\text{м.}}}\right)}, \quad (1.5)$$

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

$Q^{\text{II}}_{\text{дон.}}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби 2-ої секції.

$$Q^{\text{II}}_{\text{дон.}} = \frac{Q^{\text{II}}_{p.}}{K}. \quad (1.6)$$

$$Q^{\text{II}}_{\text{дон.}} = \frac{2100}{1,4} = 1500 \text{ кН};$$

$$\ell^{\text{II}}_{\text{дон.}} = \frac{1500 \cdot 10^3 - 1321,4 \cdot 10^3}{279 \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} = 765 \text{ м}$$

Третю секцію бурильних труб складемо із труб діаметром 140 мм із товщиною стінки 8 мм групи міцності K . Допустиму довжину визначаємо аналогічно допустимій довжині 2-ої секції за формулами

$$\ell_{\text{дон}}^{\text{III}} = \frac{Q_{\text{дон}}^{\text{III}} - Q_{\text{дон}}^{\text{II}}}{q_{\text{нр}}^{\text{III}} \cdot \left(1 - \frac{j_{\text{б.р.}}}{j_{\text{м}}}\right)} ; \quad (1.7)$$

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

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

$$Q_{\text{дон}}^{\text{III}} = \frac{Q_{\text{р}}^{\text{III}}}{K} . \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{дон}}^{\text{III}} = \frac{2300}{1,4} = 1643 \text{ кН}$$

$$\ell_{\text{дон}}^{\text{III}} = \frac{1643 \cdot 10^3 - 1500 \cdot 10^3}{331 \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right)} = 516 \text{ м}$$

Відповідно проведених розрахунків складаємо таблиці вибору компонування 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	8К	331	516
127	8К	279	765
114	8К	254	3914
ОБТ-108	-	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
140	8К	331	51
127	8К	279	765
114	8К	254	3914
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	8К	254	2830
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	8К	254	54
ОБТ-203	-	1920	46

1.1.3.3 Визначення ваги колони бурильних і обсадних труб

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

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

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

$Q_{\text{ОБТ}}$ – вага колони ОБТ;

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

Під експлуатаційну колону:

$$Q_{\text{б.к.}}^e = (331 \cdot 516 + 279 \cdot 765 + 254 \cdot 3914 + 970 \cdot 305) \cdot 1,3 = 2176508 \text{ Н} \approx 2177 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ϕ 245 мм:

$$Q_{\text{б.к.}}^{np} = (331 \cdot 51 + 279 \cdot 765 + 254 \cdot 3914 + 1890 \cdot 170) \cdot 1,3 = 2009504 \text{ Н} \approx 2099 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ϕ 324 мм:

$$Q_{\text{б.к.}}^{np} = (254 \cdot 2830 + 1920 \cdot 120) \cdot 1,3 = 1233986 \text{ Н} \approx 1234 \text{ кН}$$

Під кондуктор:

$$Q_{\text{б.к.}}^k = (254 \cdot 54 + 1920 \cdot 46) \cdot 1,3 = 132647 \text{ Н} \approx 133 \text{ кН}$$

Вагу кожної секції обсадних колон визначаємо згідно з конструкцією

свердловини, приймаючи коефіцієнт запасу допустимого навантаження на гаку для обсадної колони $k = 1,15$.

Визначаємо вагу кожної секції експлуатаційної колони діаметром 146/140 мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 2800 м:

$$Q^I_e = (2700 \cdot 254 + 70 \cdot 393 + 630 \cdot 360 + 1300 \cdot 328 + 600 \cdot 800) \cdot 1,15 = 2123487 \text{ Н} \approx 2124 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2700 м:

$$Q^{II}_e = 2700 \cdot 393 \cdot 1,15 = 1220265 \text{ Н} \approx 1220 \text{ кН}$$

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

1-ша секція довжиною 2500 м:

$$Q^I_{np} = (2400 \cdot 254 + 1100 \cdot 740 + 1400 \cdot 690) \cdot 1,15 = 2684560 \text{ Н} \approx 2685 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2400 м:

$$Q^{II}_{np} = (1600 \cdot 649 + 800 \cdot 740) \cdot 1,15 = 1789860 \text{ Н} \approx 1790 \text{ кН}$$

Визначаємо вагу кожної секції проміжної колони діаметром 324мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 1550 м:

$$Q^I_{np} = (1400 \cdot 254 + 550 \cdot 992 + 300 \cdot 914 + 200 \cdot 835 + 500 \cdot 757) \cdot 1,15 = 2979035 \text{ Н} \approx 1979 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 1400 м:

$$Q^{II}_{np} = 1400 \cdot 992 \cdot 1,15 = 1597120 \text{ Н} \approx 1597 \text{ кН}$$

Визначаємо вагу кондуктора діаметром 426мм і довжиною 100м:

$$Q_{\kappa} = 100 \cdot 1350 \cdot 1,15 = 155250 \text{ Н} \approx 155 \text{ кН}$$

Таблиця 1.5 – Зведена вагова характеристика обсадних і бурильних колон

№ <i>n/n</i>	Назва колони	Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм і група міцн.	Глибина спуску, м	Вага колони, кН
1	2	3	4	5	7
1	Бурильний інструмент під експлуатаційну колону	140 127 114 ОБТ-146	8К 8К 8К -	516 765 3914 305	2177
2	Бурильний інструмент під проміжну колону ø 245 мм	140 127 114 ОБТ-197	8К 8К 8К -	51 765 3914 170	2099
3	Бурильний інструмент під проміжну колону ø 324 мм	114 ОБТ-203	8К -	2830 120	1234
4	Бурильний інструмент під кондуктор	114 ОБТ-203	8К -	54 46	133
5	Експлуатаційна колона	114 146	8К 11Д 10Д 9Д 9Е	2700 70 630 700 600	2124
		140 168	10,54 Р110 11Л 11К 11Д	800 890 1280 530	
6	Проміжна колона ø 245 мм	114 245	8К 12Л 11Л	2400 1100 1400	2685
		245	11,05Р110 12Л	1600 800	
7	Проміжна колона ø 324 мм	114 324	8К 12Е 11К 10Д 9Д	1400 550 300 200 500	1979
		324	12Е	1400	
8	Кондуктор	426	12Д	100	155

1.1.4 Вибір класу та основних параметрів бурової установки

При виборі типу бурової установки використовуємо нерівність:

$$G_{\max \text{ б.у.}} \geq Q_{\max}. \quad (1.10)$$

Після проведення розрахунків в пункті 1.1.3, найважчою колоною є перша секція проміжної колони ϕ 245 мм. Її вага складає 2685 кН. Тому вибираємо бурову установку БУ-5000ЕУ, найбільше допустиме навантаження в технічній характеристиці якої 2500 кН.

1.2 Конструкція вибраного обладнання

Принципова схема двохкамерного вакуумного дегазатора показана на рис. 1.2. Поступаючий із свердловини загазований буровий розчин проходить грубу очистку на вібраційному ситі і попадає в прийомний відсік дегазатора 15. Для забезпечення дегазації бурового розчину достатньо включити вакуумний насос 1. Так як в момент включення клапан-розрядник 4 знаходиться в одному із крайніх положень, то одна із дегазаційних камер 13 підключена до вакуумного насоса, а друга дегазаційна камера 9 з'єднана із атмосферою. Працюючий вакуумний насос створює в камері 15 розрідження, тому випускний клапан 17 закритий під дією атмосферного тиску.

У момент досягнення в камері 13 дегазатора вакууму, заданого режимом дегазації, мембрана золотникового механізму 7, переборюючи опір пружини, переміститься в нижнє положення і, тягнучи за собою шток золотника клапана 11, з'єднує мембранну порожнину впускного клапана 16 з вакуумним ресивером 3. При цьому мембрана переміщується вгору і всмоктуючий клапан під дією рідини відкривається. Рідина починає поступати у дегазаційну камеру 13, де дегазується і збирається в збірнику рідини [16].

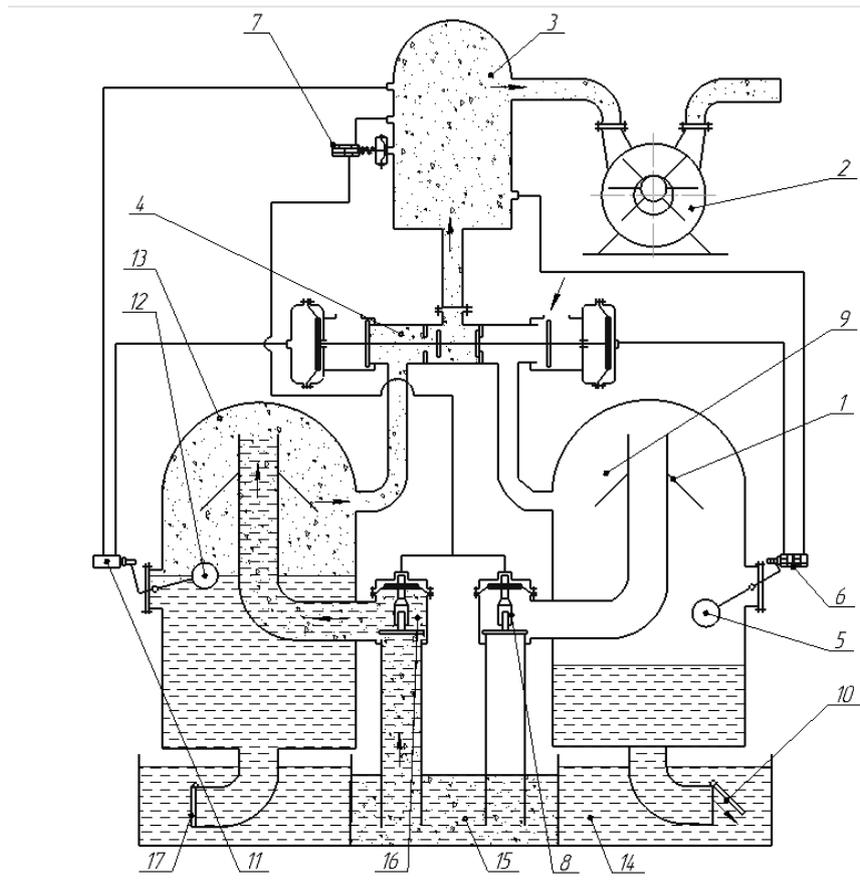


Рисунок 1.2 – Принципова схема двохкамерного вакуумного дегазатора:
 1 – конусні тарілки; 2 – вакуумний насос; 3 – вакуумний ресивер; 4 – клапан-розрядник; 5, 12 – поплавковий регулятор рівня рідини; 6, 11 – клапан золотниковий; 7 – механізм золотниковий; 8, 16 – впускний клапан; 9, 13 – камера дегазаційна; 10, 17 – випускний клапан; 14 – випускний відсік; 15 – приймальний відсік

Після заповнення збірника рідини поплавковий регулятор рівня рідини 12 переміщує через важільну систему шток золотника клапана 11, з'єднуючи мембранну порожнину клапана-розрядника 4 з вакуумним ресивером 3. Внаслідок цього переключується клапан-розрядник, з'єднуючи заповнену камеру 13 з атмосферою, а порожню камеру 9 підключає до вакуумного насосу за допомогою клапана 8. В цей момент дегазований буровий розчин починає вливатися в ємність через випускний клапан 17. Одночасно в камері 9 створюється розрідження, і випускний клапан 10 закривається. Як тільки камера 9 заповниться буровим розчином, золотник клапана 6 з'єднує

мембранну порожнину клапана-розрядника із вакуумним ресивером, і проходить наступний цикл переключення камер [16].

Установка дегазаційна ДУ-1 (рис. 1.3) призначена для дегазації бурових розчинів, в т. ч. дегазує інтенсивно вспінені розчини без використання піногасників.



Рисунок 1.3 – Установка дегазаційна ДУ-1

Установка дегазаційна ДУ-1 (рис. 1.4) являє собою установку, що складається з двох циліндричних дегазаційних камер 1, які установлені вертикально в прямокутній ємкості і вакуумного насосу 4. Привід вакуумного насосу здійснюється від електродвигуна 5. Обладнання установки встановлюється на рамі 3. Дегазаційні камери через клапан-розрядник 6 з'єднані із всмоктуючою лінією вакуумного насоса [16].

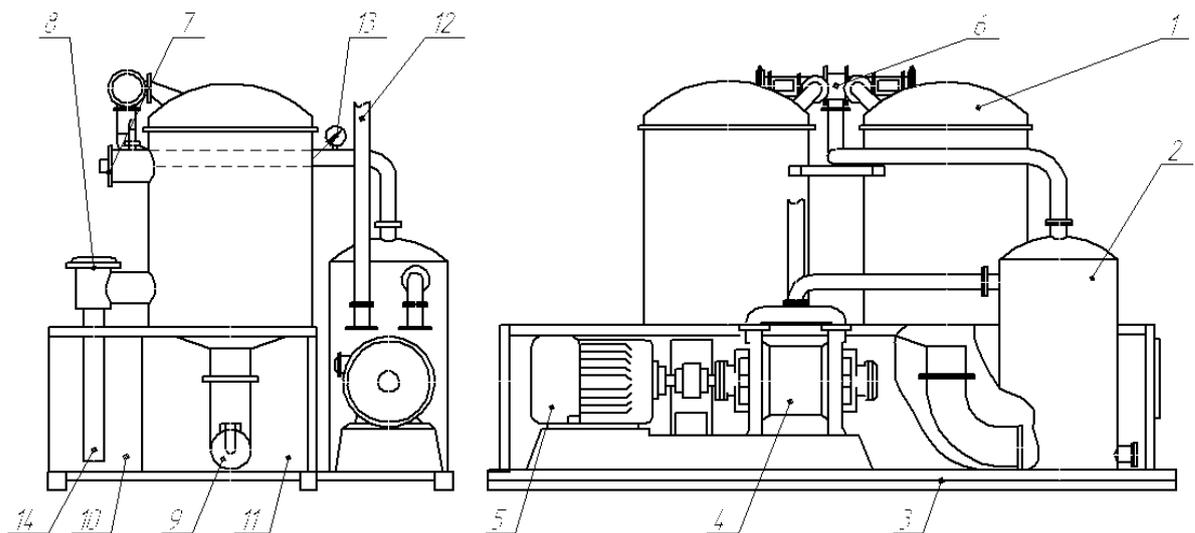


Рисунок 1.4 – Установка дегазаційна ДУ-1:

- 1 – дегазаційна камера; 2 – вакуумний ресивер; 3 – рама; 4 – вакуумний насос;
 5 – електродвигун; 6 – клапан-розрядник; 7 – поплавковий регулятор рівня
 рідини; 8 – всмоктуючий клапан; 9 – зливний патрубков;
 10 – приймальний відсік; 11 – випускний відсік; 12 – викидна газова труба;
 13 – вакуумметр; 14 – всмоктувальний патрубков

Дегазатор є апаратом подвійної дії. Клапан-розрядник 6 по чергово з'єднує дегазаційні камери 1 із вакуумною лінією насоса, за рахунок чого в одній із них створюється розрідження, під дією якого загазований розчин із резервуара по всмоктуючому патрубку 14 із всмоктуючим клапаном 8 по чергово поступає в одну із камер 1, і там проходить відділення розчину від газу, потрапляючи на розміщені в камері конуса і тарілки. Чистий розчин зливається у відсік циліндричної камери, а газ відсмоктується вакуумнасосом. Після того, як камера повністю заповниться розчином, проходить переключення клапана-розрядника, і вакуумний насос починає відкачувати газ із другої камери, а із заповненої камери очищений від газу розчин зливається по зливному патрубку 9 в приймальний резервуар бурових насосів [16].

Система переключень камер працює автоматично, керується поплавками, обмежуючи притік вище заданого рівня. Конструкція передбачає регулювання режиму дегазації по вакууму за допомогою золотника, що має підпружинену

мембрану, з'єднану з вакуумним трубопроводом і керує відкриванням приймальних клапанів по досягненні необхідного рівня вакууму. З цією метою в головках всмоктуючих клапанів встановлені мембрани, які утримують клапани в закритому положенні атмосферним тиском до моменту переміщення штоку золотника. Із збільшенням зтяжки пружини керуючого золотника величина вакууму дегазації збільшується. Величина вакууму залежить від властивостей бурового розчину і його параметрів.

Висновки

За найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 5500 м вибрана бурова установка БУ-5000ЕУ, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі спорудження даної свердловини.

В насосно-циркуляційному комплексі у вибраній дегазаційній установці процес зливу очищеного бурового розчину здійснюється циклічно. Це знижує ефективність дегазатора, оскільки накопичення дегазованого розчину змінюється його зливом і навпаки. Внаслідок цього може вийти з ладу обладнання, яке входить до бурової установки, що призведе до ще більших техніко-економічних витрат.

Для забезпечення синхронності накопичення і зливання розчину і не допускання втрат вакууму та зниження темпу дегазації, а також для забезпечення високої надійності в даній магістерській роботі проводиться модернізація вакуумного дегазатора.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції дегазатора

Недоліком, який знижує ефективність дегазатора, є те, що процес зливу очищеного бурового розчину здійснюється циклічно. При цьому накопичення дегазованого розчину змінюється його зливом і навпаки. Для усунення даного недоліку в розділі пропонується технічна пропозиція щодо модернізації конструкції дегазатора-аналога.

Метою модернізації є підвищення ефективності і надійності дегазатора. Поставлена мета досягається наступним чином. Між дегазаційною ємністю і вакуумною лінією встановлена додаткова вакуумна камера, в якій розміщені пневмоприводи. Вони блокуються жорстким зв'язком з двосторонніми відокремлювачами з можливістю попереминого з'єднання кожної накопичувально-зливної камери з вакуумною лінією або з атмосферою. Приймальні клапани встановлені безпосередньо від дегазаційної ємності в накопичувально-зливні камери. Пневмоприводи з'єднані через перепускні клапана з вакуумною лінією і з атмосферою. Регулятор витрати встановлений підпружинено на вхідному торці всмоктуючого патрубку в дегазаційній ємності. В додатковій вакуумній камері встановлено поплавковий клапан.

Модернізований дегазатор (рис. 2.1) складається з:

- дегазаційної ємності 22 зі всмоктувальним патрубком 23 і підпружиненим регулятором витрати 25. Всмоктувальний патрубок опущений під рівень газovanого розчину ємності 24;

- накопичувально-зливних камер 26 і 27, в яких встановлені поплавкові регулятори рівня 28 і 29. Вони сполучаються з ємністю 22 за допомогою приймальних клапанів 1 і 2 та з ємністю для дегазованого розчину 3 за допомогою зливних клапанів 4 і 5;

- вакуумної камери 6, яка сполучається з ємністю 22 і вакуумною лінією 7.

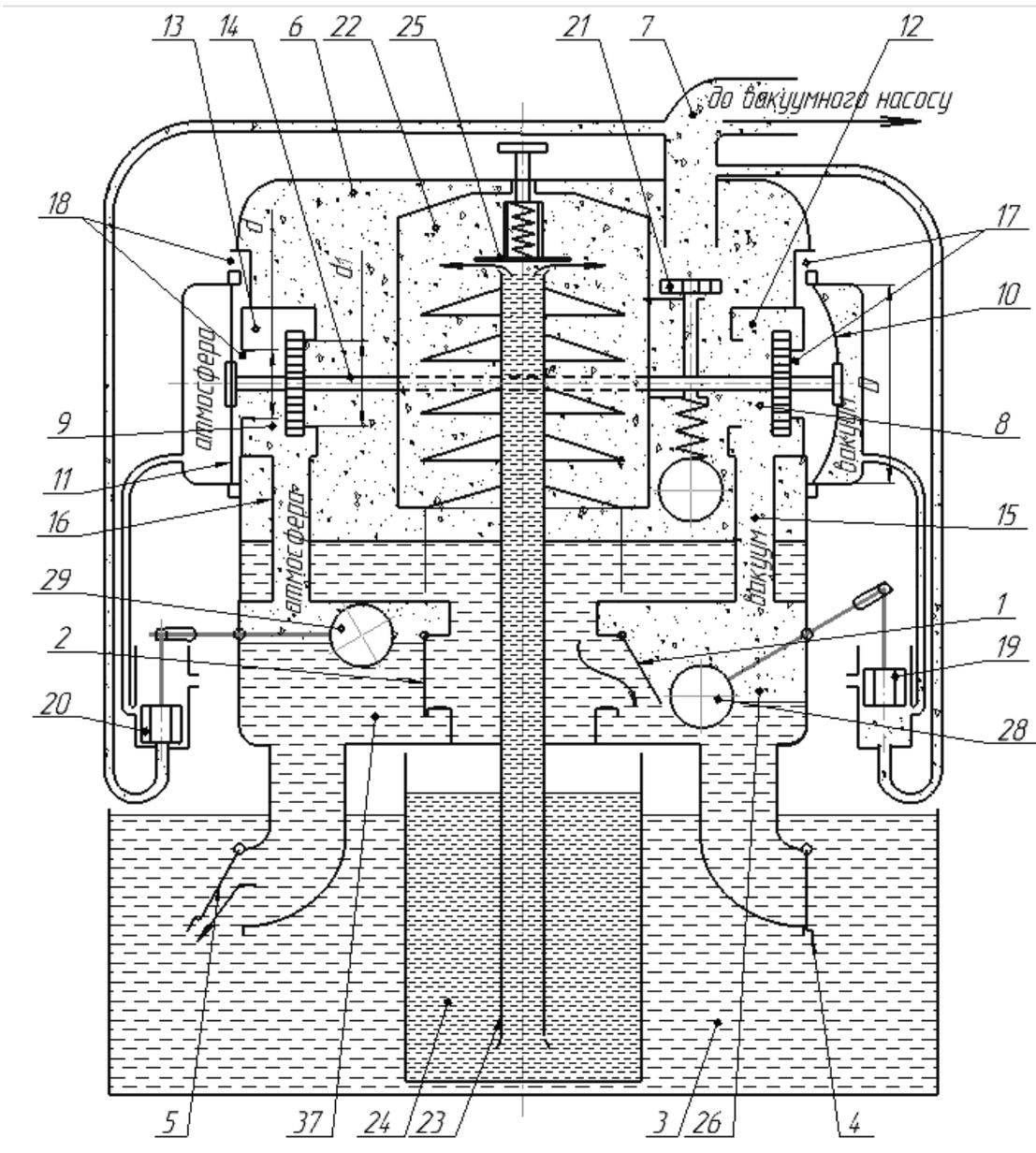


Рисунок 2.1 – Модернізований дегазатор:

- 1, 2 – приймальні клапани; 3 – дегазований розчин; 4, 5 – зливні клапани;
 6 – вакуумна камера; 7 – вакуумна лінія; 8, 9 – двосторонні роз'єднувачі;
 10, 11 – пневмоприводи; 12, 13 – зворотні лінії; 14 – жорсткий зв'язок;
 15 - 18 – клапани; 19, 20 – двопозиційні перепускні клапани; 21 – запобіжний
 поплавковий клапан; 22 – дегазацияна ємність; 23 – всмоктувальний патрубок;
 24 – ємність; 25 – регулятор витрат; 26, 27 – накопичувально-зливні камери;
 28, 29 – поплавкові регулятори рівня

У вакуумній камері 7 протилежно розташовані двосторонні роз'єднувачі 8

і 9 з пневмоприводами 10 і 11, і затворами 12 і 13. Затвори блокуються жорстким зв'язком 14 і з'єднуються каналами 15 і 16 з камерами 26 і 27. Затвори 12 і 13 з'єднуються каналами 17 і 18 з атмосферою. Також затвори 12 і 13 з'єднуються через двопозиційні перепускні клапани 19 і 20, що взаємодіють з регуляторами рівня 28 і 29, з вакуумною лінією 7.

Розміри роз'єднувачів 8 і 9 та пневмоприводів 10 і 11 пов'язані співвідношенням

$$d < d_1 < D, \quad (2.1)$$

d – діаметр сідел роз'єднувачів з боку атмосфери;

d_1 – діаметр сідел роз'єднувачів з боку вакуумної лінії 7;

D – діаметр пневмоприводів 10 і 11.

Запобіжний поплавковий клапан 21 встановлений у вакуумній камері 6 навпроти входу у вакуумну лінію 7.

Модернізований дегазатор (рис. 2.1) працює наступним чином.

Під дією вакууму буровий розчин поступає з ємності 24 по патрубку 23 через регулятор витрати 25 в ємність дегазації 22. Далі буровий розчин потрапляє у вакуумну камеру 6 і в накопичувально-зливну камеру 26. При цьому поплавковий регулятор рівня 28 знаходиться в опущеному положенні, а пов'язаний з ним перепускний клапан 19 – в положенні, що з'єднує вакуумну лінію 7 з пневмоприводом 10. Завдяки цьому затвор 12 роз'єднувача 8 під дією вакууму над діафрагмою пневмопривода 10 сідає на сідло d , перекриває канал 17 і відкриває з'єднання вакуумної лінії 7 через канал 15 з камерою 26. У даному випадку зливний клапан 4 під дією атмосферного тиску закритий, приймальний клапан 1 під дією гідростатичного тиску стовпа дегазованого розчину відкритий. Буровий розчин перетікає з ємності 22 в камеру 26, оскільки вакуум у них однаковий.

Одночасно з цим затвор 13 сідає на сідло d_1 роз'єднувача 9, перекриває з'єднання з вакуумною камерою 6 і відкриває з'єднання камери 27 через канали 16 і 18 з атмосферою. Під дією гідростатичного тиску стовпа розчину при однаковому атмосферному тиску в камері 27 і ємності 3 клапан 5 також

відкривається і дегазований розчин стікає в ємність 3. Під дією різниці атмосферного тиску і вакууму клапан 2 закритий, поплавковий регулятор 29 знаходиться в крайньому верхньому положенні, а пов'язаний з ним перепускний клапан 20 перекриває вакуумну лінію 7 і з'єднує порожнину над діафрагмою пневмоприводу 11 з атмосферою.

По мірі накопичення дегазованого розчину в камері 26 поплавковий регулятор 28 переміщається у верхнє положення. Завдяки цьому перепускний клапан 19 переводиться вниз, вакуумна лінія 7 перекривається і відкривається з'єднання над діафрагмою пневмоприводу 10 з атмосферою. Положення роз'єднувачів 8 і 9 не змінюється, оскільки роз'єднувач 9 продовжуватиме притискатися до свого сидла вакуумом в камері 6, оскільки сила притиснення затворів 12 і 13 до сидел не змінюється, враховуючи співвідношення $d < d_1$.

У міру зливу дегазованого розчину з камери 27 в ємність 3 поплавковий регулятор 29 опускається в крайнє нижнє положення, переводить перепускний клапан 20 у верхнє положення. Вакуумна лінія 7 з'єднується з пневмоприводом 11. Під дією вакууму і сили, що виникає при цьому, виходячи із співвідношення $d_1 < D$, пневмопривод 11 переміщає затвори 12 і 13 роз'єднувачів 8 і 9 вправо. Процес дегазації бурового розчину повторюється аналогічно із зливом з камери 26 і наповненням камери 27.

Запобігання попаданню в камеру 8 бурового розчину здійснюється за рахунок того, що при заповненні камери 8 понад допустимий рівень запобіжний клапан 21 перекриває вакуумну лінію 7.

Таким чином, накопичення і зливання бурового розчину здійснюється синхронно і без втрат вакууму та зниження темпу дегазації, а також забезпечується висока надійність, оскільки система управління дегазатором не контактує з розчином.

2.2 Оцінка економічної ефективності

Впровадження в конструкцію модернізованого дегазатора додаткової вакуумної камери, в якій розміщені пневмоприводи з двосторонніми відокремлювачами з можливістю поперемінного з'єднання кожної накопичувально-зливної камери з вакуумною лінією або з атмосферою, дасть змогу продовжити його міжремонтний цикл. Зміни технічного обслуговування та ремонтів дегазатора відображені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічне обслуговування та ремонт дегазатора

Вид технічного обслуговування, ремонту	Періодичність виконання тех. обслуговування та ремонтів, маш.-год ($T_{ц}$)	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 (r_i)
Для аналогової техніки				
ТО	47	24	0,5	4
ПР	1175	5	1	25
КР	7050	1	2	55
Для модернізованої техніки				
ТО	94	12	0,5	4
ПР	1175	5	1	25
КР	7050	1	2	55

Економічний ефект від впровадження на виробництві модернізованої конструкції дегазатора визначається за формулою:

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

де C_{ϕ}^{AT} , C_{ϕ}^{MT} – вартість дегазатора до і після модернізації;

k_1 – коефіцієнт зростання продуктивності дегазатора;

k_2 – коефіцієнт зміни строків служби; $k_2 = 1$;

E_H – єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності,

$E_H = 0,15$;

K'_2, K'_1 – супутні капітальні вкладення;

T – термін служби дегазатора, ($T_1 = T_2 = 7,23$ років);

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

ΔI – економія експлуатаційних витрат.

2.2.1 Розрахунок собівартості та ціни модернізованого обладнання

Розрахунок собівартості та оптової ціни дегазатора після модернізації виконується за формулою:

$$Ц = C \cdot (1 + P_c), \text{ грн.} \quad (2.2)$$

де C – собівартість обладнання;

P_c – норматив рентабельності в долях від собівартості. За даних умов приймаємо рівним 0,30.

На стадії ескізного проекту собівартість нової техніки визначається додатком собівартості дегазатора (приймається без змін) та собівартості обладнання аналогічного дегазатора з близькими по основних параметрах:

$$C = C_H^a + B_{\text{введ.}}, \text{ грн.} \quad (2.3)$$

де C_H^a – скоригована для розрахунку ціни нової техніки собівартість аналогічної техніки;

$B_{\text{введ.}}$ – собівартість доданого обладнання.

Коригування собівартості аналогічної техніки для розрахунку собівартості нової техніки ведеться за формулою:

$$C_H^a = C_c^a \cdot \frac{\delta''}{\delta'_n \times \tau'_n}, \text{ грн.} \quad (2.4)$$

де C_c^a – собівартість обладнання-аналога, грн.;

δ'' – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності звітного року до серійності, що відповідає одиниці приведення;

δ'_n – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності, що відповідає одиниці приведення, до планованої серійності випуску нової техніки в розрахунковому році;

τ'_n – коефіцієнт зміни собівартості аналогічної техніки, що відповідає порядковому номеру розрахункового року.

Величина C_c^a визначається розрахунком за формулою (2.2), в якій значення ціни аналогічної техніки приймається за діючими цінами:

$$C_c^a = \frac{Ц_{AT}}{1+P_c} \quad (2.5)$$

$Ц_{AT}$ – вартість дегазатора, вибраного в якості аналога; $Ц_{AT} = 120000$ грн.

$$C_c^a = \frac{120000}{1+0,3} = 92307,69 \text{ (грн.)}$$

Значення коефіцієнтів δ'_n , δ'' та τ'_n приймаються за інструкцією.

$$C_n^a = 92307,69 \cdot \frac{1}{0,946 \cdot 1} = 97576,84 \text{ (грн.)}$$

Собівартість доданого обладнання – це вартість вузлів, що будуть використані в процесі вдосконалення дегазатора. Для модернізації буде використана додаткова вакуумна камера, в якій розміщені пневмоприводи з двосторонніми відокремлювачами, загальна вартість яких складає 7500 грн.

$$C = C_n^a + B_{\text{введ.}} = 97576,84 + 7500 = 105076,84 \text{ грн.}$$

$$Ц_{MT} = C \cdot (1 + P_c) = 105076,84 \cdot 1,3 \approx 136600 \text{ грн.}$$

2.2.2 Визначення розрахунково-балансової вартості обладнання

Для стаціонарного обладнання розрахунково-балансова вартість

визначається за формулою:

$$Ц_{\delta} = k_{\delta} \cdot Ц, \text{ грн.} \quad (2.6)$$

де k_{δ} – коефіцієнт переходу від оптової ціни до розрахунково-балансової вартості ($k_{\delta} = 1,10$).

$$Ц_{\delta}^{AT} = k_{\delta} \cdot Ц_{AT} = 1,10 \cdot 120000 = 132000 \text{ грн.}$$

$$Ц_{\delta}^{MT} = k_{\delta} \cdot Ц_{MT} = 1,10 \cdot 136600 = 150260 \text{ грн.}$$

2.2.3 Розрахунок річної продуктивності обладнання

Річний фонд роботи дегазатора визначаємо за формулою:

$$T_p = \frac{T_{\phi} \cdot k_M \cdot k_K}{\frac{1}{t_{3M} \cdot k_{3M}} + D_p}, [\text{год}], \quad (2.7)$$

де T_{ϕ} – річний фонд робочого часу, $T_{\phi} = 365 \text{ д}$;

k_M – коефіцієнт машинного часу ($k_M = 0,53$);

k_B – коефіцієнт календарного часу ($k_K = 0,83$);

t_{3M} – тривалість зміни, $t_{3M} = 6 \text{ год}$;

k_{3M} – коефіцієнт змінності роботи дегазатора, $k_{3M} = 4$;

D_p – простой у всіх видах технічного обслуговування та ремонту.

Простой у всіх видах технічного обслуговування та ремонту визначаються:

$$D_p = \frac{\sum_{i=1}^m (d_{pi} + d_{ni}) \cdot a_i}{T_{\phi}}, \left[\frac{\text{маш.} - \text{днів}}{\text{маш.} - \text{год}} \right], \quad (2.8)$$

де m – кількість 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 рівною нулю; час у днях на доставку для поточного ремонту $d_{ni} = 10$ днів, у капітальний ремонт і назад приймається $d_{ni} = 20$ днів.

Підставивши дані у формулу 2.6 визначимо простой у всіх видах ТО та ремонту:

$$D_p^{AT} = \frac{(0,5 + 0) \cdot 47 + (1 + 10) \cdot 5 + (20 + 20) \cdot 1}{7050} = 0,01681 \frac{\text{маш.} - \text{днів}}{\text{маш.} - \text{год}};$$
$$D_p^{MT} = \frac{(0,5 + 0) \cdot 12 + (1 + 10) \cdot 5 + (20 + 20) \cdot 1}{7050} = 0,01433 \frac{\text{маш.} - \text{днів}}{\text{маш.} - \text{год}};$$

Підставивши у формулу 2.4 отримані дані розрахуємо річний фонд роботи дегазатора:

$$T_p^{AT} = \frac{365 \cdot 0,53 \cdot 0,83}{\frac{1}{6 \cdot 4} + 0,01681} = 2745 \text{ год};$$
$$T_p^{HT} = \frac{365 \cdot 0,53 \cdot 0,83}{\frac{1}{6 \cdot 4} + 0,01433} = 2867 \text{ год};$$

Річні поточні витрати (S) у процесі експлуатації обладнання, які використовуються для розрахунків економічної ефективності, поділяються на наступні основні статті:

- витрати на заробітну плату обслуговуючого персоналу ($S_{зп}$);
- нарахування на заробітну плату (S_n);
- витрати на утримання та експлуатацію обладнання (S_e);

– витрати на керування і обслуговування виробництва (S_K) (ця стаття витрат в магістерській роботі не розглядається).

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями розраховуються за формулою:

$$S_{ЗП} = k_{нв} \cdot \lambda \cdot T_p \cdot \sum_{i=1}^B C_{ti} (1+H) \cdot k_{my}, \text{ грн}, \quad (2.9)$$

де $k_{нв}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати по заробітній платі;

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

B – число робітників у ланці, приймаємо 1 робітника I розряду;

C_{ti} – годинна тарифна ставка робітника i -го розряду, що входить до складу ланки. Тарифна ставка приймається для робітника III розряду $C_p = 27,41$ грн.

k_{my} – коефіцієнт трудової участі (приймаємо $k_{my} = 0,35$).

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

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

$$k_{нв} = 1 + \frac{H_{нв}}{100}, \quad (2.10)$$

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

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

Підставивши отримані дані у формулу 2.10, маємо:

– для аналогового дегазатора:

$$S_{зп}^{AT} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 2745 \cdot 27,41 \cdot (1 + 0,22) = 94744,57 \text{ грн};$$

– для модернізованого дегазатора:

$$S_{зп}^{HT} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 2867 \cdot 27,41 \cdot (1 + 0,22) = 98955,44 \text{ грн};$$

Витрати на утримання та експлуатацію обладнання (S_e) включають:

– витрати на капітальний ремонт ($S_{кр}$);

– витрати на технічне обслуговування і поточні ремонти ($S_{мо}$).

Визначаємо витрати на капітальний ремонт дегазатора:

$$S_{кр} = \frac{k_{нп} \cdot A_{кр} \cdot Ц_{\sigma}^{AT(MT)}}{100}, [грн], \quad (2.11)$$

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

$A_{кр}$ – норма амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт у відсотках від вартості дегазатора, приймаємо $A_{кр}^{AT} = 4\%$, $A_{кр}^{HT} = 5\%$.

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

$$k_{нп} = 1 + \frac{H_{нп}}{100}, \quad (2.12)$$

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

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

Підставивши отримані дані у формулу 2.11, визначимо витрати на капітальний ремонт дегазатора:

$$S_{кр}^{AT} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 132000}{100} = 5808 \text{ грн.}$$

$$S_{кр}^{HT} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 150260}{100} = 6611,44 \text{ грн.}$$

Витрати на технічне обслуговування і поточні ремонти визначаються:

$$S_{то} = S_{тов} + S_{том} \quad (2.13)$$

де $S_{тов}$ – витрати на заробітну плату ремонтних робітників з нарахуваннями;

$S_{том}$ – витрати на матеріали та запчастини.

Витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

$$S_{тов} = \frac{T_p}{T_{ц}} \cdot k_{нв} \cdot \lambda \cdot C_p \cdot \sum_{i=1}^n a_{i,i} \cdot (1+H), \text{ грн.}, \quad (2.14)$$

де C_p – середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговує

дегазатор, тарифна ставка приймається для робітника IV розряду – 34,57 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 2.13, розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

- для аналогового дегазатора:

$$S_{тов}^{AT} = \frac{2745}{7050} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 34,57 \cdot (24 \cdot 4 + 5 \cdot 25) \cdot (1 + 0,22) = 3338,49 \text{ грн};$$

- для модернізованого дегазатора:

$$S_{тов}^{HT} = \frac{2867}{7050} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 34,57 \cdot (12 \cdot 4 + 5 \cdot 25) \cdot (1 + 0,22) = 2729,54 \text{ грн};$$

Визначимо витрати на матеріали і запчастини:

$$S_{том} = k_{нп} \cdot \frac{S_{тов} \cdot (1 - H)}{k_{не}} \cdot k_{ер}, [\text{грн}], \quad (2.15)$$

де $k_{ер}$ – коефіцієнт переходу від витрат на заробітну плату до витрат на матеріали та запчастини, $k_{ер} = 1,25$.

Підставивши всі дані у формулу 2.15 розрахуємо витрати на матеріали і запчастини:

- для аналогового дегазатора:

$$S_{том}^{AT} = 1,1 \cdot \frac{3338,49 \cdot (1 - 0,22)}{1,3} \cdot 1,25 = 2754,25 \text{ грн};$$

$$S_{то}^{AT} = 3338,49 + 2754,25 = 6092,74 \text{ грн}.$$

- для модернізованого дегазатора:

$$S_{том}^{HT} = 1,1 \cdot \frac{2729,54 \cdot (1 - 0,22)}{1,3} \cdot 1,25 = 2251,87 \text{ грн};$$

$$S_{то}^{HT} = 2729,54 + 2251,87 = 4981,41 \text{ грн}.$$

Приводимо дані попередніх розрахунків пункту 2.3 в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Калькулювання поточних річних витрат

№	Найменування статей витрат	Позначення	Сума витрат, грн.		Структура витрат, %	
			До модернізації	Після модернізації	До модернізації	Після модернізації
1	Заробітна плата з нарахуваннями	S_{zn}	94744,57	98955,44	88,84	89,51
2	Експлуатаційні витрати, в тому числі	S_e	11900,74	11592,85	11,16	10,49
2.1	Витрати на капітальний ремонт	$S_{кр}$	5808,00	6611,44	5,45	5,98
2.2	Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт	$S_{мо}$	6092,74	4981,41	5,71	4,51
	Разом	S	106645,31	110548,29	100,00	100,00

Визначаємо вартість роботи 1 маш.-год роботи дегазатора:

- для аналогового дегазатора:

$$S_{1мг}^{AT} = \frac{106645,31}{2745} = 38,851 \text{ грн / маш. – год};$$

- для модернізованого дегазатора:

$$S_{1мг}^{HT} = \frac{110548,29}{2867} = 38,559 \text{ грн / маш. – год}.$$

2.2.4 Визначення економічного ефекту від впровадження модернізації

Для розрахунку економічного ефекту використовуємо формулу (2.1).

Розрахуємо коефіцієнт зростання продуктивності дегазатора:

$$k_1 = \frac{T^{HT} \cdot P}{T^{AT} \cdot P}, \quad (2.16)$$

де T_p^{HT} – річний фонд роботи модернізованого дегазатора;

T_p^{AT} – річний фонд роботи аналогового дегазатора.

$$k_1 = \frac{2867}{2745} = 1,044$$

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

$$k_2 = \frac{P_1 + E_H}{P_2 + E_H} \quad (2.17)$$

де P_1, P_2 – частки відрахувань від балансової вартості на повне відновлення базового і нового обладнання, які розраховуються як величини, що зворотні термінам служби обладнання, з врахуванням їх морального спрацювання

$$P_i = \frac{1}{T_i} \quad (2.18)$$

$T_1 = T_2$ – строк служби обладнання до модернізації і після, $T_1 = T_2 = 7,23$ роки.

E_H – єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($E_H = 0,15$)

$$k_2 = \frac{\frac{1}{7,23} + 0,15}{\frac{1}{7,23} + 0,15} = 1$$

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою:

$$\Delta I = (S_{1Mz}^{AT} - S_{1Mz}^{HT}) \cdot T_p^{HT}, [\text{грн}], \quad (2.19)$$

де S_1^A, S_1^M – вартість 1 маш.-год роботи аналогового та модернізованого дегазатора відповідно;

T_p^M – річний фонд роботи модернізованого дегазатора.

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою (2.19):

$$\Delta I = (38,851 - 38,559) \cdot 2867 = 837,16 \text{ грн.}$$

Тоді, економічний ефект модернізації дегазатора складатиме:

$$E = \left[132000 \cdot 1,044 \cdot 1 + \frac{837,16}{\frac{1}{7,23} + 0,15} - 150260 \right] \cdot 1 = 219370 \text{ грн.}$$

Висновки

Суть технічного рішення з модернізації дегазатора полягає в тому, що порівняно з аналогом у модернізованому дегазаторі між вакуумною лінією і дегазаційною ємністю встановлена додаткова вакуумна камера, в якій розміщені пневмоприводи з двосторонніми відокремлювачами з можливістю попереминого з'єднання кожної накопичувально-зливної камери з вакуумною лінією або з атмосферою. Вакуумна лінія оснащена поплавковим клапаном в додатковій вакуумній камері.

Модернізований дегазатор забезпечує синхронність накопичення і зливання розчину і не допускає втрат вакууму та зниження темпу дегазації, а також при цьому забезпечується висока надійність, оскільки система управління дегазатором не контактує з буровим розчином.

Модернізація дегазатора забезпечить отримання економічного ефекту в розмірі 219370 грн. Отже, удосконалення є економічно доцільним.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Теоретичні обґрунтування необхідності створення модернізованого дегазатора

Буровий розчин із газом, який виходить із пласта, уловлює повітря при його переміщенні через циркуляційну систему. Це призводить до погіршення технологічних властивостей бурового розчину (зменшення густини, збільшення в'язкості і статичного напруження зсуву). За певних умов може бути утруднений процес буріння. Тому важливим стає розробка ефективних методів відновлення нормального стану бурового розчину шляхом його дегазації. Використання дегазатора для дегазації розчинів дозволяє швидко відокремлювати газ від бурового розчину, а також забезпечувати відновлення його структурних властивостей (густина, в'язкість, статичне напруження), що забезпечує нормальну циркуляцію бурового розчину і поліпшення умов буріння свердловини [9].

Розроблення схеми, розробка і дослідження роботи дегазатора, яке на сьогодні набуває особливої актуальності через його високу ефективність, можуть стати дуже перспективними. Одним з основних елементів конструкції дегазатора є циліндрична камера, внутрішня поверхня якої знаходиться під дією відцентрової сили, а сила тяжіння переміщує потік бурового розчину, що проходить через сопло. Вивчення руху бурового розчину через сопло [9] показує, що він може ефективно виконувати функцію руйнування структури і дегазації бурового розчину.

3.2 Дослідження руху суміші по внутрішній поверхні камери дегазатора

У магістерській роботі проведено теоретичне дослідження руху бурового розчину внутрішньою циліндричною поверхнею камери дегазатора; виведені

рівняння, за якими можливо здійснити підбір оптимальних розмірів і режимів руху розчину в ній.

Для отриманих рівнянь, що встановлюють зв'язок між характеристиками рідини та параметрами її руху в камері, розглядається струмина рідини, що поступає в камеру крізь насадки з отвором прямокутної форми шириною a і висотою h_1 та рухається внутрішньою порожниною циліндричної поверхні радіусом r . Припускаємо: стаціонарний режим руху бурового розчину є встановленим. Тоді момент кількості руху відносно центру кривизни поверхні, що вноситься у виділену струмину частинками бурового розчину за невеликий проміжок часу ΔT рівний:

$$L = m \cdot v \cdot r = Q_m \cdot \Delta T \cdot v \cdot r, \quad (3.1)$$

Крім того, частина газу виділяється з бурового розчину під дією відцентрової сили, тому момент кількості руху частини газу, який вноситься із струминою крізь переріз рівний:

$$L_\Gamma = K_\Gamma m_\Gamma \cdot v \cdot r = K_\Gamma Q_{m\Gamma} \cdot \Delta t \cdot v \cdot r, \quad (3.2)$$

де K_Γ – частка газу, яка виділяється із розчину під дією відцентрової сили;

$Q_{m\Gamma}$ – масова витрата газу. Зміна моменту кількості руху струмини за час ΔT згідно з основним рівнянням динаміки обертового руху рівна:

$$\frac{\Delta L}{\Delta T} = M_{\text{ваг}} - M_{\text{тер}}, \quad (3.3)$$

де $M_{\text{ваг}}$ – момент сили тяжіння, що діє на частинки струмини відносно центру кривизни поверхні;

$M_{\text{тер}}$ – момент сили тертя. Для знаходження $M_{\text{ваг}}$ розіб'ємо струмину на елементарні об'єми з елементарними масами Δm_i [9]. Тоді

$$M_{\text{ваг}} = \lim_{\Delta m \rightarrow 0} \sum_{i=1}^N \Delta m_i \cdot g \cdot r \cdot \sin \alpha = \int_0^\pi g \cdot r \cdot \sin \alpha \cdot dm = g \cdot r^2 \cdot a \cdot \rho \cdot d \cdot \int_0^\pi \sin \alpha \cdot d\alpha = 2 \cdot g \cdot r^2 \cdot a \cdot \rho \cdot d, \quad (3.4)$$

де $\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$, $d = \frac{d_1 + d_2}{2}$ – середні значення густини і товщини струменя

бурового розчину відповідно;

a – ширина струмини.

Під час руху бурового розчину внутрішньою поверхнею циліндричної

стілки утворюється ядро струменя із незруйнованою структурою. Між ядром і стінкою утворюється тонкий градієнтний шар, напруги в якому більші, ніж в ядрі, а швидкості – менші, ніж швидкість ядра. Момент сили тертя знайдемо, виходячи із наведених даних.

З врахуванням наведених міркувань для моменту сили тертя отримаємо:

$$M_{mp} = \pi \cdot R^2 \cdot b \cdot \theta, \quad (3.5)$$

де θ – статична напруга зсуву.

Підставивши вирази (3.1), (3.3) і (3.4) в формулу (3.2), отримаємо рівняння, яке пов'язує густину бурового розчину із швидкістю його руху у вхідному і вихідному перерізах струменя:

$$\rho_2 \cdot d_2 \cdot v_2^2 - \rho_1 \cdot d_1 \cdot v_1^2 + K_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma} \cdot d_1 \cdot v_1^2 = (\pi \cdot \theta - 2 \cdot g \cdot \rho \cdot d) \cdot R. \quad (3.6)$$

Частку газу, яка виділяється із розчину під дією відцентрової сили, приймаємо рівною [9];

$$K_{\Gamma} = \frac{(\Delta p_1 - \Delta p_2 + \pi \cdot \theta - 2 \cdot g \cdot \rho_p \cdot (1 - k_v)) \cdot R}{\rho_{\Gamma} \cdot d_1 \cdot v_1^2}, \quad (3.7)$$

де k_v – об'ємний вміст газу в рідині, що поступає в камеру дегазатора;

ρ_{Γ} – густина газу;

ρ_p – густина рідини без вмісту газу.

Буровий розчин, який подається в дегазатор, насичений бульбашками газу різного діаметра. Якщо розчин нерухомий, або рухається рівномірно і прямолінійно в полі сили ваги, то на бульбашки сферичної форми, що знаходяться всередині розчину, діє виштовхуюча сила [9]:

$$F'_A = \frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D^3 \cdot (\rho_p - \rho_{\Gamma}) \cdot g, \quad (3.8)$$

де D – діаметр бульбашки;

ρ_p – густина бурового розчину;

ρ_{Γ} – густина газу, який насичує буровий розчин;

$g=9.8 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння.

Максимальна сила, яка утримує бульбашки в глинистому розчині, визначається формулою [11]:

$$R = k \cdot \pi \cdot \theta \cdot D^2, \quad (3.9)$$

де θ – статична напруга зсуву розчину;

k – коефіцієнт, що враховує розподіл напруги в розчині на поверхні кулі.

Коли буровий розчин рухається внутрішньою поверхнею дегазатора радіусом R з швидкістю v , то на його частинки діє відцентрова сила. Внаслідок дії цієї сили на бульбашки газу, що містяться в буровому розчині, буде діяти виштовхуюча сила [9]:

$$F_A = \frac{1}{6} \cdot D^3 \cdot (\rho_p - \rho_r) \cdot \frac{v^2}{r}. \quad (3.10)$$

Величина мінімального граничного діаметра $D_{гр}$ тих бульбашок, які встигають вийти на поверхню за час руху елемента об'єму бурового розчину по внутрішній циліндричній поверхні дегазаційної камери, і отримує початкове прискорення, направлене перпендикулярно вверх до поверхні рідини. Його можна визначити з формули [9]:

$$\frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D^3 \cdot \rho_p \cdot \frac{v^2}{R} - \pi \cdot k \cdot \theta \cdot D^2 = \frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D^3 \cdot \rho_r \cdot a,$$

звідки

$$a = \frac{1}{\rho_r} \cdot \left(\frac{\rho_p \cdot v^2}{R} - \frac{6 \cdot k \cdot \theta}{D} \right), \quad (3.11)$$

де ρ_r – густина газу в бульбашках;

ρ_p – густина бурового розчину без газу;

v – середня швидкість руху елемента об'єму бурового розчину по всьому шляху руху;

D – діаметр бульбашки.

Для визначення мінімального граничного діаметра бульбашки, що зможе подолати відстань дегазації за час її руху півколом:

$$D_{ep} = \frac{6 \cdot k \cdot \theta \cdot r}{v^2 \cdot \left(\rho_p - \frac{2 \cdot d \cdot \rho_r}{\pi^2 \cdot r} \right)} = \frac{D_{max}}{1 - \frac{2 \cdot d \cdot \rho_r}{\pi \cdot r \cdot \rho_p}}, \quad (3.12)$$

де D_{max} – максимальний діаметр бульбашки, яку зможе утримувати рідина, що перебуває під дією відцентрової сили необмежений час.

Для дослідження ефективності процесу дегазації у разі проходження буровим розчином камери дегазатора під дією відцентрової сили припустимо, що розподіл бульбашок газу в розчині по об'єму відноситься до класу гамма-розподілів [15] і має вигляд:

$$n(V) = \frac{\omega}{V_0^2} \cdot \frac{s+1}{s!} \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^s \cdot \exp\left(-\frac{V}{V_0}\right), \quad (3.13)$$

де ω – об'ємний вміст газової фази в суміші;

V_0 і s – параметри розподілу, пов'язані із середнім об'ємом V_c і дисперсією σ_1^2 співвідношеннями:

$$V_0 = V_c / (s+1), \quad \sigma_1 = V_c / (s+1)^{1/2}. \quad (3.14)$$

3.3 Результати дослідження ефективності процесу дегазації у модернізованому дегазаторі

Розподіл (3.13) для різних значень товщини стінки представлений на рис. 3.1. Оскільки час руху частинок рідини по внутрішній поверхні камери дегазатора невеликий, то можна вважати, що з часом вигляд розподілу не змінюється.

Для визначення середнього значення об'єму бульбашки, що входить до розподілу (3.13), необхідно розглянути умови перебування бульбашок в розчині. Вважаємо, що в рухомій рідині бульбашки між собою не взаємодіють. При цьому, для кожної газової бульбашки умова динамічної рівноваги в рідині без врахування інерції має вигляд [9]:

$$p_r = p + \frac{2 \cdot \sigma}{r}, \quad (3.15)$$

де p_r – тиск газу всередині бульбашки;

p – тиск в рідині на зовнішній поверхні бульбашки;

σ – коефіцієнт поверхневого натягу рідини;

r – радіус бульбашки.

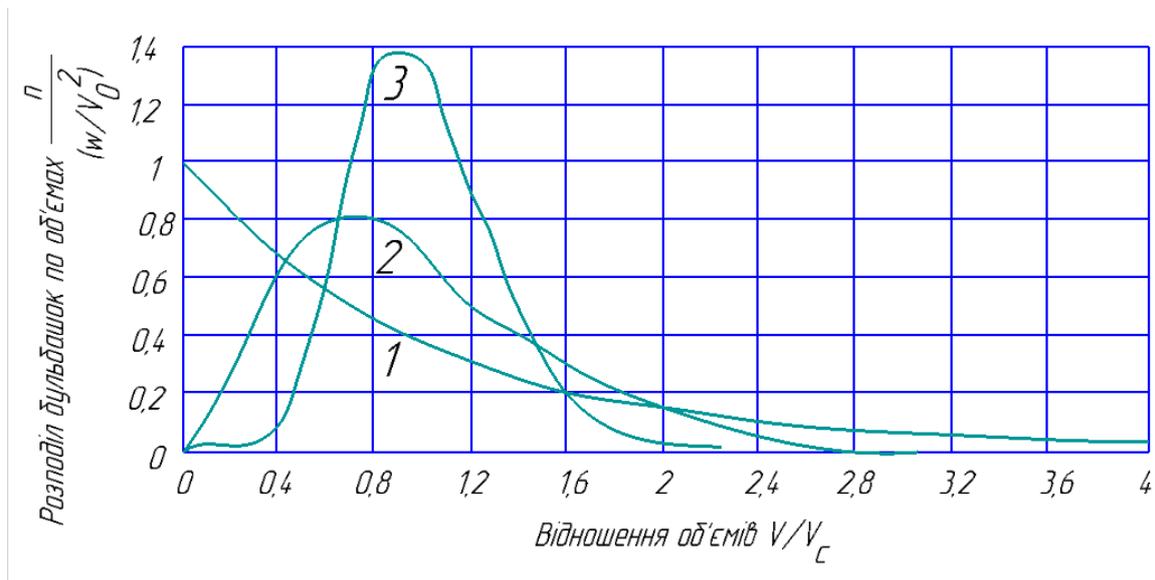


Рисунок 3.1 – Розподіл бульбашок по об'ємах для різних значень s :
 1– $s=0$; 2– $s=2$; 3– $s=10$

В переважній більшості бульбашок, що утворилися під час руху в насосно-циркуляційній системі бурової установки, газ перебуває в стані насичення. Для такого стану бульбашок отримаємо вираз для визначення їх середнього діаметра:

$$D_c = \frac{4 \cdot \sigma}{p_{\text{гн}} - p}, \quad (3.16)$$

де $p_{\text{гн}}$ – тиск газу в стані насичення, який визначається температурою рідини.

Ефективність процесу дегазації характеризується коефіцієнтом ефективності, який в даному випадку буде мати вигляд [9]:

$$\eta = 1 - \frac{1}{\omega} \cdot \int_0^{V_{\text{гр}}} V \cdot n(V) \cdot dV, \quad (3.17)$$

де,

$$V_{\text{гр}} = \frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D_{\text{max}}^3 = 36 \cdot \pi \cdot \left(\frac{\theta \cdot k \cdot R}{\rho_p \cdot v^2} \right)^3. \quad (3.18)$$

де $V_{\text{гр}}$ – граничний об'єм бульбашки, що буде утримуватися в розчині під час його руху в камері дегазатора.

Отримані формули дають можливість кількісно досліджувати залежності

ефективності дегазатора від параметрів бурового розчину для різних конкретних випадків. На рис. 3.2 зображено графік залежності коефіцієнта ефективності η від швидкості руху бурового розчину в камері дегазатора v при $r=0,4$ м , $k=1,2$, $D_c=10^{-4}$ м і різних значеннях параметра розподілу s .

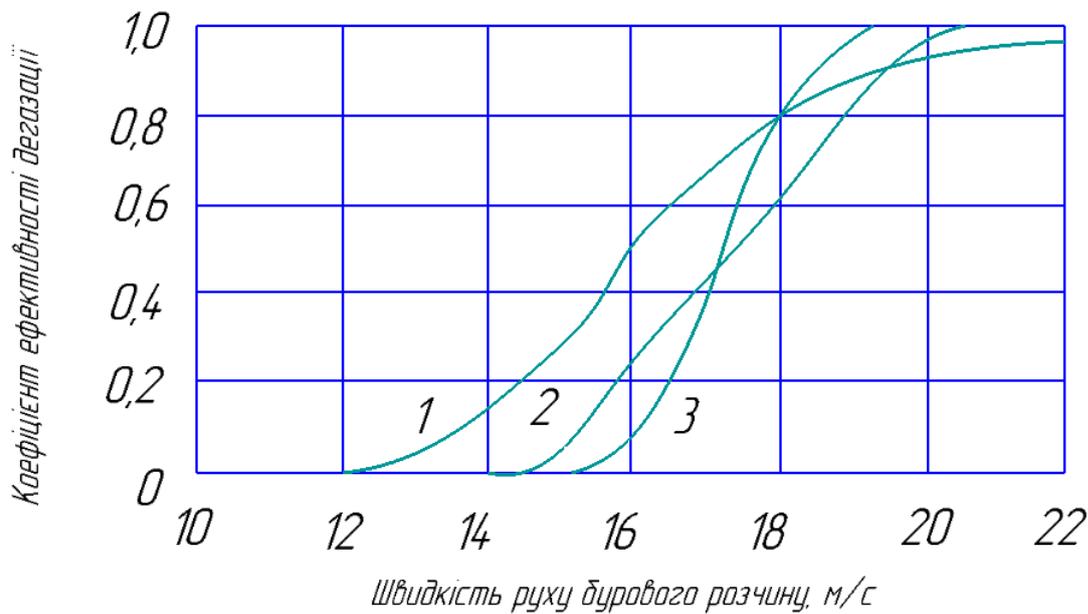


Рисунок 3.2 – Залежність коефіцієнта ефективності від швидкості руху бурового розчину при різних значеннях параметра розподілу
1–0; 2–2; 3–10

Залежність коефіцієнта ефективності від швидкості руху бурового розчину в камері дегазатора стає різкішою із збільшенням параметра розподілу s . Це можна пояснити тим, що із збільшенням s зменшується дисперсія бульбашок за об'ємами.

Мінімальне значення швидкості руху бурового розчину, за якого починається дегазація, дуже сильно залежить від величини середнього діаметра бульбашок, яка визначається термодинамічними умовами, в яких перебуває рідина, і складом її газової фази [9].

На рис. 3.3 зображено залежність коефіцієнта ефективності дегазації від швидкості руху бурового розчину в камері дегазатора радіусом $r = 0,4$ м при $s = 3$, $k = 1,2$ і різних значеннях середнього діаметра бульбашок.

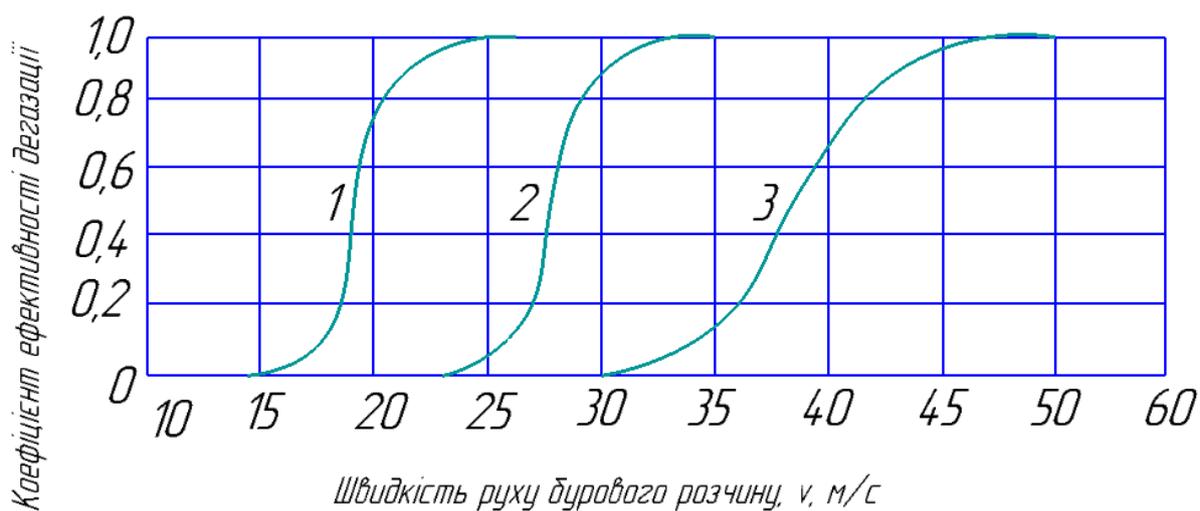


Рисунок 3.3 – Залежність коефіцієнта ефективності від швидкості руху бурового розчину за різних значень середнього діаметра бульбашок:

1– $8 \cdot 10^{-5}$ м; 2– $4 \cdot 10^{-5}$ м; 3– $2 \cdot 10^{-5}$ м

Як видно із рисунка, чим менший середній діаметр бульбашок, тим при більшій швидкості починається процес дегазації і тим більший діапазон швидкостей, в межах якого зростає коефіцієнт ефективності від 0 до 1.

На рис. 3.4 зображено залежність коефіцієнта ефективності від радіуса камери дегазатора при $D_c=10^{-4}$ м, $s = 3$, $k = 1,2$ і різних значеннях швидкості руху промивальної рідини.

Аналіз рис. 3.4 показує, що при меншому радіусі камери більший коефіцієнт ефективності. Це вказує на те, що із зменшенням радіуса камери дегазатора збільшується відцентрова сила, яка виштовхує бульбашки з бурового розчину [9].

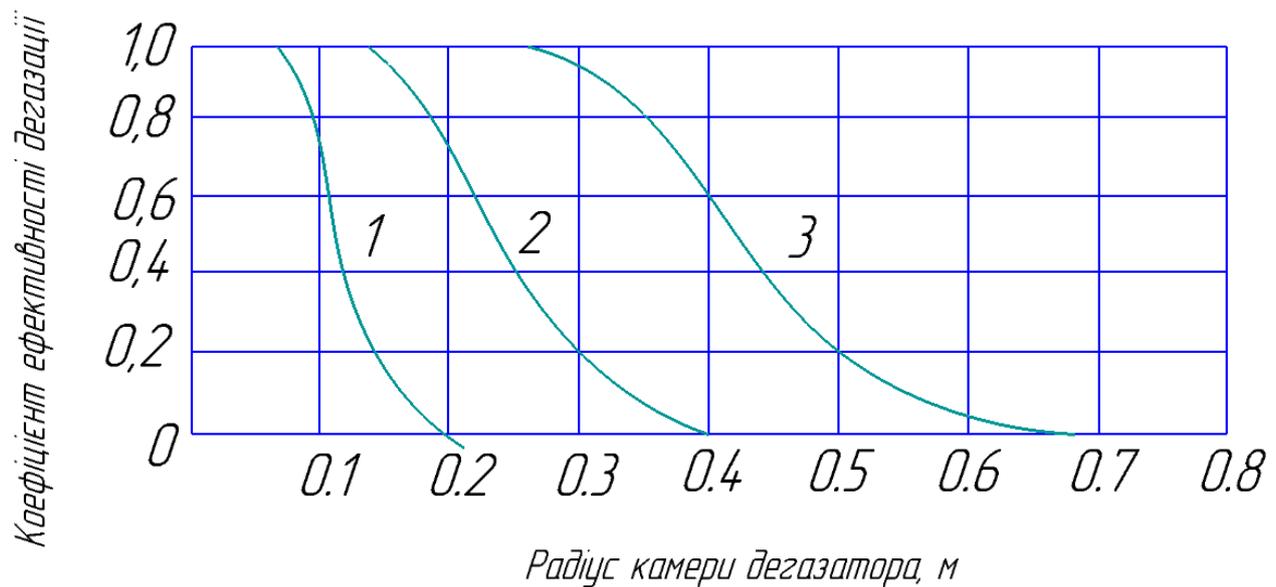


Рисунок 3.4 – Залежність коефіцієнта ефективності від величини радіуса камери дегазатора за різних значень швидкості руху бурового розчину:
1 – 10 м/с; 2 – 15 м/с; 3 – 20 м/с

Проведений аналіз сімейства кривих залежності коефіцієнта ефективності від радіуса камери за різних значень швидкості руху бурового розчину дає змогу підібрати оптимальний радіус камери, при якому ефективність дегазації в широкому діапазоні зміни параметрів руху рідини буде максимальною [9].

Висновки

У даному розділі магістерської роботи подано теоретичні обґрунтування необхідності створення модернізованого дегазатора. Проведено дослідження руху бурового розчину по внутрішній поверхні камери дегазатора.

За результатами проведених досліджень роботи модернізованого дегазатора, побудовано графічні залежності: розподіл бульбашок по об'ємах; залежність коефіцієнта ефективності від швидкості руху бурового розчину за різних значень середнього діаметра бульбашок; залежність коефіцієнта ефективності від величини радіуса камери дегазатора за різних значень швидкості руху бурового розчину.

Таким чином, розроблена теорія уможливує для кожного конкретного

випадку бурового розчину і складу газової фази, що її насичує, здійснювати вибір оптимальних розмірів дегазаційної камери дегазатора і режиму руху розчину із газом в ній, що забезпечить максимальний ефект дегазації, а також експериментально визначати (формула 3.7), яка частка газу виділиться з рідини в результаті її руху в камері модернізованого дегазатора.

Також встановлено, що мінімальне значення швидкості руху бурового розчину, за якого починається дегазація, дуже сильно залежить від величини середнього діаметра бульбашок, яка визначається термодинамічними умовами, в яких перебуває рідина, і складом її газової фази. Чим менший середній діаметр бульбашок, тим при більшій швидкості починається процес дегазації і тим більший діапазон швидкостей, в межах якого зростає коефіцієнт ефективності.

4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Визначення залежності коефіцієнта ефективності модернізованого дегазатора від його параметрів

В даному підрозділі ставиться задача отримати залежності коефіцієнта ефективності модернізованого дегазатора від параметрів, які відіграють визначальну роль у технологічному процесі розділення газорідної суміші на рідку і газову фази.

Якщо перед дегазатором немає пристрою попередньої конденсації, то потік газу зі встановленим розподілом попадає в дегазатор, в якому відбувається розділення фаз. В цьому випадку основними механізмами формування крапель в турбулентному потоці газу є процеси подрібнення і коагуляції. Обидва процеси протікають одночасно. В результаті встановлюється певний розподіл за розмірами, який згідно експериментальних даних [19], має вигляд розподілу

$$n(R) = \frac{n_* \cdot R_1}{\sigma_1 \cdot R} \exp\left\{-\frac{\ln^2(R/R_1)}{2\sigma_1^2}\right\}, \quad (4.1)$$

де R – радіус краплі;

$$n_* = 3\pi \exp(-2.5\sigma_1^2) / 4\pi\sqrt{2\pi}R_c^4; \quad R_1 = R_c \exp\{-0.5\sigma_1^2\}. \quad (4.2)$$

Оцінка дисперсії розподілу показала, що в широкому діапазоні швидкостей, характерних для сепараторів, $\sigma_1=0,4\dots 0,5$.

Для визначення середнього радіуса крапель необхідно розглянути механізм коагуляції і подрібнення. Відомо, що краплі в потоці газу подрібнюються тільки тоді, коли їх радіус перевищує деяку критичну величину [19].

Основним параметром, який характеризує ступінь відділення рідини від газу в сепараторі, є коефіцієнт ефективності, що дорівнює відношенню об'єму рідкої фази, яка осідає в сепараторі, до об'єму рідкої фази, яка міститься в потоці газу на вході в сепаратор (формула 4.3):

$$\eta = \frac{Q_{oc}}{Q_{ex}}. \quad (4.3)$$

Визначений таким чином коефіцієнт ефективності залежить від конструкції дегазатора, термобаричних умов, параметрів технологічної схеми, складу і фізико-хімічних властивостей газорідного потоку.

Основними факторами, які визначають ефективність дегазатора, є напрямлена від осі до периферії відцентрова сила T і протилежна їй по напрямку сила опору R . Розглядаємо рух краплі, нехтуючи вертикальними силами, які діють на неї, і роблячи припущення, що вона рухається в площині, перпендикулярній до осі дегазатора. Це припущення дещо спрощує істинну картину руху крапель, але враховуючи той факт, що відцентрова сила відіграє основну роль, воно є достатньо виправданим.

Радіальну швидкість руху краплі знайдемо із умови нерозривності потоку, який проходить через коаксіальні циліндри всередині дегазатора

$$v_r = \frac{Q}{2\pi hr}, \quad (4.4)$$

де Q – продуктивність дегазатора;

r – радіус коаксіального перерізу;

h – висота коаксіального циліндра, яку можна вважати рівною висоті дегазатора.

Виходячи з результатів аналізу теоретичних і експериментальних досліджень приведених в роботі [19] можна вважати, що залежність між v_t і r для руху суміші в дегазаторі характеризується рівнянням

$$v_t \cdot r^n = const, \quad (4.5)$$

де n – показник ступеня; визначається турбулентністю потоку суміші, При низькій турбулентності він наближається до 1, а при високій – до 0,3...0,5.

Швидкість u суміші, що подається в дегазатор через підвідний патрубок можна знайти із формули:

$$u = \varphi \cdot \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho} + \left(\frac{4Q}{\pi d^2}\right)^2}, \quad (4.6)$$

де φ – коефіцієнт швидкості, який враховує зменшення швидкості втікання внаслідок втрат і нерівномірного розподілу швидкостей в отворі

обумовленими зміною форми і розмірів поперечного перерізу підвідного патрубка.

Для дослідження впливу фізико-технологічних параметрів експлуатації сепаратора на ефективність його роботи нами взята повітряно-водяна суміш, однак висновки, отримані з цих функціональних залежностей, не втрачають своєї загальності і можуть бути застосовані для будь-якої двофазної газорідинної суміші, наприклад для зволоженого природного газу, який необхідно осушувати перед його використанням [19].

Використовуючи наведені вище формули на рис. 4.1 показана залежність коефіцієнта ефективності η від тиску p в підвідній трубі дегазатора при різних значеннях витрати газу Q .

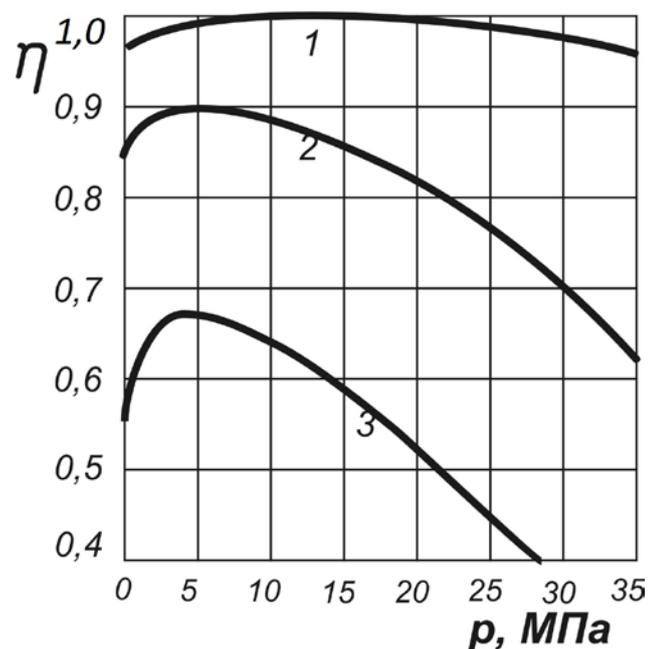


Рисунок 4.1 – Залежність коефіцієнта ефективності η від тиску p для різних значень витрати газу Q , $\text{м}^3/\text{с}$ ($d=0,15\text{м}$; $M=29 \cdot 10^{-3}\text{кг/моль}$; $T=300\text{К}$; $p=10\text{МПа}$; $k=1,4$; $\rho_1=10^3\text{кг/м}^3$; $\mu=10^{-5}\text{Па}\cdot\text{с}$; $z=1$; $\sigma=0,03\text{Н/м}$; $h=0,25\text{м}$; $r_1=0,1\text{м}$; $r_2=0,2\text{м}$; $r=0,17\text{м}$; $n=0,5$): 1-20; 2-40; 3-60

З рисунка видно, що коефіцієнт ефективності з ростом тиску спочатку збільшується, плавно сягає свого максимального значення, а потім поступово

зменшується. Максимальне значення коефіцієнта ефективності досягається на ділянці при $p = 5-8 \text{ МПа}$. Збільшення витрати газу веде до значного зменшення коефіцієнта ефективності і до звуження горизонтальної ділянки графіка, де його значення близьке до максимального. Отримані залежності дозволяють визначати ефективність розділення газорідної суміші в дегазаторах модернізованої конструкції при різних режимах експлуатації, а також вказати конструктивні параметри, які дозволяють досягнути заданої ефективності.

4.2 Перевірочний розрахунок валу вакуумного насоса

Вал вакуумного насоса працює на кручення в умовах постійного навантаження. Умова міцності валу в даному випадку матиме вигляд:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_p} \leq [\tau], \quad (4.7)$$

де $M_{кр}$ – крутний момент на валу;

W_p – полярний момент інерції перерізу валу.

В свою чергу:

$$M_{кр} = \frac{30N}{\pi \cdot n}; \quad W_p = \frac{\pi \cdot d^3}{16}; \quad [\tau] = \frac{(0,5 \dots 0,6)\sigma_m}{k}, \quad (4.8)$$

де N – потужність електродвигуна насоса, Вт;

n – частота обертів валу електродвигуна насоса, об/хв;

d – діаметр валу в найслабшому перерізі, м;

σ_m – границя текучості матеріалу валу, Па;

k – коефіцієнт запасу міцності.

З формули (4.7) з врахуванням формули (4.8) отримаємо:

$$k = \frac{\pi^2 d^3 n \sigma_m}{960N}. \quad (4.9)$$

З технічної характеристики дегазатора (див. п. 2.3) $N = 30$ кВт, $n = 1430$ об/хв. Вал виготовлений із сталі 45 ГОСТ 1050-74, для якої $\sigma_m = 360$ МПа, і має найслабший переріз у місці посадки ведучої напівмуфти –

$d = 55$ мм.

Підставивши вихідні дані у формулу (4.9) отримаємо:

$$k = \frac{\pi^2 \cdot 55^3 \cdot 1430 \cdot 360 \cdot 10^{-6}}{960 \cdot 30} = 29,35,$$

що більше, ніж достатньо.

Перевіримо також шпонкове з'єднання на зминання в цьому ж самому перерізі.

$$\sigma_{зм} = \frac{2M_{кр}}{d(h-t_1) \cdot (l-b)} \leq [\sigma_{зм}], \quad (4.10)$$

де h – висота шпонки, $h = 10$ мм;

t_1 – глибина пазу валу, $t_1 = 6$ мм;

l – довжина шпонки, $l = 70$ мм;

b – ширина шпонки, $b = 16$ мм.

$[\sigma_{зм}]$ – допустиме напруження на зминання, $[\sigma_{зм}] = 100$ МПа.

Підставивши вихідні дані у формулу (4.10), отримаємо:

$$\sigma_{зм} = \frac{2 \cdot 200 \cdot 10^{-9}}{55 \cdot (10 - 6) \cdot (70 - 16)} = 33,7 \text{ МПа} \leq [\sigma_{зм}].$$

Умова міцності виконується.

4.3 Перевірочний розрахунок вакуумного ресивера

Однією з найчастіших причин виходу з ладу дегазатора є зминання вакуумного ресивера. Визначимо мінімальну товщину стінки ресивера, при якій конструкція буде здатна витримувати існуючі навантаження. Розрахункова схема наведена на рисунку 4.2.

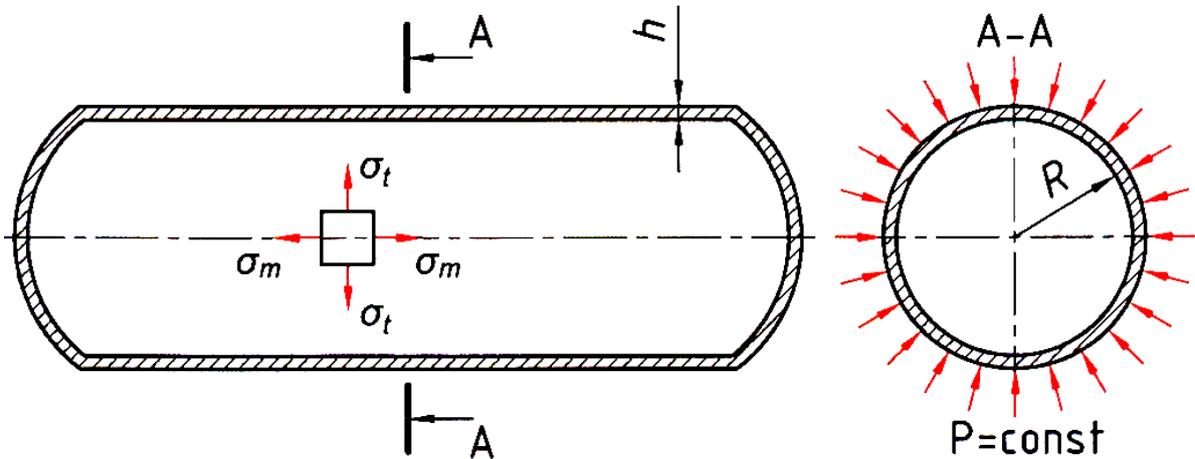
При розрахунку приймемо наступні припущення:

– вакуумний ресивер будемо вважати тілом обертання з осесиметричним навантаженням;

– розрахунок будемо проводити для серединного перерізу А-А по безмоментній теорії оболонок – тобто товщину стінки h вважаємо незначною у

порівнянні з радіусом R та нехтуємо крайовим ефектом;

– дію вакууму на стінки оболонки замінюємо еквівалентним зовнішнім надлишковим тиском P .



Згідно [1] кільцеві і меридіональні напруження будуть рівні:

$$\sigma_t = \frac{P \cdot R}{h}; \quad \sigma_m = \frac{P \cdot R}{2h}. \quad (4.11)$$

Еквівалентне напруження знайдемо за IV теорією міцності:

$$\sigma_{IV} = \sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_t^2 - \sigma_m \cdot \sigma_t} \leq [\sigma]. \quad (4.12)$$

Підставивши (4.11) у (4.12) отримаємо:

$$h \geq \frac{\sqrt{3} \cdot P \cdot R}{2[\sigma]}. \quad (4.13)$$

Вихідні дані для розрахунку наступні:

$$P = 0,1 \text{ МПа}; R = 0,3 \text{ м}; [\sigma] = 20 \div 30 \text{ МПа}.$$

Тоді:

$$h \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 0,1 \cdot 0,3}{2 \cdot 20} = 1,3 \text{ мм}$$

Розрахунки показують, що при зменшенні товщини стінки ресивера з 4 мм приблизно до 1,3 мм відбудеться руйнування останнього.

Висновки

Проведені розрахунки з визначення залежності коефіцієнта ефективності модернізованого дегазатора від його параметрів, перевірочні розрахунки валу вакуумного насоса та вакуумного ресивера вказують на працездатність модернізованого дегазатора, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5 МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання

5.1.1 Підготовчі роботи перед монтажем обладнання

Монтаж бурової установки БУ 5000 ЕУ, яка була обрана для будівництва свердловини глибиною 5500 м, передують наступні підготовчі роботи. Ділянка для буріння (будівельний майданчик) розподіляється в установленому порядку організації-будівельникові (Хрещищенському відділенню бурових робіт).

З поверхні будівельного майданчика родючий шар зрізається і переміщається за межі будівельного майданчика для зберігання, а в наступному (після розбирання бурової установки і перевезення на інше місце монтажу) використовується для відновлення (рекультивації) землі. Використовуються бульдозери. Ями під опори силової електропередачі і привезових конструкцій бурять буровою машиною, обладнаною на шасі автомобіля. Траншеї, канави і ями під фундаменти викопують екскаватори.

Всі види робіт, включених в цикл будівництва свердловин, згруповані в такі етапи [6]:

1) Підготовчі роботи з монтажу бурового обладнання (планування майданчика для буріння, налагодження під'їзних доріг, установка водопроводів, підводних ліній електропередач).

2) Установка бурового обладнання (установка фундаментів і установка блоків обладнання на них, комплектація обладнання, накриття вежі та обладнання, установка ємностей і побутових блоків).

3) Підготовчі роботи по бурінню стовбура свердловини (визначення напрямку, оснащення системи шківів талевої системи, складання та випробування механізмів механізації спуско-піднімальних операцій, які прискорюють робочий процес, підвіска машинного ключа, перевірка інструментів, центрування вежі, перевірка горизонтальності ротора) .

4) Буріння свердловини, закріплення її стінок за допомогою обсадних

колон, поділ пластів.

5) Повторне розкриття продуктивного пласта (при перекритому колоною пласті), випробування, освоєння і здавання свердловини в експлуатацію.

6) Демонтаж бурового устаткування.

7) Перевезення обладнання на нову точку буріння.

Розташування бурового обладнання і всіх конструкцій на будівельному майданчику орієнтується за напрямом прийомного містка, який вибирається залежно від нахилу місцевості і напрямку переважних вітрів.

При спорудженні бурової установки на не похилій поверхні напрямок прийомного містка вибирається в залежності від напрямку переважаючих вітрів так, щоб прийомного містка і ворота вежі лежали з підвітряної сторони. Таке розташування блоку вежі в більшій мірі захищає місце буріння від впливу вітрів і опадів [26].

При спорудженні бурової установки на похилій місцевості напрямок прийомного мосту вибирається відповідно до нахилу рельєфу так, що обладнання системи циркуляції бурового розчину розташоване в напрямку нахилу місцевості. Недотримання цієї умови призведе до того, що шлам і технологічна вода потраплять на фундамент бурового обладнання і на підвежову площадку до противикидного обладнання.

5.1.2 Монтаж насосно-циркуляційного комплексу

Загальна довжина насосно-циркуляційного комплексу залежить від параметрів бурових розчинів, використовуваних умов і технології буріння, а також від механізмів, які використовуються для очищення і дегазації бурового розчину. Циркуляційна система бурової установки БУ 5000 ЕУ включає в себе: 50 м жолобів, гідроциклон, два вібросита, дві гідромішалки, шість ємностей для реагентів, кожен по 10 і 15 м³, приймальні ємності на 80 і 120 м³. Ширина жолобів становить 800 мм, а висота – 600 мм.

Збирається систему циркуляції з нахилом 1:100 в напрямку руху бурового

розчину. З гирлом свердловини циркуляційна система з'єднана канавкою з меншим поперечним перерізом. Для більшої жорсткості напівкруглих поперечних жолобів до них можуть бути приварені спеціальні опори для перехідних шляхів [10]. Установка жолобів починається з установки металевих козлів через кожні 10-12 м, щоб зменшити швидкість руху промивальної рідини в жолобах, перегородки зварюються висотою 150-180 мм. Зниження швидкості рідини сприяє випаданню шламу із розчину. Перед кожною перегородкою на дні жолоба монтується пара клапанів з маленьким жолобом діаметром 325 мм для видалення шламу в амбар. Ці жолоби дуже практичні для установки і транспортування, оскільки вони не деформуються; Взимку розчин не замерзає на стінках.

Очищенню бурового розчину приділяється серйозна увага і, отже, на буровій установці встановлюється обладнання як для грубої, так і для тонкої очистки.

Грубе очищення бурового розчину проводиться віброситами, а тонке очищення – гідроциклонними установками. Сито монтується на початку жолобної системи бурової на вирівняній площадці. Висота установки сита залежить від висоти вишкової основи. Гирловий жолоб свердловини з'єднують із прийомним жолобом сита, а відвідний лоток ванни – із циркуляційною системою. З'єднання сита з гирловою трубою й циркуляційною системою здійснюється гнучкими жолобами з метою запобігання передачі вібрації. До промивального пристрою сита підключається водопровід. Для обслуговування сита довкола нього споруджують площадку й переходи до циркуляційної системи.

Вакуумний дегазатор монтується на блоці очищення розчину або наприкінці жолобної системи, щоб уникнути повторного вспінювання дегазованого розчину при подальшому русі його по жолобах. Конструкція дегазатора передбачає наступні варіанти його монтажу залежно від конкретних умов [10]:

- 1) у зборі з ємністю й вакуумним насосом поруч із прийомною рідиною

бурових насосів шляхом установки дегазатора на спеціальному постаменті;

2) у зборі з ємністю на спеціальному постаменті з окремо встановленим вакуумним насосом;

3) на прийомній ємності бурового насоса без ємності дегазатора з окремою або спільною установкою вакуумного насоса.

Найбільш раціональним варіантом є монтаж дегазатора в зборі на окремому постаменті. У цьому випадку дегазатор монтують поруч із прийомною ємністю бурових насосів з таким розрахунком, щоб верхній край ємності дегазатора був вище максимального рівня рідини в прийомній ємності на 150-200 мм для забезпечення самопливу дегазованого розчину в ємність. Зливальна труба дегазатора похило виводиться в прийомну ємність під рівень рідини. Для приєднання зливальної труби на ємності дегазатора є спеціальні фланці.

5.1.3 Експлуатацією обладнання насосно-циркуляційного комплексу

В процесі експлуатації обладнання виникають якісні зміни стану деталей і вузлів, що викликане зносом взаємопов'язаних деталей і вузлів. Повністю попередити знос обладнання неможливо, але правильна експлуатація бурового обладнання, застосування високоякісних мастильних матеріалів і системи технічного обслуговування дає можливість продовження міжремонтного періоду роботи обладнання.

Технічне обслуговування – це комплекс операцій по підтримці працездатності по використанні за призначенням, зберіганням і транспортуванні. Він містить регламентовані в конструкторській документації операції по підтриманню працездатності впродовж всього строку його служби. В технічне обслуговування може входити контроль його технічних станів, очистка, наладка, кріплення базових з'єднань, заміна складових частин, регулювання.

Так дана конструкція дегазатора передбачає ряд таких заходів по технічному обслуговуванні.

При експлуатації установки потрібно контролювати стан вакуумного насосу і його температурний режим. Витрати води через насос повинні бути такими, щоб температура корпусу насоса була в межах 30-35 °С. Перегрів насосу призведе до зниження його працездатності. Контролювати неперервне надходження води в насос.

Через сальник насоса під час роботи повинна просочуватися тонким струменем вода. Затягувати сальники не можна в зв'язку попередження швидкого зносу сальника і валу насосу.

Контролювати температуру підшипників, яка не повинна перевищувати температуру навколишнього середовища більше ніж на 40-45 °С і не повинна бути більше 75 °С.

В зимовий час, після завершення роботи, потрібно злити воду з насосу, викрутивши нижню пробку. Перед пуском насос потрібно прогріти і повернути його вал, після чого здійснювати пуск. При пуску установки потрібно відкрити воду на вакуумний насос і включити електродвигун насосу. Впродовж декількох циклів прослідити за роботою викидних клапанів і системи переключення камер.

При живленні установки від малопотужної установки, пуск насосу і системи переключення камер здійснювати «всуху», відкривати воду на насос після розкручення електродвигуна [26].

При зупинці установки потрібно виключити електродвигун вакуумного насосу, перекрити воду на насос і закрити засувку на жолобі, пропустивши буровий розчин із свердловини в приймальну ємність бурових насосів.

В зимовий час перед зупинкою агрегату перекрити надходження розчину і працювати до повного оголення приймальних патрубків, щоб продути приймальні клапани і трубопроводи вище клапанів. З цією метою необхідно вручну два рази переключити клапан-розрядник і продути дві камери. Для запобігання замерзання насосу потрібно злити воду.

В систему переключення дегазаційних камер входить клапан-розрядник і поплавкові регулятори рівня з золотником. Необхідно систематично перевіряти стан клапана розрядника і легкість його переключення. Зовнішнім оглядом

перевірити стан манжетних атмосферних клапанів і прослуховуванням через корпус перевірити відсутність витікання повітря у внутрішніх клапанах при роботі установки.

Перевірити герметичність сальників поплавкового регулятора і кріплення зовнішніх важелів золотникового механізму. Один раз на тиждень змащувати штоки золотників дизельним мастилом [26].

5.1.4 Розрахунок чисельності монтажної бригади

Кількість основних робітників розраховують за професіями, виходячи з трудомісткості річної програми по видах робіт [20]:

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

де $\sum T$ – сумарна трудомісткість річної програми монтажу бурової установки БУ 5000 ЕУ;

$F_{д.р.}$ – дійсний фонд часу одного робітника, год;

k – коефіцієнт використання робочого часу робітника.

Дійсний фонд часу одного робітника розраховуємо, виходячи з нормативного фонду часу, за формулою:

$$F_{д.р.} = F_{д.р.}^{норм} - (0,12 \cdot F_{д.р.}^{норм}), \quad (5.2)$$

де $F_{д.р.}^{норм}$ – нормативний дійсний фонд часу одного робітника, год.;

0,12 – витрати часу при 24-денній відпустці, які складають 12%.

Звідси:

$$F_{д.р.}^{норм} = (D_K - D_B - D_{СВ} - D_{ПСВ}) \cdot \Psi_{рз} / D_{рз} + D_{ПСВ} \cdot \Psi_{зм}, \quad (5.3)$$

де D_K – кількість календарних днів у році, $D_K = 365$ днів;

D_B – кількість вихідних днів у році, $D_B = 104$ днів;

$D_{СВ}$ – кількість святкових днів у році, $D_{СВ} = 10$ днів;

$D_{ПСВ}$ – кількість передсвяткових днів у році, $D_{ПСВ} = 8$ днів;

$D_{рз}$ – кількість робочих годин у тижні, $D_{рз} = 40$ год.;

$D_{рд}$ – кількість робочих днів в тиждень; $D_{рд}=5$ год.;

$T_{зм}$ – кількість робочих годин у передсвяткові дні, $T_{зм}=7$ год.

$$F_{Д.Р.}^{НОРМ} = (365 - 104 - 10 - 8) \cdot 40 / 5 + 8 \cdot 7 = 2000 \text{ год.}$$

Тоді $F_{Д.Р.} = 2000 - (0,12 \cdot 2000) = 1760$ год.

Для визначення трудомісткості виконання монтажу бурової установки БУ 5000 ЕУ використовуємо норми часу на її крупноблоковий монтаж [29], розроблені нормативно-аналітичним центром Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України” згідно таблиці 5.1.

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

№п\п	Зміст робіт	Норма часу, год
1	2	3
1	Підготовчі роботи	2050,0
2	Монтаж вишково-лебідкового блоку	488,0
3	Монтаж приводного блоку	135,8
4	Монтаж насосного блоку	133,5
5	Монтаж блока приготування глинистого розчину	83,0
6	Монтаж зовнішньої частини ПВО	123,0
7	Монтаж маніфольда циркуляційної системи	284,0
8	Монтаж доливної ємності	41,3
9	Монтаж водяної ємності	10,6
10	Монтаж блока паливно-мастильних матеріалів	8,8
11	Монтаж блока рідких хімреагентів	18,5
12	Монтаж складу сипучих матеріалів	8,9
13	Монтаж блока допоміжного обладнання	29,4
14	Монтаж приймального моста	73,6
15	Монтаж енергообладнання	28,6
16	Монтаж пневмосистеми	42,1

17	Монтаж трубопроводів	182,7
18	Електромонтажні роботи	825,0
19	Заклучні роботи	72,0
20	Всього:	4638,8

Монтаж бурової установки проводиться на протязі приблизно 1-го місяця, тоді дійсний фонд часу одного робітника буде дорівнювати 260 годин, а

$$F_{д.р.} = 260 - (0,12 \cdot 260) = 240 \text{ год.}$$

Тоді кількість основних робітників по даному виду робіт буде рівна:

$$R = \frac{4638,8}{240} = 18 \text{ чол.}$$

Отже, для проведення робіт даного виду необхідно 18 робітників відповідної кваліфікації, подані в таблиці 5.2.

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

Професії робітників	Розряд	Кількісний склад
Бригадир	VI	1
Вишкомонтажник	VI	1
Вишкомонтажник	V	4
Вишкомонтажник	IV	3
Вишкомонтажник	III	3
Вишкомонтажник	II	2
Вишкомонтажник-зварювальник	VI	1
Вишкомонтажник-зварювальник	IV	1
Вишкомонтажник-електромонтер	V	1

Вишкоомонтажник-електромонтер	IV	1
Разом		18

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання

5.2.1 Система планово-попереджувальних ремонтів

Деталі, вузли і машина в цілому в міру експлуатації поступово знижують рівень працездатності через виникнення в них неполадок і зносу. Неполадки (забруднення, порушення надійності і щільності з'єднань та регулювання) усуваються технічним обслуговуванням машин, а зношення – тільки ремонтом.

Основою правильної експлуатації машин є планове забезпечення їх обслуговуванням і ремонтом, що виключає або зводить до мінімуму можливість раптових відмов.

У народному господарстві широко застосовується система планово-попереджувального обслуговування і ремонту машин (система ППР),

Система ППР – комплекс заходів щодо обслуговування і ремонту машин, виконуваних профілактично по заздалегідь складеному плану для підтримки машин у справному і працездатному стані.

Система ППР передбачає наступні основні положення:

- 1) ремонт устаткування виконується через планові проміжки часу, називані міжремонтними періодами;
- 2) після планового капітального ремонту характеристика устаткування наближається до паспортних даних нового обладнання;
- 3) протягом ремонтного циклу устаткування в строгій черговості проходить усі планові ремонти, передбачені системою;
- 4) крім планових ремонтів виконується технічне обслуговування устаткування.

Технічне обслуговування, строго регламентоване за часом і обсягом,

виконується по переліку обов'язкових операцій, а ремонт планується за часом і обсягом й виконується у встановленим планом термін в обсязі, що залежить від фактичного стану машини.

Технічне обслуговування повинне по можливості виконуватися під час технологічних простоїв устаткування. Як видно з перерахованого обсягу робіт, технічне обслуговування передбачає ретельну ревізію устаткування – перевірку положення усіх фіксованих і рухомивих з'єднань, регулювання зазорів, а також перевірку працездатності окремих приладів, агрегатів і установки в цілому.

Операції технічного обслуговування виконуються, як правило, персоналом машини або установки (мотористом, механіком, оператором). Усі виконані роботи, а також замічені зношення та інші дефекти, заносяться в спеціальний журнал. Таким чином, накопичується матеріал для наступних ремонтів з урахуванням фактичного стану машини.

5.2.2 Структура ремонтного циклу планово-попереджувальних ремонтів

Структура ремонтних циклів являє собою чергування видів ремонту, що відрізняються по числу й обсягу робіт, проведених у визначеній послідовності через певні проміжки часу протягом міжремонтного циклу. Структура міжремонтного циклу розробляється для кожного виду обладнання в залежності від конструктивних особливостей і умов його роботи.

Міжремонтним циклом називається період роботи устаткування між двома черговими капітальними ремонтами, а для нового обладнання період роботи від початку введення його в експлуатацію до першого капітального ремонту.

Міжремонтним періодом називається період роботи обладнання між двома будь-якими черговими плановими ремонтами. Тривалість міжремонтного циклу і міжремонтного періоду залежить від конструкції обладнання, умов роботи його вузлів і деталей, від діючих навантажень і т.п.

Тривалість міжремонтного циклу і міжремонтного періоду визначається по числу відпрацьованих обладнанням годин з усього терміну служби вузлів і

деталей. В окремих випадках, коли облік відпрацьованих годин обладнання важко зафіксувати, тривалість міжремонтних циклів і міжремонтних періодів визначається за календарним часом їхньої експлуатації з урахуванням коефіцієнту використання устаткування за машинним і календарним часом.

Згідно [26] структура ремонтного циклу для вакуумного дегазатора має вигляд:

$$K - T - T - T - T - T - K,$$

а тривалість міжремонтного періоду – 520 маш.-год.

Ремонтні роботи в залежності від обсягу і складності поділяються на три категорії.

Поточний ремонт (ПР) ставить задачу підтримувати працездатність окремих частин у цілому справної машини.

Обсяг і складність операцій ПР порівняно невелика – перевірка стану устаткування, заміна швидкозношуваних деталей, заміна при необхідності змащення, усунення всіх дефектів, не потребуючого розбирання складних частин устаткування. Устаткування після ремонтних робіт перевіряють і регулюють.

Поточний ремонт виконується безпосередньо на місці установки й експлуатації устаткування.

Середнім ремонтом (СР) називають ремонт, при якому відновлюється працездатність важливих частин машини, втрачена в результаті природного зносу деталей. Цей ремонт зв'язаний зі значним обсягом складально-розбиральних робіт на основних агрегатах машини.

Середній ремонт стаціонарного важкого і громіздкого устаткування виконується безпосередньо на місці експлуатації; для прискорення і полегшення робіт максимально використовуються раніше відремонтовані на базі змінні деталі і вузли (принцип вузлового ремонту).

Капітальним (КР) називають ремонт, здійснюваний з метою відновлення справності і повного, або близького до повного, відновлення ресурсу виробу із заміною або ремонтом будь-яких його частин, включаючи базові, і їх

регулюванням. Важливо підкреслити, що система ППР припускає використання при ремонті машин частково зношених деталей. Отже, капітальний ремонт не завжди може забезпечити повне відновлення ресурсу машини, що необхідно враховувати при розробці технічних умов на ремонт. Системами ППР технологічного устаткування машинобудівних заводів і устаткування будівельної індустрії передбачене зниження приблизно на 10% часу міжремонтного циклу капітально відремонтованих машин у порівнянні з термінами роботи нового обладнання.

Капітальний ремонт виконується на ремонтних заводах або добре оснащених великих ремонтних базах. Іноді капітальний ремонт сполучається з роботами по модернізації устаткування, наприклад, міняється цілком або частково апаратура централізованого змащення або запуску машини, при відновленні окремих відповідальних деталей або вузлів частково міняється конструкція, застосовуються більш сучасні матеріали і методи обробки, щоб підвищити довговічність деталей або вузлів і перевести їх у більш високу по зносостійкості групу деталей.

У роботі з модернізації устаткування ремонтним підприємствам допомагають машинобудівні заводи-виготовлювачі.

5.2.3 Класифікація деталей обладнання за класами

Різні машини, що використовуються для буріння і експлуатації нафтових родовищ, мають багато деталей і вузлів, подібних між собою по конструктивних і технологічних ознаках. Так, при розбиранні бурової лебідки, бурового насоса, компресора, верстата-качалки або відцентрового насоса зустрічаються вали, осі, підшипники ковзання і кочення, корпусні деталі, рами і т.п. Незважаючи на різні форми та габарити, типові деталі і вузли різних машин виконують однакову роботу, тому зношування та інші несправності в них мають однаковий характер. Це дозволяє розбити всі деталі, що зустрічаються, на класи, для яких можуть бути запропоновані єдині технологічні прийоми

ремонту і відновлення.

Всі деталі машин діляться на рухомі і нерухомі. Рухомі деталі можуть робити обертовий і зворотно-поступальний рух. Кращою ознакою для об'єднання деталей у класи слід вважати близькість геометричної форми і однаковий характер зношування.

Таким чином, із усієї розмаїтості деталей можна виділити:

1) клас валів – довгі циліндричні рухомі деталі, у яких зношується зовнішня поверхня, – це вали, осі і штоки;

2) клас втулок – деталі трубчастої форми, у яких зношується внутрішня поверхня, – це підшипники ковзання, гільзи насосів, компресорів і двигунів внутрішнього згорання;

3) клас дисків – тіла обертання складної форми, у яких зношується як зовнішня, так і посадкова поверхня на вал або вісь, – це шестерні, шківни, муфти;

4) шатунно-поршнева група, куди відносяться поршні і шатуни.

До основних нерухомих деталей відносяться картери і рами.

Така класифікація дозволяє уніфікувати методи ремонту і відновлення деталей.

5.2.4 Технологія відновлення спрацьованих деталей

5.2.4.1 Спосіб ремонтних розмірів

На ремонтних підприємствах нафтової і газової промисловості широко застосовують різні способи ремонту деталей, що забезпечують відновлення порушених при експлуатації посадок у з'єднаннях, механічної міцності, зносостійкості і корозійної стійкості.

Сутність способу ремонтних розмірів полягає в тому, що одну зі зношених деталей з'єднання, звичайно більш трудомістку, піддають механічній обробці до задалегідь установленого ремонтного розміру з метою додання їй правильної геометричної форми й одержання необхідної шорсткості поверхні, а

іншу деталь заміняють новою або заздалегідь відремонтованою до цього ж ремонтного розміру, що забезпечує початкову посадку в з'єднанні.

Застосовують вільні і стандартні ремонтні розміри.

У якості вільного ремонтного розміру приймається найближчий розмір деталі, що дозволяє одержати необхідну геометричну форму і шорсткість поверхні. Перевагами вільних ремонтних розмірів є мінімальна трудомісткість механічної обробки і максимальна кількість ремонтних розмірів. Недоліки цього способу:

1) не можна виготовити іншу деталь з'єднання, поки не відремонтована більш трудомістка;

2) виключається взаємозамінність деталей.

Стандартні ремонтні розміри встановлюють завчасно, визначають їхню кількість і чисельні значення. Під ці розміри випускаються комплекти запасних частин.

5.2.4.2 Ремонт деталей тиском

Ремонт деталей тиском полягає у відновленні початкових розмірів робочих поверхонь пластичним деформуванням за рахунок перерозподілу матеріалу деталі. У процесі деформування матеріал деталі витісняється з неробочих ділянок на зношені поверхні, у результаті чого відновлюються форма і розміри цих поверхонь.

При ремонті деталей тиском необхідно, щоб виконувалися наступні основні вимоги:

1) наявність запасу матеріалу на неробочих ділянках деталі, що ремонтується;

2) достатня пластичність матеріалу;

3) механічні властивості відремонтованої деталі повинні бути не нижче, ніж у нової;

4) обсяги механічної і термічної обробки повинні бути мінімальними;

5) при ремонті цим способом загартованих або поверхнево зміцнених

деталей необхідно попередньо зробити відпуск або відпал деталі.

Деталі з непластичних матеріалів, наприклад з чавуна, а також деталі з малими запасами міцності і складної конфігурації ремонтувати тиском неможливо.

На процес пластичного деформування деталі великий вплив мають хімічний склад металу, характер структури, вміст домішок і розмір зерна. Найбільшою пластичністю володіють хімічно чисті метали. Зменшення розміру зерна приводить до збільшення опору деформуванню, особливо в холодному стані.

5.2.4.3 Ремонт деталей зварюванням та наплавленням

Зварюванням називається процес утворення нероз'ємного з'єднання деталей або їхніх окремих частин унаслідок міжатомної взаємодії або дії сил молекулярного зчеплення. Зварюванням з'єднують метали і неметалічні матеріали, наприклад, скло, пластмаси та ін. При зварюванні металів, за винятком холодного зварювання, роблять місцеве нагрівання частин, що з'єднуються, до переходу їх у пластичний (зварювання тиском) або в розплавлений стан (зварювання плавленням).

На ремонтних підприємствах нафтової і газової промисловості для ремонту сталевих деталей в основному застосовують ручне електродугове і рідше ручне газове зварювання. Для деталей з чавуна звичайно використовують ручне газове зварювання і рідше електродугове з нагріванням усєї деталі, з місцевим нагріванням і без підігріву. Для ремонту деталей з кольорових металів застосовують ручне газове або аргонодугове зварювання.

Устаткування, використовуване при ремонті деталей зварюванням, таке ж як і при зварюванні нових деталей.

Зварюванням з'єднують окремі частини деталей, заварюють тріщини, раковини й усувають інші дефекти.

Наплавлення – процес нанесення розплавленого металу необхідного складу на поверхню деталі, нагріту до температури плавлення. При наплавленні

нанесений шар металу міцно з'єднується з основним металом внаслідок утворення металевого зв'язку.

Наплавлення застосовують для відновлення розмірів деталі і додання заданих властивостей її поверхні шляхом правильного вибору хімічного складу і структури наплавленого металу.

Наплавлення є різновидом зварювання. Однак наплавочні процеси відрізняються від зварювальних. При наплавленні зварювальний процес використовується для нарощування на основний метал шару металу або сплаву з властивостями, які іноді відрізняються від властивостей основного металу. У зв'язку з цим до процесу наплавлення ставляться наступні основні вимоги:

1) для забезпечення заданих фізико-механічних властивостей у наплавленому шарі процес наплавлення не повинен змінювати вихідного хімічного складу і структури металу, що наноситься, тобто при наплавленні частка основного металу, наплавленого в шарі, повинна бути мінімальною;

2) для збереження міцності деталі, що ремонтується, процес наплавлення не повинен змінювати її вихідного хімічного складу, структури і напруженого стану;

3) наплавлений шар повинен мати досить високу міцність зчеплення з основним металом.

Маса наплавленого металу звичайно незначна стосовно маси основного металу, тому що в деталі зношується, як правило, поверхневий шар, в якому необхідно відновити або створити більш зносостійкий шар. Процес наплавлення відрізняється високою економічністю.

Процес металізації полягає в нанесенні розплавленого металу на спеціально підготовлену поверхню деталі розпиленням його струменем повітря або газу. Частки розплавленого металу, вдаряючись об поверхню деталі, заповнюють попередньо створені на поверхні нерівності, у результаті чого відбувається їхнє механічне закріплення, а також виникає молекулярне схоплювання між напилим і основним металом. У результаті загартування,

окислювання і наклепу часток напилюючого металу твердість матеріалу покриття підвищується. Розрізняють газову, електродугову, високочастотну, тигельну і плазменну металізацію. Напилюваний матеріал застосовується у виді дроту, стрічки або порошку. Щільність напиленого шару залежить від швидкості часток при ударі, а отже, від відстані між соплом і поверхнею деталі. Розплавлена куляста частка сталі при розпиленні окисляється. На великих відстанях плівка окислів встигає стати товстішою, тому при ударі об поверхню відбувається розтріскування оболонки з викидом рідкого металу через тріщини, і покриття в цьому випадку складається з перекриваючих одна одну лусочок. При ударі часток металу, не утворюючи плівки окислів (мідь і її сплави), виходить покриття, у якому важко знайти сліди металізаційних часток.

До переваг електрометалізації варто віднести високу продуктивність процесу. Основні недоліки електрометалізації – значне вигорання легуючих елементів, окислювання напилюючого металу, низькі механічні властивості напиленого шару і великі втрати металу при напилюванні. Електродугові металізатори можуть бути використані для напилювання сталей і кольорових металів.

5.2.5 Перелік та послідовність робіт при ТО та поточному ремонті дегазатора

В процесі експлуатації обладнання виникають якісні зміни стану деталей і вузлів, що викликане зносом взаємопов'язаних деталей і вузлів. Повністю попередити знос обладнання неможливо, але правильна експлуатація бурового обладнання, застосування високоякісних мастильних матеріалів і системи технічного обслуговування дає можливість продовження міжремонтного періоду роботи обладнання.

Технічне обслуговування – це комплекс операцій по підтримці працездатності по використанні за призначенням, зберіганням і транспортуванні. Він містить регламентовані в конструкторській документації

операції по підтриманню працездатності впродовж всього строку його служби.

В технічне обслуговування може бути входити контроль його технічних станів, очистка, наладка, кріплення базових з'єднань, заміна складових частин, регулювання.

Так дана конструкція дегазатора передбачає ряд таких заходів по технічному обслуговуванні.

5.2.5.1 Вакуумний насос

При експлуатації установки потрібно контролювати стан вакуумного насосу і його температурний режим. Витрати води через насос повинні бути такими, щоб температура корпусу насоса була в межах 30-35 °С. Перегрів насосу призведе до зниження його працездатності. Контролювати неперервне надходження води в насос.

Через сальник насоса під час роботи повинна просочуватися тонким струменем вода. Затягувати сальники не можна в зв'язку попередження швидкого зносу сальника і валу насосу.

Контролювати температуру підшипників, яка не повинна перевищувати температуру навколишнього середовища більш ніж на 40-45 °С і не повинна бути більше 75 °С.

В зимовий час, після завершення роботи, потрібно злити воду з насосу, викрутивши нижню пробку. Перед пуском насос потрібно прогріти і повернути його вал, після чого здійснювати пуск. При пуску установки потрібно відкрити воду на вакуумний насос і включити електродвигун насосу. Впродовж декількох циклів прослідити за роботою викидних клапанів і системи переключення камер.

При зупинці установки потрібно виключити електродвигун вакуумного насосу, перекрити воду на насос і закрити засувку на жолобі, пропустивши буровий розчин із свердловини в приймальну ємність бурових насосів.

В зимовий час перед зупинкою агрегату перекрити надходження розчину і працювати до повного оголення приймальних патрубків, щоб продути

приймальні клапани і трубопроводи вище клапанів. З цією метою необхідно вручну два рази переключити клапан-розрядник і продути дві камери. Для запобігання розмерзання насосу потрібно злити воду.

5.2.5.2 Система переключення камер

В систему переключення дегазаційних камер входить клапан-розрядник і поплавкові регулятори рівня з золотником. Необхідно систематично перевіряти стан клапана-розрядника і легкість його переключення. Зовнішнім оглядом перевірити стан манжетних атмосферних клапанів і прослуховуванням через корпус перевірити відсутність витікання повітря у внутрішніх клапанах при роботі установки.

Перевірити герметичність сальників поплавкового регулятора і кріплення зовнішніх важелів золотникового механізму. Один раз в тиждень змащувати штоки золотників дизельним маслом.

5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання

5.3.1 Аналіз шкідливих і небезпечних факторів, які виникають в процесі експлуатації обладнання

Сучасна бурова техніка при досконалій організації робіт і дотриманні правил безпеки повинна забезпечувати проведення бурових робіт без виникнення аварій і травм. Проте, при невиконанні затвердженої технології проведення робіт, порушенні режимів експлуатації обладнання, недотриманні безпеки і санітарії у виробничих умовах можуть виникнути шкідливі виробничі фактори.

При монтажі циркуляційної системи бурової установки потенційно-небезпечними роботами є [22]:

- 1) навантажувально-розвантажувальні роботи і роботи по переміщенню вантажів;

- 2) електрозварювальні і газорізальні роботи;
- 3) слюсарні роботи, в тому числі на висоті;
- 4) випробування лінії нагнітання бурових насосів внутрішнім тиском.

Даний дегазатор, який розглядається в магістерській роботі, входить в склад циркуляційної системи бурової установки і призначений для очищення бурового розчину від газу. У випадку із низькими температурами дегазатор рекомендується встановлювати під опалювальним укриттям. Але тоді велику небезпеку являє скупчення під укриттям газу, що виділяється в процесі дегазації промивальної рідини. Для запобігання цьому явищу газовивідну трубу дегазатора необхідно вивести в атмосферу за межі приміщення.

Суворе дотримання техніки безпеки при виконанні вищеназваних робіт дозволить уникнути виникнення нещасних випадків та випадків виробничого травматизму.

Найбільш небезпечними видами робіт при виконанні етапу «Буріння і кріплення свердловин» є спуско-підйомні операції, роботи по експлуатації бурових насосів та ліквідації інтенсивних газопроявів, газових викидів і фонтанів.

При експлуатації циркуляційної системи бурової установки мають місце наступні фізично небезпечні й шкідливі фактори [22]:

- а) надлишковий тиск в нагнітальній лінії бурових насосів;
- б) використання ядовитих хімреагентів для обробки і приготування бурового розчину;
- в) обертові частини віброст, шламових і вакуумних насосів, перемішувачів;
- г) підвищений рівень шуму;
- д) підвищений рівень вібрації;
- є) висока напруга в електричній мережі електроустаткування;
- ж) небезпека отруєння природнім газом і сірководнем при дегазації бурового розчину.

Приготування бурових розчинів, їх хімічна обробка і обважнення – дуже

працемісні операції. Для приготування бурового розчину використовують глиномішалки, гідромішалки і гідромонітори. При їх експлуатації та обслуговуванні можуть виникнути такі небезпечні фактори:

- а) привідний клиновий пас глиномішалки часто буксує або спадає зі шківів, надівання паса і його натяг пов'язані з небезпечними моментами;
- б) при не спрацюванні запобіжного пристрою в гідромішалці, при збільшенні тиску може виникнути небезпека, внаслідок того, що не буде стравлюватися надлишковий тиск;
- в) виникає підвищений рівень шуму.

Промивальний розчин, який використовують при сучасних технологічних процесах, обробляють хімічними реагентами, лугами або кислотами, а також токсичними речовинами.

Для очищення промивального розчину від розбуреної породи використовують вібраційні сита, сито-конвеєри і пісковідділювачі гідроциклонного типу. При експлуатації даного обладнання може виникнути ряд фізично-небезпечних та шкідливих факторів: підвищений рівень шуму, підвищений рівень вібрації, а також велику небезпеку при експлуатації даного обладнання викликають обертові його частини [22].

Характеристика небезпечних виробничих факторів, які здатні впливати на здоров'я працівників, дана в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Характеристика небезпечних виробничих факторів

№ п.п.	Назва та визначення фактору	Спосіб дії на людину	Можливі наслідки для працівника	Запобіжні пристосування
1	Використання несправних інструментів і пристроїв, неправильних прийомів праці	Тілесні ушкодження	Черепно – мозкові травми, каліцтво.	Використання допущених до експлуатації інструментів і пристроїв
2	Підвищений рівень звукового тиску: L=103 дБ при	Вплив на центральну нервову	Глухість, підвищення кров'яного	Використання промислових вкладишів,

	частоті $f=63\text{Гц}$	систему, послаблення уваги, зменшення працездатності	тиску	протишумових навушників
3	Попадання нафти і різних хімічних реагентів, які входять до складу промивальної рідини на шкіру робітників	Пошкодження тіла робітників	Шкіряні захворювання	Костюм, чоботи, рукавиці

5.3.2 Технічні рішення та організаційні заходи по забезпеченню безпеки технологічного процесу і обладнання

Циркуляційна система бурової установки повинна бути оснащена необхідними засобами регулювання і блокування, що забезпечують її безпечну експлуатацію.

В магістерській роботі на буровій передбачена установка доливної ємності циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Використання деформованих ємностей як доливних не дозволяється, якщо деформація ускладнює користування ємністю за призначенням. Об'єм доливної ємності повинен бути на 20% більше максимального об'єму бурильного інструменту, що повинен знаходитись у свердловині. Місткість повинна мати люк для зручного очищення від осадку, обладнана рівнеміром, проградуєрована з ціною поділки не більше 200 літрів. Шкала рівня та рівнемір повинні бути освітлені в темну пору доби. Для контролю за її станом та приведення до ладу рівнеміра ємність повинна мати сходи тунельного типу.

Для обслуговування вузлів механізмів по приготуванню і очищенню бурового розчину виготовлені площадки шириною 0,65 м з поручнями висотою 1,2 м і перехідними містками. Вздовж циркуляційних жолобів знаходяться

настили шириною 0,65 м з поручнями висотою 1,2 м, встановленими з протилежної від жолоба сторони настилу [22].

Наявність площадки навкруги глиномішалки і трапу для підйому до люка виключить можливість нещасних випадків, пов'язаних із завантаженням невеликих об'ємів хімреагентів.

В сучасних конструкціях глиномішалок їх привод (електродвигун) розташовується на окремій рамі. При неправильному монтажі або не надійному закріпленні електродвигуна привідний пас часто буксує або спадає зі шківа глиномішалки. Надівання паса і його натяг пов'язані з небезпечними моментами. Для виключення нещасних випадків в БУ запроектовано виконати установку електродвигуна з механізмом для натягування паса на одній рамі з глиномішалкою.

При завантаженні глиномішалки можливе попадання глини на пас, що порушує нормальну роботу привода, тому огороження глиномішалки повинно задовольняти наступні вимоги [22]:

- лобові щити повинні бути металічними і суцільними по всій поверхні привідного паса;
- огороження із сторони глиномішалки також повинно бути суцільним;
- огороження повинно легко зніматися і встановлюватися, навіть якщо нема підймальних механізмів;
- огороження повинно бути прикріплено до рами глиномішалки і поставлятися в комплекті з нею.

З метою полегшення завантаження глини в глиномішалку застосовано пристосування, яке складається із похилих направляючих рейок, по яким переміщається візок з глиною. Привод візка здійснюється від одного із валів глиномішалки, на якому насаджена муфта, зв'язана передачею із шківом вала; на валу насаджений барабан лебідки для намотування каната, закріпленого до візку. Барабаном переміщення візка керує робітник за допомогою важеля з спеціальним пристроєм включення і виключення барабана.

Недоочищення бурового розчину від газу та більшого його накопичення,

внаслідок попадання його в свердловину, може привести до газопроявів та забруднення навколишнього середовища газом, що в свою чергу може привести до аварій на свердловині та отруєння газом робочого персоналу. Внаслідок цього може вийти з ладу обладнання, яке входить до бурової установки і обслуговуюче обладнання, або навіть і сама бурова установка.

Даний недолік вирішений в магістерській роботі шляхом модернізації дегазатора, в якому між дегазаційною ємністю і вакуумною лінією встановлена додаткова вакуумна камера, де розміщені пневмоприводи. Вони блокуються жорстким зв'язком з двосторонніми відокремлювачами з можливістю поперемінного з'єднання кожної накопичувально-зливної камери з вакуумною лінією або з атмосферою. Приймальні клапани встановлені безпосередньо від дегазаційної ємності в накопичувально-зливні камери. Пневмоприводи з'єднані через перепускні клапана з вакуумною лінією і з атмосферою. Регулятор витрати встановлений підпружинено на вхідному торці всмоктуючого патрубка в дегазаційній ємності. В додатковій вакуумній камері встановлено поплавковий клапан.

Завдяки такому вдосконаленню накопичення і зливання бурового розчину здійснюється синхронно і без втрат вакууму та зниження темпу дегазації, а також забезпечується висока надійність, оскільки система управління дегазатором не контактує з розчином.

5.3.3 Інженерні розрахунки з техніки безпеки, передбачені в проекті

Захисне заземлення – це з'єднання із землею металевих частин, які в звичайних умовах знаходяться не під напругою, але можуть опинитися під напругою при порушенні ізоляції електроустановок.

Захисне заземлення призначається для захисту від ураження електричним струмом в електроустановках напругою до 1000 В змінного струму з ізольованою нейтраллю та постійного струму з ізольованою середньою точкою, а також із напругою, вищою ніж 1000 В, змінного і

постійного струмів із будь-яким режимом нейтралі.

Фізична суть захисного заземлення полягає в тому, що створене між металевим корпусом устаткування та землею електричне з'єднання має досить малий опір порівняно з тілом людини. Цей опір дозволяє знизити силу струму, що проходить через тіло людини, до допустимого значення.

Відповідно до вимог ПУЕ найбільш допустимий опір заземленого пристрою установок напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю складає 10 Ом при сумарній потужності джерел живлення даної мережі не більше 100 кВА та 4 Ом – в інших випадках [5].

Заземлення бувають двох видів – природними та штучними.

Природні – прокладені в землі водопровідні й інші металеві трубопроводи без ізоляції (крім трубопроводів із горючими речовинами), обсадні труби свердловин, металеві та залізобетонні конструкції підземної частини будівель і споруд, свинцеві оболонки кабелів та інші конструкції.

Розрахунок таких заземлень можливо виконувати за допомогою спеціально розроблених номограм, які враховують питомий опір ґрунту, довжину і діаметр трубопроводу або оболонки кабелю.

Штучне заземлення – система вертикальних та горизонтальних електродів, котрі закопують чи забивають у землю.

Вихідні дані:

питомий опір – 150 Ом·м;

електроди – по контуру;

кліматична зона – 3;

ґрунт – нормальної вологості;

$$\frac{A}{L_B} = 2; L_B = 2,5 \text{ м}; d = 3 \text{ см.}$$

Обчислюємо розрахунковий питомий опір ґрунту для вертикальних електродів за формулою [14]:

$$\rho_{\epsilon} = \rho_{\text{вим}} \psi_{\epsilon}, \quad (5.4)$$

де ψ_{ϵ} – розрахунковий коефіцієнт сезонності для вертикальних

електродів;

$\rho_{вим}$ – питомий опір ґрунту, виміряний у лабораторних умовах, Омжм.

$$\rho_e = 150 \cdot 1,3 = 195 \text{ Омжм.}$$

Визначаємо опір розтіканню вертикальних електродів із круглої та кутникової сталі за формулою:

$$R_e = \frac{\rho_e}{2\pi l} \left(Ln \frac{2l}{d} + 0,5Ln \frac{4t_1 + l}{4t_1 - l} \right), \quad (5.5)$$

де d – зовнішній діаметр електрода, м;

$$R_e = \frac{195}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \left(Ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,03} + 0,5Ln \frac{4 \cdot 1,85 + 2,5}{4 \cdot 1,85 - 2,5} \right) = 67,8 \text{ Ом.}$$

Попередньо встановлюємо необхідну кількість паралельно з'єднаних заземлювачів за формулою [14]:

$$n = \frac{R_e}{R_3 \eta_e}, \quad (5.6)$$

де η_e – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів.

$$n = \frac{67,8}{10 \cdot 1} = 6,78 \approx 7 \text{ шт.},$$

Приймаємо 7 заземлювачів.

Обчислюємо довжину горизонтального електрода при контурному влаштуванні за формулою:

$$l_2 = a \times n, \quad (5.7)$$

де a – відстань між вертикальними електродами, м;

n – прийнята кількість вертикальних електродів, шт.

$$l_2 = 5 \cdot 7 = 35 \text{ м.}$$

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для горизонтального електрода за формулою:

$$\rho_2 = \rho_{вим} \psi_2, \quad (5.8)$$

де ψ_2 – розрахунковий коефіцієнт сезонності для горизонтальних електродів.

$$\rho_2 = 150 \cdot 2 = 300 \text{ Омжм.}$$

Установлюємо опір розтіканню струму для горизонтального електрода за формулою [5]:

$$R_2 = \frac{\rho_2}{2\pi d_2} \ln \frac{l_2^2}{b_1 t_0}, \quad (5.9)$$

де b_1 – ширина штаби, м.

$$R_2 = \frac{300}{2 \cdot 3,14 \cdot 35} \ln \frac{35^2}{0,06 \cdot 5} = 11,3 \text{ Ом.}$$

Загальний опір заземлюючого пристрою:

$$R_0 = \frac{R_6 R_2}{R_6 \eta_2 + R_2 \eta_6 n} \leq R_3, \quad (5.10)$$

де η_2 – коефіцієнт використання горизонтальних електродів з урахуванням вертикальних електродів.

$$R_0 = \frac{67,8 \cdot 11,3}{67,8 \cdot 0,7 + 11,3 \cdot 1 \cdot 7} = 9,48 \leq R_3$$

Уточнюємо вибрані параметри заземлення:

$$\begin{aligned} \{R_0 \leq R_3; \{9,48 \leq 10. \\ \{R_0 \approx R_3; \{9,48 \approx 10. \end{aligned}$$

Вибрані параметри заземлення задовольняють умови перевірки, отже заземлення розраховано вірно.

Розрахунок системи пружинної віброізоляції дегазатора

Дегазатор розміщений в насосно-циркуляційній системі для очищення бурового розчину від газу.

В таблиці 5.4 наведено значення відповідних параметрів для рішення задачі.

Таблиця 5.4 – Числові значення параметрів, відповідно до умови задачі

ПАРАМЕТР	ЧИСЛОВЕ ЗНАЧЕННЯ
Маса дегазатора m , кг	50
Швидкість обертання вала n , об/хв	600
Віброшвидкість основи дегазатора V , м/с	0,072

1. Визначимо розрахункову частоту збуджуючої сили за формулою [14]:

$$f = \frac{n}{60} \quad (5.11)$$

де: n – швидкість обертання вентилятора, об/хв:

За формулою (5.8):

$$f = \frac{600}{60} = 10 \text{ Гц}$$

2. Встановимо, що для частоти 10 Гц допустиме значення середньоквадратичної швидкості на робочому місці $V_0=0,002$ м/с.

3. По відомому значенню віброшвидкості основи дегазатора, що отриманий шляхом вимірювання ($V=0,072$ м/с), визначаємо величину коефіцієнта передачі:

$$T_z = \frac{V_c}{V} = \frac{1}{36}$$

4. Визначимо частоту власних коливань системи віброізоляції [5]:

$$f_0 = \frac{f}{\sqrt{\frac{1}{T_z} + 1}} = \frac{10}{\sqrt{\frac{1}{\frac{1}{36}} + 1}} = 1.64 \text{ Гц} \quad (5.12)$$

$$\omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot f_0 = 10.3 \text{ с}^{-1} \quad (5.13)$$

5. Приймаємо кількість віброізоляторів $N=4$ і визначимо статичне навантаження на одну пружину:

$$P_{ст} = \frac{9.8 \cdot m}{N} = \frac{9.8 \cdot 50}{4} = 122.5 \text{ Н}$$

6. Встановимо необхідну жорсткість одного віброізолятора:

$$C_1 = \frac{C}{N} \quad (5.14)$$

де: $C = m \cdot \omega_0^2$ - загальна жорсткість системи віброізоляторів, Н/м

$$C = 50 \cdot 10.3^2 = 5304.5 \text{ Н / м}$$

$$C_1 = \frac{5304.5}{4} = 1326.1 \text{ Н / м}$$

7. Максимальне розрахункове навантаження на одну пружину з врахуванням дії гармонічної збуджуючої сили рівне [14]:

$$P_{MAX.P.} = P_{ст} + 1.5 \cdot P_{дин} \quad (5.15)$$

де: $P_{дин} = \chi \cdot C_1$; тут χ - амплітуда вертикальних коливань системи під дією

гармонічної збуджуючої сили, що визначаються:

$$\chi = \frac{1}{4 \cdot (f^2 - f_0^2)} = \frac{1}{4 \cdot (10^2 - 1.64^2)} = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$P_{\text{ДИН}} = 2.5 \cdot 10^{-3} \cdot 1326.1 = 3.31 \text{ Н}$$

$$P_{\text{МАХ.Р.}} = 122.5 + 1.5 \cdot 3.31 = 127.4 \text{ Н}$$
(5.16)

8. Тип віброізолятора вибираємо за даними, які наведені в таблиці, дотримуючись наступних умов:

$$P_{\text{МАХ}} \geq P_{\text{МАХ.Р.}}, aC_0 < C_1$$
(5.17)

Згідно наведених табличних даних (табл. 5.5) та проведеного розрахунку, вибираємо пружину віброізолятора марки ДО-39, для якої:

1. Максимальне робоче навантаження пружин $P_{\text{МАХ}}=216 \text{ Н}$.
2. Жорсткість пружин в поперечному напрямку $C_0=0,46 \text{ Н/м} \cdot 10^4$.
3. Діаметр дротини 4 мм.
4. Діаметр пружини 40 мм.

Таблиця 5.5 – Параметри типових опорних пружин

НАЙМЕНУВАННЯ ПАРАМЕТРА	МАРКА ПРУЖИН							
	ДО-38	ДО-39	ДО-40	ДО-41	ДО-42	ДО-43	ДО-44	ДО-45
Максимальне робоче навантаження пружин Н, $P_{\text{МАХ}}$	118	216	333	539	941	1646	2381	3724
Жорсткість пружин в поперечному напрямку, $\text{Н/м} \cdot 10^4, C_0$	0,46	0,62	0,83	1,23	1,68	3,0	3,64	4,5
Діаметр дротини, мм	3	4	5	6	8	10	12	15
Діаметр пружин, мм	30	40	50	54	72	80	96	120

5.3.4 Заходи з пожежної безпеки

Найбільшу небезпеку при бурінні свердловин становить виникнення некерованого фонтанування [22]. Відкриті фонтани виникають в наступних випадках: 1) при несправному противикидному устаткуванні або його відсутності; 2) при неякісному монтажі противикидного устаткування і маніфольда; 3) якщо тиск на гирлі при закритті превенторів перевищує міцність

обсадної колони; 4) при невчасному закритті противикидного устаткування, коли часто виходять з ладу гумові елементи превенторів; 5) при неякісному цементуванні обсадних колон, на яких встановлено противикидне устаткування, що приводить до прориву газу за ними при герметизації гирла під час викидів.

Відкриті фонтани часто супроводжуються пожежами, оскільки можливе самозагорання від зіткнення газу або нафти з незнеструмленими і недостатньо захищеними електроприладами і устаткуванням, від удару твердих частинок, що виходять із струменем фонтану, об устаткування, від необережності персоналу.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000 ЕУ, особливості проведення монтажу її насосно-циркуляційного комплексу та порядок дій під час монтажу, експлуатація обладнання насосно-циркуляційного комплексу. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки БУ 5000 ЕУ. На основі проведених розрахунків потрібно 18 робітників; кількісний склад монтажної бригади поданий в таблиці.

За даними експлуатації було описано план-графік та структуру ремонтного циклу планово-попереджувальних ремонтів, класифікацію деталей обладнання за класами. Було розглянуто технологію відновлення спрацьованих деталей, послідовність робіт при ТО та поточному ремонті дегазатора. Також проаналізовані потенційні небезпеки при експлуатації обладнання насосно-циркуляційного комплексу бурової установки, методи і засоби для забезпечення нормальних умов праці, наведені інженерні розрахунки, розроблені заходи з пожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено порівняльний аналіз бурового обладнання та устаткування, охарактеризовано позитивні та негативні сторони обладнання насосно-циркуляційних комплексів, проведено розрахунок основних параметрів та на його основі було вибрано бурову установку для буріння свердловини глибиною 5500 м, коротко розглянуто конструкційні та технологічні особливості вибраного дегазатора.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” обґрунтована доцільність та економічна ефективність введення запропонованих технічних рішень із удосконалення конструкції дегазатора, запропоновано вдосконалення конструкції дегазаційних камер, обґрунтовано її технічну доцільність. Модернізований дегазатор вигідно відрізняється від аналога додатковою вакуумною камерою, яка встановлена між вакуумною лінією і дегазаційною ємністю; приймальні клапани встановлені безпосередньо від дегазаційної ємності в накопичувально-зливні камери; вакуумна лінія оснащена поплавковим клапаном в додатковій вакуумній камері. При використанні запропонованого вдосконалення забезпечується синхронність накопичення і зливання розчину і не допускаються втрати вакууму та зниження темпу дегазації, а також при цьому забезпечується висока надійність, оскільки система управління дегазатором не контактує з буровим розчином. За результатами розрахунків видно, що при впровадженні удосконаленої конструкції дегазатора економічний ефект складатиме 219370 грн., що свідчить про доцільність запропонованої модернізації.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” теоретично обґрунтовано необхідність створення модернізованого дегазатора, досліджено рух суміші по внутрішній поверхні камери дегазатора. Результати дослідження ефективності процесу дегазації у модернізованому дегазаторі показано графічними залежностями, які вказують на те, що розроблена теорія уможливорює для кожного конкретного випадку бурового розчину і складу газової фази, що її насичує,

здійснювати вибір оптимальних розмірів дегазаційної камери дегазатора і режиму руху розчину із газом в ній, що забезпечить максимальний ефект дегазації. Також встановлено, що мінімальне значення швидкості руху бурового розчину, за якого починається дегазація, дуже сильно залежить від величини середнього діаметра бульбашок, яка визначається термодинамічними умовами, в яких перебуває рідина, і складом її газової фази. Чим менший середній діаметр бульбашок, тим при більшій швидкості починається процес дегазації і тим більший діапазон швидкостей, в межах якого зростає коефіцієнт ефективності дегазатора.

4. Проведені розрахунки в розділі “Розрахунки працездатності” підтверджують ефективність технічного рішення із удосконалення конструкції дегазатора, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу та експлуатації обладнання насосно-циркуляційного комплексу. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки БУ 5000ЕУ, отримано 18 робітників; поданий кількісний склад монтажної бригади. За даними експлуатації було описано план-графік та структуру ремонтного циклу планово-попереджувальних ремонтів, класифікацію деталей обладнання за класами. Було розглянуто технологію відновлення спрацьованих деталей, послідовність робіт при ТО та поточному ремонті дегазатора. Також проаналізовані потенційні небезпеки при експлуатації обладнання насосно-циркуляційного комплексу бурової установки, методи і засоби для забезпечення нормальних умов праці, наведені інженерні розрахунки, розроблені заходи з пожежної безпеки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Баласанян Р.А. Атлас деталей машин: Навч. посібник для техн. вузів. – Харків: Основа, 1996. – 134 с.
2. Бедрій Я. І. Охорона праці : Навчальний посібник. Львів : ПТВФ Афіша, 1997. 258 с.
3. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. – Львів: Світ, 1996. – 620 с.
4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
5. Бойчук Ю. Д. Шульга М. В. Основи екології та екологічного права. Навч. посіб. Університетська книга – Суми-Київ, 2005. – 235 с.
6. Вольченко О.І. Курс лекцій з деталей машин та тестові завдання / О.І. Вольченко, В.С. Ловейкін, Д.Ю. Журавльов, В.Я. Малик – Івано-Франківськ. Вид-во Прикарпатського університету ім. Василя Стефаника, 2011. – 246 с.
7. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
8. Гандзюк М.П. Основи охорони праці – Київ: Основа, 2000. – 318 с.
9. Горбійчук М. І., Семенцов Г. Н. Оптимізації процесу буріння глибоких свердловин. Івано-Франківськ : Факел, 2003. 493 с.
10. ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту.
11. ДНАОП 0.00-1.32-01. Електрообладнання спеціальних установок.
12. ДсанПін 3.3.2.007-98. Норми опромінення при виконанні робіт.
13. ДБН В. 1.1.-7-2002. Державні будівельні норми України. Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва - К.: - 2002.
14. Деталі машин. Методичні вказівки до самостійної роботи. Розділ «Механічні передачі» для студентів інженерно-технічних спеціальностей вищих навчальних закладів. / Стаценко В.Є . – Житомир: ЖДТУ, 2008. – 82 с.

15. Економіка підприємства: Навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / 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.
16. Жидецький В.Ц. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.
17. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». Закон від 25.06.1991 № 1264 – XII.
18. Закон України «Про охорону праці».
19. Злобін Ю. А. Основи екології. Підручник – К. Лібра; 1998 – 246 с.
20. Ісаєв І.А. Види негативного впливу на навколишнє середовище та заходи з охорони навколишнього середовища при будівництві (бурінні) нафтогазоконденсатних свердловин // Молодий вчений. - 2014. - №10. - С. 112-116.
21. Іщенко І. І., Терещенко С. П. Оцінка економічної ефективності виробництва і затрат: навч. посіб. Київ : Вища шк., 1991. 173 с.
22. Кран кульовий КК-65х14. Керівництво з експлуатації.
23. Коновалюк Д.М. Деталі машин: Підручник / Д.М. Коновалюк, Р.М. Ковальчук – Вид. 2-ге. – К.: Кондор, 2004. – 584 с.
24. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.
25. Костриба І. В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: навч. посіб. – Івано-Франківськ : Факел, 2007 – 256 с.
26. 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.
27. Курмаз Л.В. Основи конструювання деталей машин / Л.В. Курмаз – Харків: Підручник НТУ ХПІ, 2010. – 531 с.

28. Крижанівський Є.І. Системи верхнього привода в бурових установках: аналітичний огляд параметрів і конструкцій / Є.І. Крижанівський, Ю.В. Міронов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 56 с.
29. Макаренко В.Д., Лукач В.С., Василюк В.І. і інш. Дослідження корозійних процесів екологічно небезпечних в експлуатації металоконструкцій. – Проблеми тертя та зношення.-2016.-№1(70).-С.131-136.
30. Малащенко В.О. Деталі машин. Збірник завдань та прикладів розрахунку / В.О. Малащенко, В.Т. Павлице – Львів. Новий світ – 2000, 2011. – 216 с.
31. Міняйло А.В. Деталі машин. Підручник / А.В. Міняйло, Л.М. Тіщенко, Д.І. Мазоренко та інш. – К.: «Агроосвіта», 2013. – 448 с.
32. 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.
33. Мочернюк Д. Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь. *Нафтова і газова промисловість*. 2001. №3. С. 12 – 14.
34. НПАО 1.1-21.1-20-08. Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України.
35. Овчаров Б.З. Розрахунки і проектування деталей машин / Б.З. Овчаров, А.В. Міняйло, Д.І. Мазоренко, Л.М. Тіщенко – Харків: ХНТУСГ, 2008. – 315 с.
36. 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.
37. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. Є. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2010. – 384 с.
38. Охорона праці в нафтогазовій галузі: навч. Посіб. / За редакцією Г. М. Лисяного. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. 304 с.

39. Патент 38892 України, МПК (2008.01), E21B 21/06. Пристрій для очищення бурового розчину від механічних домішок / Огородніков П.І., Світлицький В.М., Малярчук Б.М., Рибчич І.Й., Лисяний Г.М.; заявник і власник ДК Укргазвидобування НАК Нафтогаз України. – № u200809889; заявл. 29.07.08; опубл. 26.01.09. Бюл. № 2 – 4 с.
40. Покропивний С.Ф. Економіка виробництва. - К.КНЕУ, 2001. - 528 с., іл.
41. Павлище В.Т. Основи конструювання та розрахунок деталей машин / В.Т. Павлище. – К.: Вищ. шк., 2003. – 560 с.
42. Павловський М.А. Теоретична механіка. / М.А. Павловський – К.: Техніка, 2002. – 512 с.
43. Перелік потенційно небезпечних об'єктів Полтавської області, які зареєстровані у Державному реєстрі потенційно небезпечних об'єктів. Електронний доступ: <http://sfd.archives.gov.ua/user-files/Poltava.pdf>.
44. Пентюк Б. М., Назаренко І. І., Вірник М. М. Основи патентознавства та інтелектуальної власності : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2007. 195 с.
45. Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, С.С. Уманський – К.: Вища школа, 2004. – 655 с.
46. 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.
47. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.
48. Райковська Г.О. Деталі машин. Курсове проектування: навч.-метод. посібник / Г.О. Райковська, В.Д. Головня. – Житомир: ЖДТУ, 2016. – 126 с.
49. Світлицький В.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП "Міська друкарня", 2014. – 352 с.

50. Світлицький В. М, Синюк Б.Б., Троцький В. П. Техніка і технологія підземного ремонту свердловин. Харків, 2006. 235 с.

51. Типовий проект безпечної організації вишкомонтажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки. Загальні вимоги. Чернігів, 2002. 30 с.

52. Устюгов І.І. Деталі машин / І.І. Устюгов – К.: Вища школа, 1984. – 400 с.

53. *Evans G.M.* Einfluss der Streckenergie auf Mikrogefuge und Eigenschaften von C- und Mn-haltigen reinen Schweissgutem//Oerlikon- Schweissmitt. — 1990. - N 92. - P. 20-35.

54. *Keen B.J., Mills K.C., Bryant J.W.* Effect of interaction between surface active elements on the surface tension of iron//Can. Met. Quart. - 1982. - N 4. - P. 393-403.

55. Romanenko E.F., Kolmykov V.I. Chemical and Petroleum Engineering, 2014. 12. P. 32.

56. Tong Z., Liu H., Zhu F. Artificial Intelligence and Computational Intelligence, 2009. 5855. 215 p.

57. Fridman M.M., Galiullin A.A., Fomin G.D. Hydrotechnical Construction, 1978. 8. P. 14.

58. Mwachaka S.M., Wu A., Fu Q. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018. 2. P. 1.

59. Kolesnikova S.I., Yankovskaya A.E. Estimation of significance of attributes for tests in intelligent systems RAS Theory and control systems, 2008. V. 6. P. 135-148.