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. директора ННІНГ
С. Гаврик

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Удосконалення конструкції та дослідження колонної головки

Пояснювальна записка

Керівник
Ст. викладач Похилко А.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ
підпис, дата,

Виконавець роботи
Донченко Ярослав Максимович
студент, ПІБ
група 602-МН
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
к.т.н. доц. Мисковцовська О.В
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н. Совик В.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н. Совик В.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
к.т.н., доц. Шестеренко Г.М
посада, *наук. ступінь, ПІБ, підпис*

Дата захисту 22.01.2025р.

Полтава, 2025

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі на тему розроблені наступні розділи:

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" обґрунтовано вибір основного технологічного обладнання для буріння проектованої свердловини, проведено порівняльно-критичний аналіз. Проаналізовано конструкції колонних головок.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з модернізації колонної головки, запропонована модернізована конструкція колонної головки, обґрунтовано її технічну доцільність. Розрахований економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції колонної головки.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" проведено визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого технічного рішення, вибір методів досліджень основних параметрів, обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки, програма проведення досліджень, аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведено розрахунки працездатності колонної головки для підтвердження ефективності технічного рішення з її модернізації. Проведено розрахунки шпильок, фланців, клинової підвіски.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" описана організація робіт з монтажу колонних головок та її гідравлічного випробування, розрахована кількість робітників монтажної бригади. Заходи з охорони праці й техніки безпеки передбачають аналіз потенційно небезпечних факторів, які виникають при експлуатації та ремонті обладнання, методи й засоби для забезпечення нормальних умов його експлуатації.

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*
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГТ
В.о. директора ННІНГ
_____ О. Гаврик
"__" _____ 20___ року

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

Донченко Ярослав Максимович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Удосконалення конструкції та дослідження колонної головки

Керівник роботи ст. викладач Похилко Аліна Миколаївна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджена наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №816р.о

2. Строк подання студентом роботи 27.12 2024 року
3. Вихідні дані до роботи обладнання шлюз свердловини ОКК-3-168х245х324, колонна головка, арматура та фітінгова арматури.

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
Графік залежності пропускної здатності колонної головки в залежності від прохідного отвору та наявності кількість вальниць та матеріалу колонної головки.

6. Дата видачі завдання 14.10.2024

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 _____ Донченко М.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Ткаченко А.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ	4
1. Вибір та опис технологічного обладнання	6
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання	6
1.2 Конструкція колонної головки	13
2. Опис технічної пропозиції	17
2.1 Опис модернізованої конструкції колонної головки	17
2.2 Оцінка економічної ефективності	21
3. Дослідно-конструкторська робота	34
3.1 Визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого технічного рішення, які вимагають проведення науково-дослідних робіт	34
3.2 Обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки	35
3.3 Програма проведення досліджень	36
3.4 Аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень	38
4. Розрахунки працездатності	41
4.1 Розрахунок клинової підвіски	41
4.2 Розрахунок фланців	45
4.3 Розрахунок шпильок	47
5. Монтаж і експлуатація обладнання	49
5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання	49
5.2 Експлуатація та ремонт обладнання	55
5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання	76
Висновки	82
Список використаної літератури	84

ВСТУП

Актуальність теми. Колонна головка призначена для розмежування міжколонних просторів і контролю за тиском в них. Умови роботи колонної головки досить складні: навантаження від ваги обсадних колон може перевищувати в глибоких свердловинах декілька сотень кілоньютонів. Елементи колонної головки сприймають також тиск від середовища, яке контактує з ними. Колонна головка піддасться корозійному впливу. В глибоких свердловинах при закачуванні теплоносіїв їх стволи і колонні головки нагріваються до 150 – 200°С. Порушення надійності колонної головки неминуче призводить до серйозних аварій, завдавання шкоди навколишньому середовищу, а в окремих випадках може бути причиною виникнення пожежі, вибухів, нещасних випадків.

Колонні головки мають великі маси і вертикальні габарити. Висока їх металомісткість і велика потреба в них призводить до необхідності витрати на їх виготовлення значної кількості легованої сталі. Перелічені особливості умов роботи колонних головок роблять обов'язковими при їх конструюванні виконання цілого ряду вимог: забезпечення високої надійності всіх елементів в цілому колонної головки протягом терміну служби свердловини в будь-яких умовах її експлуатації, мінімальної металомісткості і вертикальних габаритів.

Недоліком використовуваних колонних головок є застосування клинової підвіски, яка є трудомісткою у виготовленні і призначена для утримування за допомогою зубів експлуатаційної колони, що істотно знижує зносостійкість клинової підвіски і надійність роботи всього гирлового обладнання в процесі проведення свердловинних робіт. Це підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції колонної головки з метою спрощення її конструкції, підвищення герметизації міжколонних просторів та надійності й безпеки експлуатації при дії різних навантажень.

Мета роботи. Модернізація конструкції колонної головки та дослідження

її роботи.

Об'єкт дослідження. Процеси зношування деталей колонної головки при дії різних навантажень.

Предмет дослідження. Властивості і характеристики модернізованої колонної головки.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. При запровадженні модернізованої конструкції колонної головки очікується: підвищення герметизації міжколонних просторів; поліпшення ремонтопридатності обладнання; підвищення надійності і безпеки експлуатації при дії різних навантажень; спрощення конструкції; можливість застосування для конструкції свердловини з хвостовиком без заміни противикидного обладнання.

Наукова новизна отриманих результатів:

- удосконалено колонну головку, що дозволить підвищити герметизацію міжколонних просторів, надійність і безпеку експлуатації при дії різних навантажень;

- досліджено колонну головку щодо доцільності внесених змін її геометричних параметрів.

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 41 найменування, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 83 сторінках комп'ютерного набору і містить 14 рисунків і 7 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 глубиною 4200 м подана на рис. 1.1.

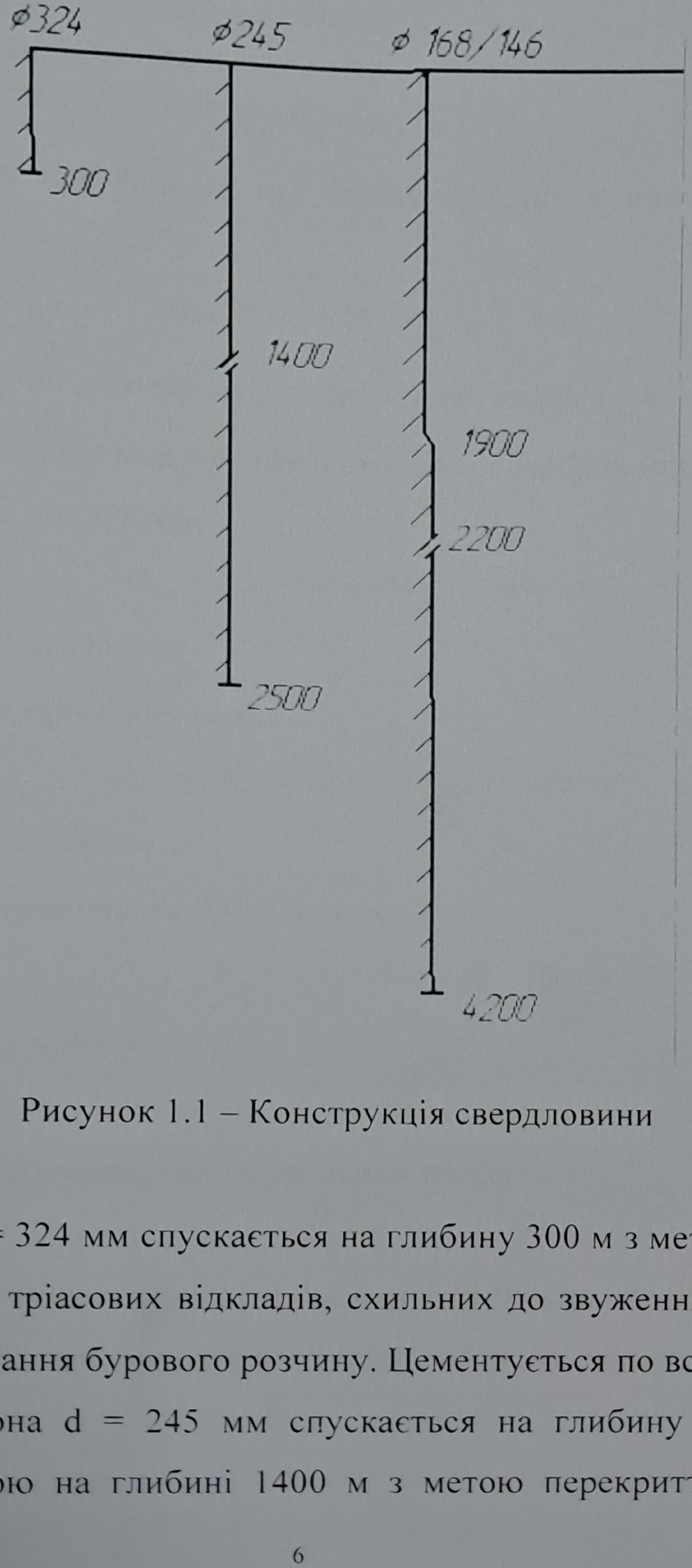


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

Кондуктор d = 324 мм спускається на глибину 300 м з метою перекриття нестійких крейдових тріасових відкладів, схильних до звуження ствола стінок свердловини і поглинання бурового розчину. Цементується по всій довжині.

Проміжна колона d = 245 мм спускається на глибину 2500 м двома секціями із стиковкою на глибині 1400 м з метою перекриття пермських і

кам'яно-вугільних відкладів, де можливі поглинання розчину. Цементується колона по всій довжині.

Експлуатаційна колона d = 168/146 мм спускається до проектної глибини 4200 м двома секціями із стиковкою на глибині 2200 м і переходом на глибині 1900 м. Цементується колона по всій довжині.

1.1.2 Розрахунок діаметрів доліт

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

$$D_{дол.} = D_{м} + 2\Delta \qquad (1.1)$$

де $D_{м}$ – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб;

2Δ – величина зазору між муфтою і стінками свердловини.

При бурінні під кондуктор:

$$D_{дол1} = D_{м1} + 2\Delta_1 = 451 + 45 = 496 \text{ мм}$$

Приймаємо $D_{дол1} = 490 мм$.

При бурінні під проміжну колону:

$$D_{дол2} = D_{м2} + 2\Delta_2 = 270 + 25 = 295 мм$$

Приймаємо $D_{дол3} = 295 мм$.

При бурінні під експлуатаційну колону:

$$D_{дол3} = D_{м3} + 2\Delta_3 = 166 + 20 = 186 мм$$

Приймаємо $D_{дол3} = 190 мм$.

1.1.3 Розрахунки обсадних і бурильних колон

1.1.3.1 Визначення довжини обважнених бурильних труб

Довжину ОБТ при бурінні під кожну обсадну колону визначаємо за формулою

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

де К – коефіцієнт, який ураховує перевищення ваги ОБТ над навантаженням на долото; приймаємо К=1,25;

G – осьове навантаження на долото; приймаємо згідно ГТН;

$q_{ОБТ}$ – вага 1м.п. ОБТ [8];

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

$j_м$ – питома вага матеріалу труб; приймаємо $j_м$=7850кг/м^3.

Під кондуктор:

$$\ell_{ОБТ}^{324} = \frac{1,25 \cdot 40 \cdot 10^3}{1920\left(1 - \frac{1120}{7850}\right)} = 30 \text{ м}$$

Під проміжну колону:

$$\ell_{ОБТ}^{245} = \frac{1,25 \cdot 150 \cdot 10^3}{1890\left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 115 \text{ м}$$

Під експлуатаційну колону:

$$\ell_{ОБТ}^{127} = \frac{1,25 \cdot 130 \cdot 10^3}{970\left(1 - \frac{1310}{7850}\right)} = 200 \text{ м.}$$

1.1.3.2 Визначення довжини бурильного інструменту

Розраховуємо бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону.

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

$$\ell_{доп} = \frac{Q^I_{доп} - \ell_{ОБТ} \cdot q_{ОБТ}\left(1 - \frac{j_{б.р}}{j_м}\right)}{q^I_{пр}\left(1 - \frac{j_{б.р}}{j_м}\right)} + \ell_{ОБТ} \qquad (1.3)$$

де $q^{I}_{пр}$ – приведена вага 1 п.м. бурильної труби [8];

$Q^{I}_{доп.}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби; визначаємо за формулою:

$$Q^{I}_{доп} = \frac{Q^{I}_{р}}{K} \qquad (1.4)$$

$Q_{р}$ – розтягуюче навантаження, при якому напруження у тілі труби досягає границі текучості [8];

К – коефіцієнт запасу міцності; приймаємо для роторного буріння К =1,4:

$$Q^{I}_{доп} = \frac{1850}{1,4} = 1321,4 \text{ кН};$$

$$\ell_{доп} = \frac{1321,4 \cdot 10^{3} - 200 \cdot 970 \cdot (1 - \frac{1310}{7850})}{254 \cdot (1 - \frac{1310}{7850})} + 200 = 5624 \text{ м}$$

Верхню частину колони складаємо із труб діаметром 127 мм із овщиною стінки 8 мм групи міцності К. Визначаємо допустиму довжину 2-ої екції за формулою

$$\ell^{II}_{доп.} = \frac{Q^{II}_{доп.} - Q^{I}_{доп.}}{q^{II}_{пр.}(1 - \frac{j_{б.р.}}{j_{м.}})}, \qquad (1.5)$$

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

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

$$Q^{II}_{доп.} = \frac{Q^{II}_{р}}{K}. \qquad (1.6)$$

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

$$\ell^{II}_{доп} = \frac{1500 \cdot 10^{3} - 1321,4 \cdot 10^{3}}{279 \cdot \left(1 - \frac{1310}{7850}\right)} = 768 \text{ м}$$

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

$$\ell^{III}_{доп} = \frac{Q^{III}_{доп} - Q^{II}_{доп}}{q^{III}_{пр}\left(1 - \frac{f_{б.р}}{f_{ст}}\right)}; \qquad (1.7)$$

де $q^{III}_{пр}$ – вага 1 м.п. бурильної труби 3–ї секції;

$Q^{III}_{доп}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби 3-ї секції

$$Q^{III}_{доп} = \frac{Q^{III}_{р}}{K}. \qquad (1.8)$$

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

$$\ell^{II}_{доп.} = \frac{1642,9 \cdot 10^3 - 1500 \cdot 10^3}{331 \cdot \left(1 - \frac{1310}{7850}\right)} = 518\ \text{м}$$

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	518
127	8К	279	768
114	8К	254	2914
ОБТ-108	-	970	200

Таблиця 1.2 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону

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	2385
ОБТ-108	-	1890	115

Таблиця 1.3 – 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	270
ОБТ-203	-	1920	30

1.1.3.3 Визначення ваги колони бурильних і обсадних труб

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

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

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

$Q_{ОБТ}$ - вага колони ОБТ;

К – коефіцієнт прихвату; приймаємо К=1,3

Під експлуатаційну колону:

$$Q^{e}_{б.к.} = (331 \cdot 518 + 279 \cdot 768 + 254 \cdot 2914 + 970 \cdot 200) \cdot 1{,}3 = 1715851{,}8H \approx 1716 \text{ кН}$$

Під проміжну колону:

$$Q^{пр}_{б.к.} = (254 \cdot 2385 + 1890 \cdot 115) \cdot 1{,}3 = 1070082 \text{ Н} \approx 1070 \text{ кН}$$

Під кондуктор:

$$Q^{k}_{б.к.} = (254 \cdot 270 + 1920 \cdot 30) \cdot 1{,}3 = 164034 \text{ Н} \approx 164 \text{ кН}$$

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 168/146 мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 2000 м:

$$Q^{I}_{e} = (2200 \cdot 254 + 2000 \cdot 374) \cdot 1{,}15 = 1502820H \approx 1503 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2200 м:

$$Q^{II}_{e} = (900 \cdot 471 + 600 \cdot 435 + 400 \cdot 399 + 300 \cdot 374) \cdot 1{,}15 = 1100205 \text{ Н} \approx 1100 \text{ кН}$$

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

1-ша секція довжиною 1100 м:

$$Q'_{пр} = (1400 \cdot 254 + 1100 \cdot 539) \cdot 1{,}15 = 1090775\,Н \approx 1091\,кН$$

2-га секція довжиною 1400 м:

$$Q''_{пр} = (570 \cdot 705 + 830 \cdot 595) \cdot 1{,}15 = 1030055\,Н \approx 1030\,кН$$

Визначаємо вагу кондуктора довжиною 1500м:

$$Q_к = 300 \cdot 945 \cdot 1{,}15 = 326025\,Н \approx 326\,кН$$

Складаємо зведену таблицю ваги всіх колон:

Таблиця 1.4 – Зведена вагова характеристика обсадних і бурильних колон

№ п/п	Назва колони	Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм і група міцн.	Глибина спуску, м	Вага колон, кН
1	2	3	4	5	7
1	Бурильний інструмент під експлуатаційну колону	140 127 114 ОБТ-146	8К 8К 8К -	518 768 2914 200	1716
2	Бурильний інструмент під проміжну колону	114 ОБТ-197	8К -	2385 115	1070
3	Бурильний інструмент під кондуктор	114 ОБТ-203	8К -	270 30	164
4	Експлуатаційна колона	114 146	8К 11Е 11К 11Д	2200 230 1040 730	1503
		168 146	12Д 11Д 10Д 11Е	900 600 400 300	1100
5	Проміжна колона	114 245	8К 9Д	1400 1100	1091
		245	12Д 10Д	570 830	1030
6	Кондуктор	324	12Д	350	326

Найбільше навантаження на гаку буде при спорудженні свердловини від ваги бурильного інструмента при бурінні під експлуатаційну колону і складає 1716 кН.

1.1.4 Вибір типу бурової установки

Згідно ГОСТ 16293-89 вибираємо п'ятий клас, для бурових установок якого регламентовані наступні параметри, що мають відношення до проектованого обладнання:

$$G_{б.у} \geq G_{max}$$

$$3200 \geq 1716.$$

Тому вибираємо бурову установку НБО-Е з найбільшою вантажопідйомністю 3200 кН.

1.2 Конструкція колонної головки

В склад гирлового обладнання свердловини входить колонна головка, за допомогою якої обв'язують обсадні колони в процесі буріння, а в процесі експлуатації вона виконує функції основи для установки обладнаня для експлуатації свердловини, яке залишається на свердловині на весь час експлуатації.

Таким чином, згідно з ГТН і проведеними розрахунками приймається колонна головка для обв'язування обсадних колон,яка випущену по ТУ 26-02-421-72: ООК3-350-168х245х324.

Обладнання типу ОКК складається з окремих складальних одиниць – колонних головок. Нижня колонна головка приєднана безпосередньо до верхнього кінця обсадної колони (кондуктор). Колонні головки встановлюють на гирлі свердловини послідовно у міру спуску і цементування обсадних колон Їх підбирають з урахуванням максимального тиску пласта, очікуваного при бурінні наступного за обсадженим інтервалу свердловини [19].

Обладнання гирла (рис. 1.2) складається з нижньої, проміжної – першої, другої колон після яких приєднується хрестовик трубної головки.

Колонна головка клинова складається із корпуса, в розточенні якого кріпиться обсадна колона за допомогою зварного з'єднання, фланців, патрубка, для регулювання затрубного простору – вентиля під манометр, клинової підвіски, манжети. В корпусі розташовані клини для підвішування наступної колони і пакер – ущільнення для герметизації міжтрубного простору. Ущільнення між фланцями колонної головки і наступної котушки виконано у вигляді кільця із маловуглецевої сталі.

Корпус колонної головки відлитий зі сталі. Колонна головка ущільнюється манжетами, виготовленими із азбестокаучука, працеспроможність яких забезпечується при температурі до 150^0 С. У заводських умовах колонні головки випробовують на тиск, який дорівнює двом робочим, тобто 70 МПа.

Фланцеві з'єднання колонних головок відповідають вимогам ГОСТ 28919-91 і забезпечують з'єднання між собою, установку блоку превенторів противикидного обладнання або фонтанної арматури без додаткових перехідних деталей.

У випадках, коли гирло свердловини розташовується в слабких або схильних до просідання грунтах, щоб уникнути вигину гирлової частини обсадної колони під дією стискаючого навантаження, нижня частина колонної головки зміцнюється сталевою плитою з укосами.

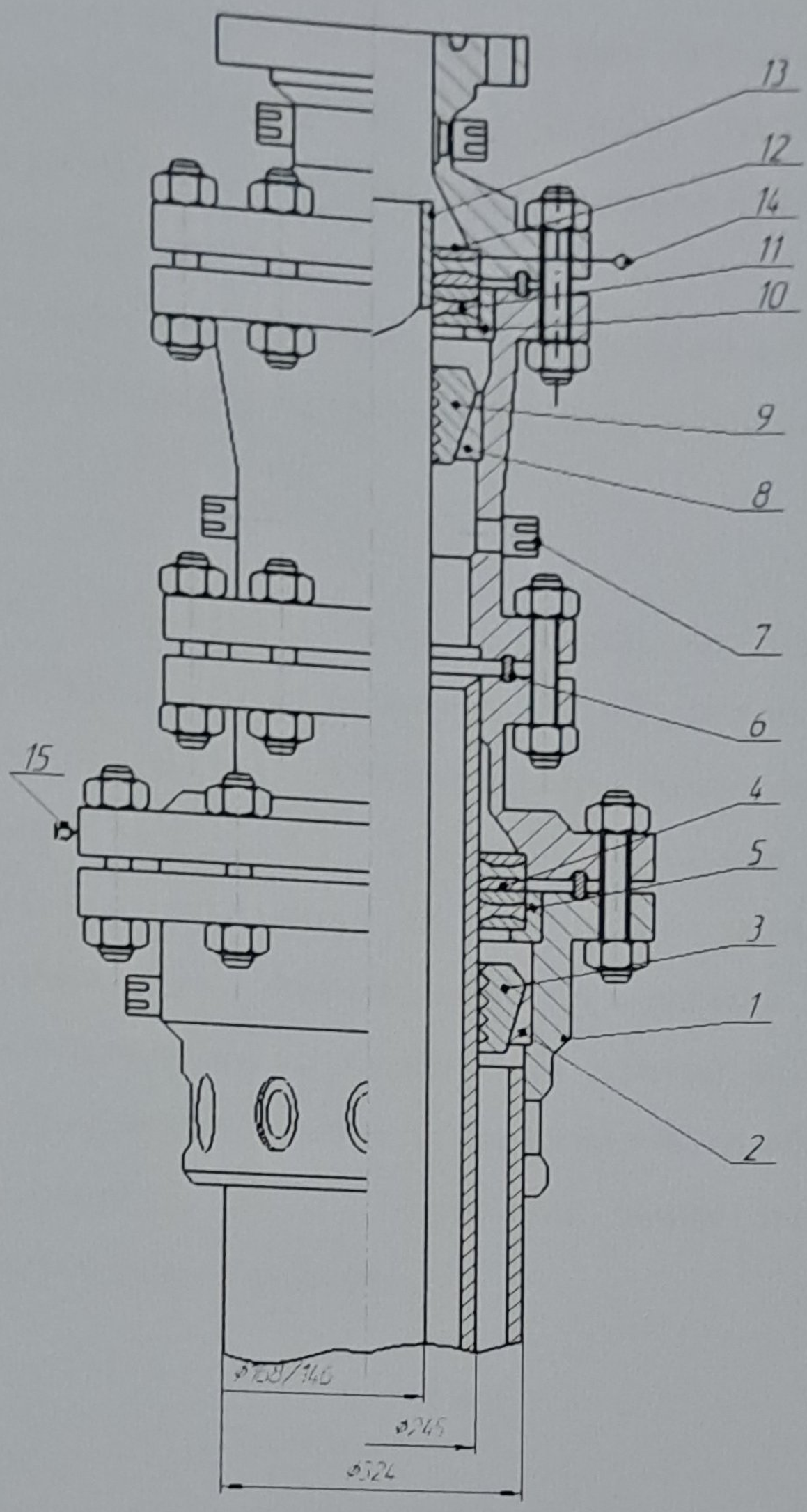


Рисунок 1.2 – Обладнання гирла свердловини ОКК-3-168х245х324:
1 – нижня колонна головка; 2, 5 – клинова підвіска; 3, 4 – пакер; 6 – засувка з маніфольдом; 7 – манометр; 8 – отвір для нагнітання пластифікатора; 9 – котушка (проміжна колонна головка); 10 – котушка (проміжна колонна головка)

Бічні відведення колонної головки повинні бути обладнані з'єднаннями по ГОСТ 28919-91 на робочий тиск, який відповідає робочому тиску верхнього фланця.

Для закріплення в корпусі колонної головки верхньої частини обсадної колони використовується клиновий (без різьби) труботримач (підвіска). Вантажопідйомність клинового труботримача повинна бути не менше значення 4000 кН для колони ø 324 мм.

Герметизація міжколонного простору і фланцевого з'єднання здійснюється за допомогою верхнього пакера з еластомерів або ущільнень різної конструкції.

Висновки

За найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 4200 м вибрана бурова установка НБО-Е, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі спорудження даної свердловини.

Колонна головка, яка входить у склад обладнання гирла свердловини ОКК-3-168х245х324 має недоліком те, що в ній застосовується клинова підвіска, яка є трудомісткою у виготовленні і призначена для утримування за допомогою зубів експлуатаційної колони. Це істотно знижує зносостійкість клинової підвіски і надійність роботи всього гирлового обладнання в процесі проведення свердловинних робіт. Усуненню даних недоліків присвячені наступні розділи магістерської роботи.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції колонної головки

Недоліком колонної головки-аналога є застосування клинової підвіски, яка є трудомісткою у виготовленні і призначена для утримування за допомогою зубів експлуатаційної колони, що істотно знижує зносостійкість клинової підвіски і надійність роботи всього гирлового обладнання в процесі проведення свердловинних робіт.

Обладнання гирла свердловини з модернізованою колонною головкою (рис. 2.1) містить циліндричний фланцевий корпус 1 і кришку 2. У наскрізних бічних відводах, виконаних в корпусі 1 і кришці 2, встановлені на різьбі патрубки 3 і 2. Усередині корпусу 1 встановлена муфта 5 в зборі з манжетою 6 і рухомою втулкою 7. Муфта 5 пов'язана зовнішнім посадковим конусом з внутрішнім посадковим конусом корпусу 1. У порожнину між муфтою 5 і корпусом 1 встановлена нижня еластична манжета 8, що контактує із зовнішнім кільцевим виступом кришки 2.

На рис. 2.1 показаний поздовжній розріз пропонованої модернізованої колонної головки. При цьому на кресленні відображено те, що при виконанні різних етапів свердловинних робіт на обладнанні гирла свердловини встановлюється відповідне обладнання: в процесі буріння – превенторний блок, а в процесі освоєння і експлуатації – фонтанна або нагнітальна арматура через колонний фланець.

У порожнину між муфтою 9 експлуатаційної колони 10 і конусною поверхнею осьової кільцевої канавки кришки 2 встановлена верхня манжета 12. Зверху встановлена притискна кришка 13, закріплена болтами, укрученими в рівномірно розташовані по кругу різьбові отвори. Між спряженими поверхнями фланця корпусу 1 і встановленого зверху обладнання в кільцеві канавки укладено ущільнювальне металеве кільце 12.

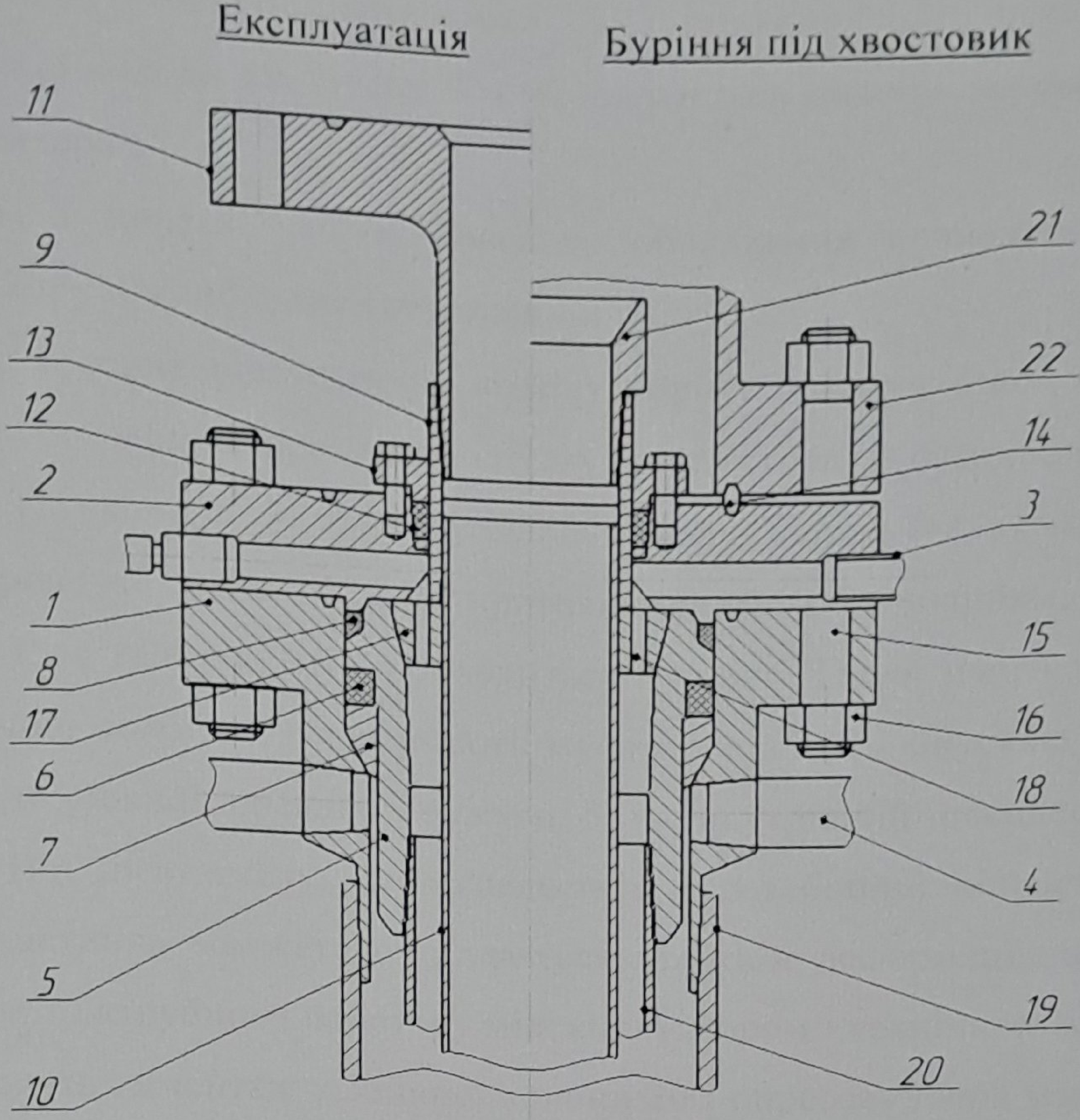


Рисунок 2.1 – Обладнання гирла свердловини з модернізованою колонною головкою:

1 – корпус; 2, 13 – кришка; 3, 4 – патрубки; 5, 9, 19 – муфта; 6, 12 – манжета; 7 – рухома втулка; 8 – еластична манжета; 10 – експлуатаційна колона; 11 – фланець; 14 – ущільнювальне кільце; 15 – шпильки; 16 – стойка; 17 – центра тор; 18 – наскрізний отвір; 20 – проміжна колона; 21 – запобіжник; 22 – підпревенторна котушка

Під фланці корпусу 1 і в кришці 2 рівномірно по колу виконані наскрізні отвори, в які вставлені шпильки 15 з гайками 16. У муфті 5 на її внутрішній посадковий конус встановлений зовнішнім посадковим конусом центратор 17, в якому по колу рівномірно розташовані наскрізні отвори 18 для гідравлічного зв'язку патрубків 3 з простором між технічною 20 і експлуатаційною 10 колонами.

В осьовому каналі центратора 17 розміщується остання труба експлуатаційної колони 10, муфта 9 якої впирається нижнім торцем в верхній торець центратора 17.

Збирання і монтаж запропонованого обладнання проводять окремими частинами в міру поглиблення свердловини.

На етапі буріння під технічну колону корпус 1 вкручується в муфту 19 останньої труби кондуктора після спуску кондуктора в свердловину і його цементажу. На корпус 3 через ущільнювальне кільце 14 встановлюється підпревенторна котушка 22 з противикидним обладнанням, кріпиться шпильками 15 з гайками 16 і проводиться буріння. Після цього на останню трубу технічної колони 20 навертають муфту 5 в зборі і опускають технічну колону 20 до повної посадки муфтою 5 на внутрішній посадковий конус корпусу 1. Під дією тиску, що передається через бічний кільцевий виступ муфти 5, еластична манжета 6 піддається пружній деформації, здійснюючи герметизацію міжтрубного простору між кондуктором і технічною колоною 20. Потім проводять цементаж технічної колони 20 і опресовування міжколонного простору тиском через патрубки 2.

На етапі буріння під експлуатаційну колону після закінчення буріння на останню трубу експлуатаційної колони 10 надягають центратор 17 і здійснюють спуск експлуатаційної колони 10 в муфту 5 до повної посадки зовнішнього посадкового конуса центратора 17 на посадковий конус муфти 5. Проводять цементаж експлуатаційної колони 10, демонтують підпревенторну котушку 22.

Остаточне збирання обладнання проводиться в такій послідовності. Над бічним кільцевим виступом муфти 5 в порожнину, утворену корпусом 1 і муфтою 5, укладають нижню еластичну манжету 8. Встановлюють на корпус 1 кришку 2, суміщуючи отвори кришки 2 з отворами у фланці корпусу 1. У отвори вставляють шпильки 15 і затягують гайки 16. Упор кільцевого виступу кришки 2 в нижню манжету 8 забезпечує герметизацію фланцевого з'єднання корпусу 1 і кришки 2. У кільцеву канавку на поверхні кришки 2 укладають ущільнювальне металеве кільце 12. У осьову канавку кришки 2, між її конічної

поверхнею і муфтою 9 експлуатаційної колони 10, укладають верхню манжету 12. На манжету 12 встановлюють кільцевим виступом притискну кришку 13, наживляють болти і рівномірно затягують їх, тим самим забезпечуючи герметизацію простору між технічною 20 і експлуатаційною 10 колонами. В муфту 9 експлуатаційної колони 10 вкручують колонний фланець 11. У кришку 2 вкручують патрубок 3, встановлюють кран високого тиску і манометр. Проводять опресовування тиском простору між технічною 10 і експлуатаційною 20 колонами.

На етапі буріння під хвостовик замість колонного фланця 11 в муфту 9 експлуатаційної колони 10 вкручують запобіжник 21, в канавку корпуса 1 укладають ущільнювальне кільце 14 і встановлюють підпревенторну котушку 22. Стягують фланці корпусу 1 і котушки 22 шпильками 15 з гайками 16. Проводять буріння під хвостовик і спускають його в свердловину. Потім демонтують котушку 22, відвертають запобіжник 21 з муфти 9 і стягують корпус 1 і кришку 2 шпильками 15 і гайками 16. В муфту 9 вкручують колонний фланець 11 і здійснюють опресовування міжколонного простору.

Підвищення герметизації міжколонних просторів забезпечується розміщенням кільця ущільнювача в кільцевих канавках, виконаних на верхніх поверхнях корпусу і кришки. Досягається герметизація тим, що при послідовності виконання свердловинних робіт поверх корпусу або поверх кришки встановлюється підпревенторна котушка, на нижніх поверхнях якої виконані відповідні кільцеві канавки.

Підвищення надійності та експлуатаційної безпеки забезпечується установкою центратора. У запропонованій конструкції утримування експлуатаційної колони відбувається за допомогою упору нижнього торця муфти експлуатаційної колони у верхній торець центратора. Таке рішення спрощує конструкцію і скорочує число складових частин обладнання, коли замість технологічно складної клинової підвіски і противикидного кільця застосовується один елемент – центратор – зі збереженням виконуваних функцій. Крім того, забезпечується можливість застосування даного

обладнання гирла свердловини для конструкції свердловини з хвостовиком без заміни противикидного обладнання.

2.2 Оцінка економічної ефективності

Згідно з діючою методикою встановлення економічної ефективності впровадження нової техніки в нафтогазовій галузі річний економічний ефект від виробництва і використання нового обладнання, машин, інструментів та інших засобів праці довгострокового використання з покращеними якісними характеристиками визначається за такою формулою

$$E = \left[Ц_{АТ} \cdot k_1 \cdot k_2 + \frac{\Delta И - E_н \cdot (K'_2 - K'_1)}{(1/T_2) + E_н} - Ц_{ПТ} \right] \cdot n, \text{ грн.}, \qquad (2.1)$$

де $Ц_{АТ}$ та $Ц_{ПТ}$ – балансова вартість базової і модернізованої техніки відповідно, тис. грн.;

k_1 – коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації;

k_2 – коефіцієнт зміни строків служби;

$\Delta И$ – економія експлуатаційних, грн.

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

K'_1, K'_2 – сукупні капітальні вкладення бурового підприємства, що включають витрати на придбання і доставку додаткового комплектуючого обладнання (в даному випадку сукупні капітальні вкладення рівні 0);

T_1, T_2 – строк служби техніки (T_1 = 8,8 років, T_2 = 9,2 років);

n – річний обсяг виробництва (впровадження) нового обладнання в натуральних одиницях, n = 1.

2.2.1 Визначення собівартості та оптової ціни колонної головки

Собівартість колонної головки-аналога визначимо за формулою

$$C_{AT} = \frac{Ц_{AT}}{1 + P_c}, \text{ грн.}, \qquad (2.2)$$

де $Ц_{AT}$ – оптова ціна колонної головки базової конструкції, грн.; ціна колонної головки складає 36 660 грн.

P_c – норматив рентабельності в частках від собівартості (в магістерській роботі приймаємо $P_c = 0,3$).

$$C_0^a = \frac{36660}{1+0,3} = 28200 \text{ грн.}$$

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

$$C_n^a = C_0^a \cdot \frac{\delta''}{\delta_n' \cdot \tau_n}, \text{грн.}, \qquad (2.3)$$

де δ_n' – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності звітного року до серійності, що відповідає одиниці переведення;

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

τ_n – коефіцієнт зміни собівартості аналогічної техніки, що відповідає порядковому номеру розрахункового року.

$$C_n^a = 28200 \cdot \frac{0,966}{0,953 \cdot 1} = 28584,7 \text{грн.}$$

Собівартість модернізованої колонної головки визначимо за формулою

$$C_{HT} = C_n^a - B_{вив.}^{вд.} + B_{введ.}^{вд.}, \text{ грн.}, \qquad (2.4)$$

де $B_{вив.}^{вд.}$ – вартість виведеного обладнання з конструкції аналога після модернізації; у нашому випадку вартість виведеного обладнання

$B_{вив.}^{вд.} = 409{,}2$ грн.

$B_{введ.}^{вд.}$ – вартість додатково введених деталей, грн.

Для виготовлення додатково введених деталей колонної головки необхідно 15 кг Сталі 40Х, 1 т якої коштує 7000 грн та 2 кг сталі конструкційної пружинно-ресорної Ст. 60 С2А, 1 кг якої коштує 14,9 грн. Отже загальна вартість матеріалів складатиме 134,8 грн.

Вихідними даними для розрахунку вартості виготовлення додатково введених деталей є:

1) кількість та розряд робітників, що необхідні для виготовлення деталей для модернізації:

– токар (V розряд) – 1 осіб;

– токар-фрезерувальник (V розряд) – 1 осіб;

– слюсар (IV розряд) – 1 осіб.

2) трудомісткість операцій для модернізації колонної головки:

– токарні – 8 н-годин;

– фрезерувальні – 3 н-години;

– слюсарні – 1,5 н-годин.

3) тарифні ставки на оплату праці робітників:

Таблиця 2.1 – Тарифні ставки на оплату праці робітників

Розряд	I	II	III	IV	V	VI
Коефіцієнт	1	1,06	1,224	1,376	1,576	1,865
Годинна тарифна ставка, грн.	20,50	21,73	25,09	28,21	32,30	38,23

4) необхідне обладнання для виготовлення деталей для модернізації колонної головки:

Машинний час при виготовленні деталей для модернізації колонної головки:

– токарний верстат $Ф_1 = 8{,}0 маш - год$;

– фрезерувальний верстат $Ф_2 = 3,0 маш-год$;

– заточний верстат $Ф_5 = 1,5 маш-год$.

Таблиця 2.2 – Необхідне обладнання для виготовлення деталей для модернізації колонної головки

Призначення	Вид обладнання	Модель верстата	Кількість, *шт*	Потужність, *кВт*
Основне технологічне обладнання	Токарний	165	1	5
	Фрезерувальний	Ф4–251	1	8,1
Допоміжне технологічне обладнання	Заточний	4АМВС	1	6,5
Всього	–	–	3	24,6

Визначаємо витрати на основну заробітну плату працівників:

$$C_{осн} = \sum_{i=1}^{n} N_i T_i H_i, \qquad (2.6)$$

де N_i – кількість робітників *i*-го розряду;

T_i – тарифна ставка робітника *i*-го розряду;

H_i – кількість годин робочого часу.

Отже за формулою (2.6):

$$C_{осн} = 8 \cdot 32,30 \cdot 1 + 3 \cdot 32,30 \cdot 1 + 1,5 \cdot 28,21 \cdot 1 = 246,5 грн.$$

Визначаємо витрати на додаткову заробітну плату працівників:

$$C_{дзп} = C_{осн} \cdot K_{дзп}, \qquad (2.7)$$

де К*дзп* – коефіцієнт додаткової заробітної плати.

Отже підставивши числові значення в формулу 2.7, отримаємо:

$$C_{дзп} = 246,5 \cdot 0,25 = 61,6 грн.$$

Відрахування на соціальне страхування – Єдиний соціальний внесок (для 52 класу професійного ризику виробництва 38,52%).

Визначимо витрати на соціальне страхування:

$$Свсс = (C_{осн} + C_{дзп}) \cdot ВСС, \qquad (2.8)$$

Підставивши числові значення у формулу (2.8), отримаємо

$$C_{всс} = (246,5 + 61,6) \cdot 38,52 / 100 = 118,7 грн,$$

Визначаємо кількість необхідної енергії на експлуатацію обладнання:

$$Q_{ел.т.} = \sum_{i=1}^{n} \Phi_i P_{вст.i}, \qquad (2.9)$$

де $P_{вст.i}$ – встановлена потужність i-го виду обладнання.

Підставивши числові значення у формулу (2.9), отримаємо

$$Q_{ел.т.} = 5 \cdot 8 + 8,1 \cdot 3 + 6,5 \cdot 1,5 = 52,25 кВт / год.$$

Витрати на енергію при експлуатації обладнання визначаємо за формулою:

$$З_{ел.т.} = Q_{ел.т.} T_{ел.т.}, \qquad (2.10)$$

де $T_{ел.т.}$ – тариф на технологічну енергію, $T_{ел.т.}$=2,21*грн.*

Отже,

$$З_{ел.т} = 52,25 \cdot 2,21 = 115,4 грн.$$

Визначаємо витрати на утримання обладнання, цехові і загальнозаводські витрати, що визначаються в % від основної заробітної плати:

$$B_{цех} = 0,27 \cdot C_{осн}, \qquad (2.11)$$

$$B_{зав.} = 0,65 \cdot C_{осн}. \qquad (2.12)$$

Підставивши числові значення у формули 2.11 та 2.12 отримаємо:

$$B_{цех} = 0,27 \cdot 246,5 = 66,6 грн;$$

$$B_{зав.} = 0,65 \cdot 246,5 = 160,2 грн.$$

Визначимо виробничу собівартість модернізації колонної головки

$$C^{вир} = C_{осн.} + C_{озп.} + C_{всс.} + З_{ел.т.} + B_{цех} + B_{зав} \qquad (2.13)$$

Підставивши числові значення у формулу (2.13), отримаємо

$$B^{во}_{введ.} = 246,5 + 61,6 + 118,7 + 115,4 + 66,6 + 160,2 = 769 грн$$

Витрати на управління визначаємо у розмірі 7% від виробничої собівартості:

$$C_{упр} = C^{вир} \cdot 0,07 \qquad (2.14)$$

Підставивши числові значення у формулу (2.14), отримаємо

$$C_{упр} = 769 \cdot 0,07 = 53,8 грн$$

Визначаємо повну собівартість модернізації колонної головки

$$B^{во}_{введ} = C_{вир} + C_{упр}, \qquad (2.15)$$

Отже, повна собівартість модернізації колонної головки з урахуванням вартості матеріалів складатиме:

$$B^{во.}_{введ} = 769 + 53,8 + 134,8 = 957,6\ грн.$$

Собівартість модернізованого обладнання складатиме

$$C_{НГ} = 28584,7 - 409,2 + 957,6 = 29502,1\ грн.$$

Оптова ціна колонної головки розраховується за формулою

$$Ц_{НГ} = C_{НГ} \cdot (1 + P_c),\ грн. \qquad (2.16)$$

$$Ц_{НГ} = 29502,1 \cdot (1 + 0,3) = 38352,7 грн.$$

Знайдемо розрахунково-балансову вартість колонної головки

$$Ц^{б}_{НГ(АТ)} = Ц_{НГ(АТ)} \cdot k_Б, грн.,, \qquad (2.17)$$

де $k_Б$ – коефіцієнт переходу від оптової ціни до розрахунково-балансової;

$k_Б = 1,12$.

$$Ц^{б}_{АТ} = 36660 \cdot 1,12 = 41059,2 \text{ грн};$$

$$Ц^{б}_{НГ} = 38352,7 \cdot 1,12 = 42955 \text{ грн}.$$

2.2.2 Розрахунок річного фонду роботи колонної головки

$$T_р = \frac{T_ф}{\frac{1}{k_{зм} \cdot t_{зм}} + Д^{l}_{р}}, маш.-год., \qquad (2.18)$$

де $T_ф$ – річний фонд робочого часу, $T_ф = 365$ днів;

$k_{зм}$ – коефіцієнт змінності роботи колонної головки, $k_{зм} = 3$;

$t_{зм}$ – тривалість зміни у машино-годинах; для п'ятиденного робочого тижня $t_{зм} = 8 год$;

$Д_р$ – простої в машино-днях у всіх видах технічного обслуговування та ремонту, що припадають на одну машино-годину роботи.

Простої у всіх видах технічного обслуговування та ремонту визначаються:

$$Д_р = \frac{\sum_{i=1}^{m} (d_{pi} + d_{ni}) \cdot a_i}{T_ц} \cdot \left[\frac{маш.-днів}{маш.-год} \right], \qquad (2.19)$$

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

d_{pi} – тривалість перебування в і-му ремонті або технічному обслуговуванні;

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 $d_{ni} = 0$ днів, у капітальний ремонт і назад приймається $d_{ni} = 5$ днів;

a_i – кількість і-х ремонтів або технічних обслуговувань за міжремонтний цикл;

$T_ц$ – час міжремонтного циклу.

Вихідні дані для розрахунку $Д_р$ занесемо до таблиці 2.3.

Розрахуємо простої в машино-днях у всіх видах технічного обслуговування та ремонту

$$Д_р^{АТ} = \frac{(0,25+0)\cdot 42 + (1+0)\cdot 5 + (3+5)\cdot 1}{4800} = 0,005 \frac{маш.-днів}{маш.-год};$$

$$Д_р^{НТ} = \frac{(0,25+0)\cdot 42 + (1+0)\cdot 5 + (3+5)\cdot 1}{5040} = 0,0047 \frac{маш.-днів}{маш.-год};$$

Таблиця 2.3 – Технічне обслуговування та ремонт колонної головки

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	100	42	0,25	8
ПР	800	5	1	30
КР	4800	1	3	89
	Для модернізованої техніки			
ТО	105	42	0,25	8
ПР	840	5	1	30
КР	5040	1	3	89

Знайдемо річний ефективний фонд роботи обладнання до і після модернізації

$$T_p^{AT} = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,005} = 7820,9 год;$$

$$T_p^{HT} = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,0047} = 7871,5 год.$$

Коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації буде дорівнювати

$$k_1 = \frac{7871,5}{7820,9} = 1,006.$$

2.2.3 Визначення економії експлуатаційних витрат

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою:

$$\Delta И = (S_1^{AT} - S_1^{HT}) \cdot T_p^{HT}, [грн], \qquad (2.21)$$

де S_1^{AT}, S_1^{HT} - вартість 1 маш.-год роботи аналогової та модернізованої колонної головки відповідно;

T_p^M - річний фонд роботи модернізованої колонної головки.

Визначимо вартість 1 маш.-год роботи колонної головки:

$$S_1 = \frac{S}{T_p}, [грн/маш.-год], \qquad (2.22)$$

де S - загальні поточні витрати підприємства, пов'язані з експлуатацією колонної головки.

Загальні поточні витрати підприємства визначаються за формулою:

$$S = S_{ЗП} + S_{КР} + S_{ТОВ} + S_{ТОМ}, [грн], \qquad (2.23)$$

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

$S_{КР}$ - витрати на капітальний ремонт колонної головки;

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

$S_{ТОМ}$ - витрати на матеріали та запчастини для колонної головки.

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями розраховуються за формулою:

$$S_{ЗП} = k_{нв} \cdot \lambda \cdot T_p \cdot \sum_{i=1}^{Б} C_{ti}(1+H) \cdot k_{уч}, грн, \qquad (2.24)$$

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

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

C_{ti} - годинна тарифна ставка робітника i-го розряду, що входить до

складу ланки, приймаємо для робітника IV розряду - 28,21 грн;

H - норма нарахувань на заробітну плату, $H = 38,52\%$.

$k_{уч}$ - коефіцієнт трудової участі; приймаємо $k_{уч} = 0,3$.

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

$$k_{нв} = 1 + \frac{H_{нв}}{100}, \qquad (2.25)$$

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 2.24, ми отримаємо:

- для аналогової колонної головки:

$$S_{ЗП} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 7820,9 \cdot 28,21 \cdot (1 + 0,3852) \cdot 0,3 = 51597 грн;$$

- для модернізованої колонної головки:

$$S_{ЗП} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 7871,5 \cdot 28,21 \cdot (1 + 0,3852) \cdot 0,3 = 53005,5 грн.$$

Визначаємо витрати на капітальний ремонт колонної головки:

$$S_{КР} = \frac{k_{нп} \cdot A_{кр} \cdot Ц_{АТ(МТ)}}{100}, [грн]. \qquad (2.26)$$

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 колонної головки, приймаємо $A_{кр} = 5\%$.

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

$$k_{нп} = 1 + \frac{H_{нп}}{100}, \qquad (2.27)$$

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

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

Підставивши отримані дані у формулу 2.26 визначимо витрати на капітальний ремонт колонної головки

$$S^{A}_{КР} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 41059,2}{100} = 2956,8 грн.$$

$$S^{M}_{КР} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 42184,1}{100} = 3091,6 грн.$$

Розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

$$S_{тов} = \frac{T_р}{T_ц} \cdot k_{нв} \cdot \lambda \cdot C_р \cdot \sum_{i=1}^{n} a_i r_i \cdot (1 + H), грн, \qquad (2.28)$$

де $C_р$ - середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговує обмежувач вантажопідйомності, тарифна ставка приймається для робітника IV розряду - 28,21 грн;

a_i - кількість ТО та ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.3;

r_i - трудомісткість ТО і ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.3.

Підставивши всі дані у формулу 2.28 розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

- для аналогової колонної головки:

$$S_{тов} = \frac{7820,9}{4800} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 28,21 \cdot (42 \cdot 8 + 5 \cdot 30) \cdot (1 + 0,3852) = 47489,8 грн;$$

- для модернізованої колонної головки:

$$S_{тов} = \frac{7871,5}{5040} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 28,21 \cdot (42 \cdot 8 + 5 \cdot 30) \cdot (1 + 0,3852) = 44351,3 грн;$$

Визначимо витрати на матеріали і запчастини:

$$S_{том} = k_{ип} \cdot \frac{S_{тов} \cdot (1 - H)}{k_{нв}} \cdot k_{ер}, [грн], \qquad (2.29)$$

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

Підставивши всі дані у формулу 2.29 розрахуємо витрати на матеріали і запчастини:

- для аналогової колонної головки:

$$S_{том} = 1,1 \cdot \frac{47489,8 \cdot (1 - 0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 30881,2 грн;$$

- для модернізованої колонної головки:

$$S_{том} = 1,1 \cdot \frac{44351,3 \cdot (1 - 0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 28840,2 грн.$$

Підставивши всі отримані дані у формулу 2.23 визначимо загальні поточні витрати підприємства на експлуатацію колонної головки:

- для аналогової колонної головки:

$$S = 51597 + 2956,8 + 47489,8 + 30881,2 = 132924,8 грн;$$

- для модернізованої колонної головки:

$$S = 53005,5 + 3091,6 + 44351,3 + 28840,2 = 129288,6 грн.$$

Визначаємо вартість роботи 1 маш.-год. роботи колонної головки:

- для аналогової колонної головки:

$$S_1 = \frac{132924,8}{7820,9} = 17,0 грн / маш.-год;$$

- для модернізованої колонної головки:

$$S_1 = \frac{129286,6}{7871,5} = 15,82 грн / маш.-год.$$

Економія експлуатаційних витрат складе:

$$\Delta И = (17,0 - 15,82) \cdot 7871,5 = 9288,4 грн.$$

2.2.4 Визначення економічної ефективності модернізації колонної головки

Знайдемо коефіцієнт зміни строків служби

$$k_2 = \frac{P_{AT} + E_H}{P_{HT} + E_H}, \qquad (2.30)$$

P_{AT}, P_{HT} – частки відрахувань від балансової вартості на повне відновлення базового та нового обладнання, які розраховуються як величини, зворотні термінам служби обладнання, з урахуванням їх морального спрацювання;

$$P_i = 1/T_i \qquad (2.31)$$

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

$$P_{AT} = 1/8{,}8 = 0{,}114;$$

$$P_{HT} = 1/9{,}2 = 0{,}11.$$

$E_н$ – єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($E_н = 0{,}15$).

$$k_2 = \frac{0.114 + 0{,}15}{0.11 + 0{,}15} = 1.015$$

Тоді $$E = \left[41059{,}2 \cdot 1{,}006 \cdot 1{,}015 + \frac{9288{,}4}{0{,}11 + 0{,}15} - 42955\right] \cdot 1 = 346946 \text{ грн}$$

Висновки

Суть технічного рішення з модернізації колонної головки полягає у тому, що порівняно із аналогом у модернізованої головки на верхній поверхні кришки виконана кільцева канавка, а на внутрішньому посадковому конусі муфти розміщений центратор, виконаний із зовнішнім посадковим конусом, осьовим каналом для установки експлуатаційної колони і наскрізними поздовжніми отворами, розташованими по кругу.

Технічним результатом запропонованої модернізації є підвищення герметизації міжколонних просторів, поліпшення ремонтопридатності обладнання, підвищення надійності і безпеки експлуатації при дії різних навантажень, спрощення конструкції, можливість застосування для конструкції свердловини з хвостовиком без заміни противикидного обладнання.

При впровадженні запропонованої модернізації колонної головки економічний ефект складатиме 346946 гривень, що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого технічного рішення, які вимагають проведення науково-дослідних робіт

Найбільш відповідним вузлом колонної головки ОКК3М-35-146×245×324×426 є вузол підвіски колон і робота пакерних ущільнювачів. Є необхідність модернізувати цю колонну головку таким чином, щоб її легше було випробувати під час гідравлічних випробувань, передбачених технічними умовами. Для цього ми пропонуємо модернізувати колонну головку у трьох напрямках.

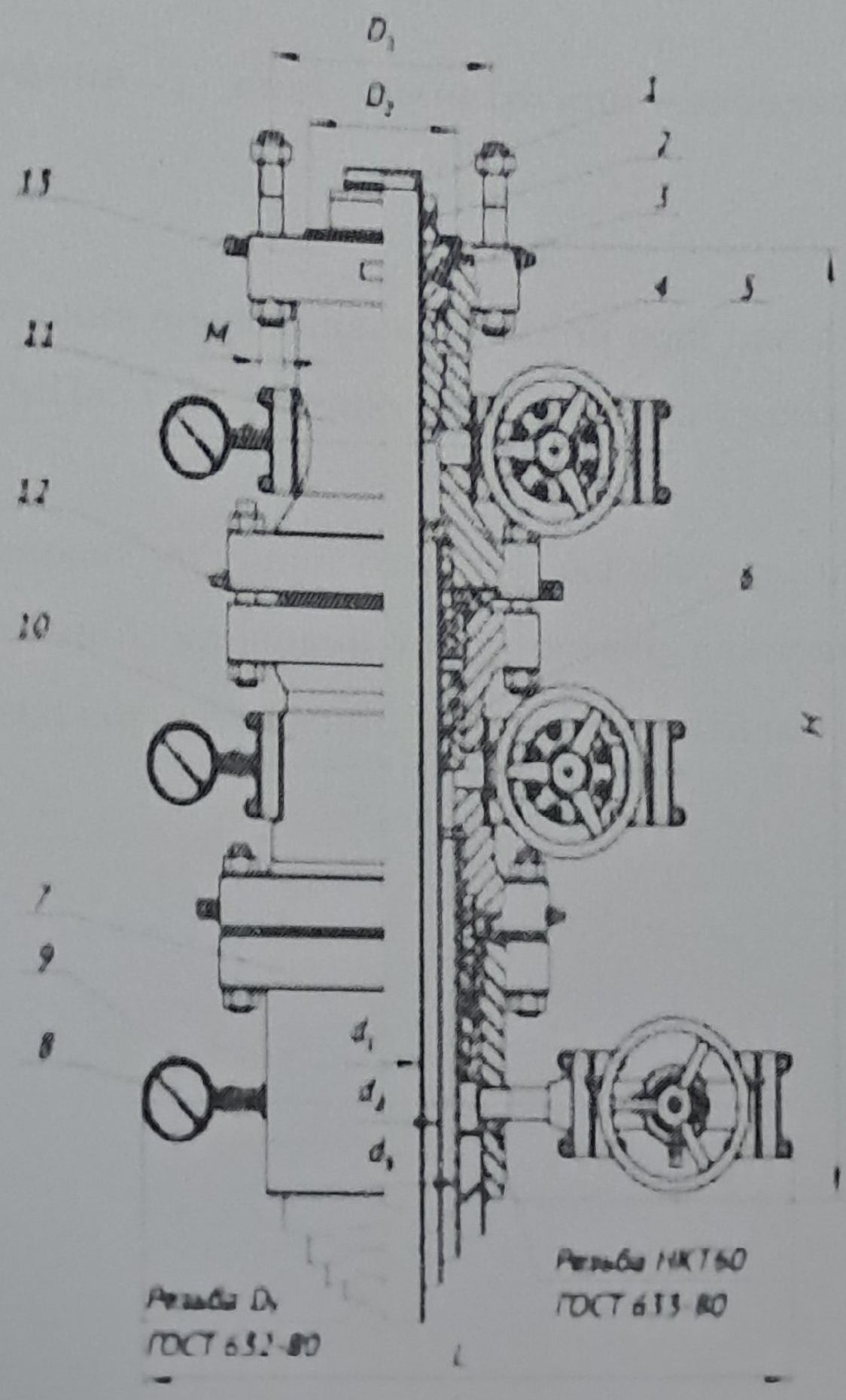


Рисунок 3.1 – Конструкція колонних головок ОКК3

Виходячи з заданої глибини буріння 4200 м та розрахованої конструкції свердловини була підібрана колонна головка типу ОКК3.

1.Втулка напрямна; 2. Пакер верхній; 3Пакер нижній; 4.Клиновий труботримач; 3. Клиновий труботримач; 6. Засувка ЗМС; 7.Підвіска клинова; 8. Корпус нижній Р=21 МПа; 9. Манометр; 10. Вентиль;

Конструкції даних колонних головок можуть бути розраховані на робочі тиски 21,35,70,105 МПа.

Конструкція засувки проходом 50 мм. Засувка прямоточна з висувним врівноважувальним штоком з мастилом ущільнювача призначена для установки в обладнанні гирла високодебітних нафтових і газових свердловин з робочим тиском 35 МПа.

3.2 Обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки

Стендові випробування проводились на чистій воді при різних питомих тисках 5, 10, 15, 20 МПа. На рисунку 3.2 показана схема лабораторної установки.

Лабораторна установка колонної головки, яка містить: втулку напрямну; пакер верхній; пакер нижній; клиновий труботримач; клиновий труботримач; засувку; підвіска клинова; корпус нижній; манометр; вентиль.

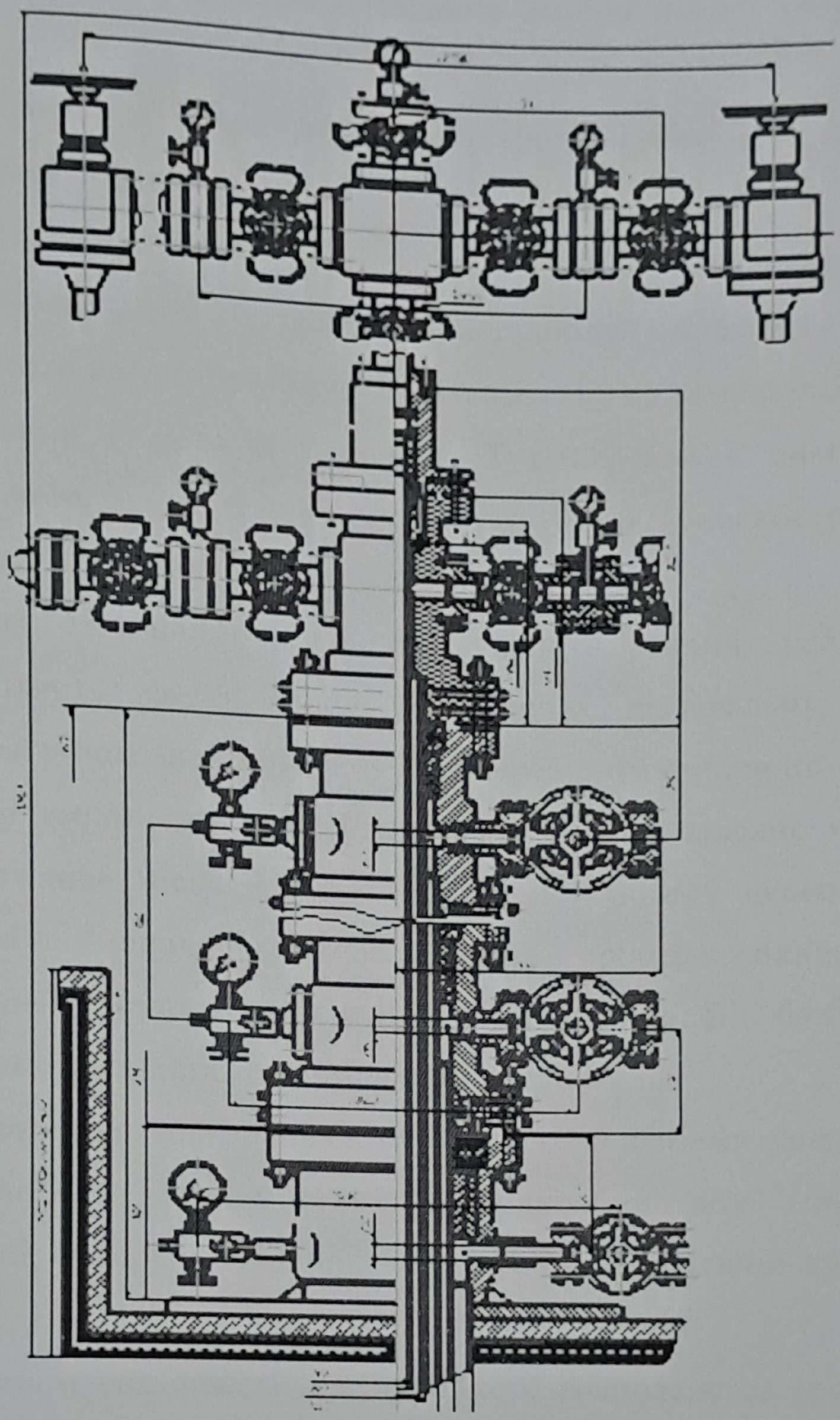


Рисунок 3.2 – Схема удосконаленї колонної головки

3.3 Програма проведення досліджень

Наукове дослідження повинно розглядатись у неперервному розвитку, ґрунтуватись на зв´язку теорії з практикою. Важливу роль у науковому

дослідженні відіграють пізнавальні завдання емпіричного і теоретичного напряму.

Емпіричні завдання вирішуються за допомогою спостереження, експерименту, вимірювання, описування.

Теоретичні завдання спрямовані на вивчення і виявлення причин, зв'язків, залежностей, які дозволяють встановити поведінку об'єкта, визначити і вивчити його структуру, характеристику на основі розроблених у науці принципів і методів пізнання. Тут переважає використання аксіоматичних методів, системних, структурно-функціонального аналізу, математичного моделювання.

У результаті отриманих знань формулюють закони, розробляють теорію, перевіряють факти тощо. Теоретичні пізнавальні завдання формують таким чином, щоб можна було їх перевірити емпірично.

У вирішенні емпіричних і особливо теоретичних завдань наукового дослідження важливе місце належить логічному методу пізнання, який дозволяє на основі умовиводів пояснити явища і процеси, викликати різні пропозиції та ідеї, встановлювати шляхи їх вирішення. Він будується на отриманих фактах і результатах емпіричних досліджень.

Систематизовані наукові знання класифікують за різними ознаками:

а) за видом зв'язку з суспільним виробництвом (поліпшення організації праці, створення машин, конструкцій, теоретичні гуманітарні роботи тощо);

б) за ступенем важливості для народного господарства (роботи, що виконуються на замовлення міністерств, відомств);

в) за джерелами фінансування (держбюджетні, госпдоговірні);

г) за терміном розробки (довготермінові, короткотермінові).

Традиційна модель наукового пізнання передбачає рух по ланцюжку: встановлення емпіричних фактів – первинне емпіричне узагальнення – виявлення відхилень фактів від правил – винахід теоретичної гіпотези з

новою аргументацією – логічний висновок (дедукція) з гіпотези всіх фактів спостереження, що є перевіркою на її істинність.

Отже, процес наукового дослідження достатньо тривалий і складний. Він починається з виникнення ідеї, а завершується доведенням правильності гіпотези і суджень.

Головними етапами наукового дослідження є:

- виникнення ідеї, формулювання теми;
- формування мети та завдань дослідження;
- висунення гіпотези, теоретичні дослідження;
- проведення експерименту, узагальнення наукових фактів і результатів;
- аналіз та оформлення наукових досліджень;
- впровадження та визначення ефективності наукових досліджень.

3.4 Аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень

Мета роботи – виявлення зв'язків між геометричними розмірами колонної головки й експлуатаційними властивостями колонної головки.

Методика дослідження. Виділити та проаналізувати стадії проектування колонної головки, а також внести обгрунтовані зміни в існуючу колонну головку.

Для проведення аналізу використовували воду, перекачувану насосом, густина становила 1,14-1,69 г/см^3, уміст абразиву в розчині за об'ємом становив 1-3%.

Оцінювання дефектів поверхні здійснювали з використанням мікроскопа МИМ - 10 на сегментних зразках, вирізаних зі колонної головки.

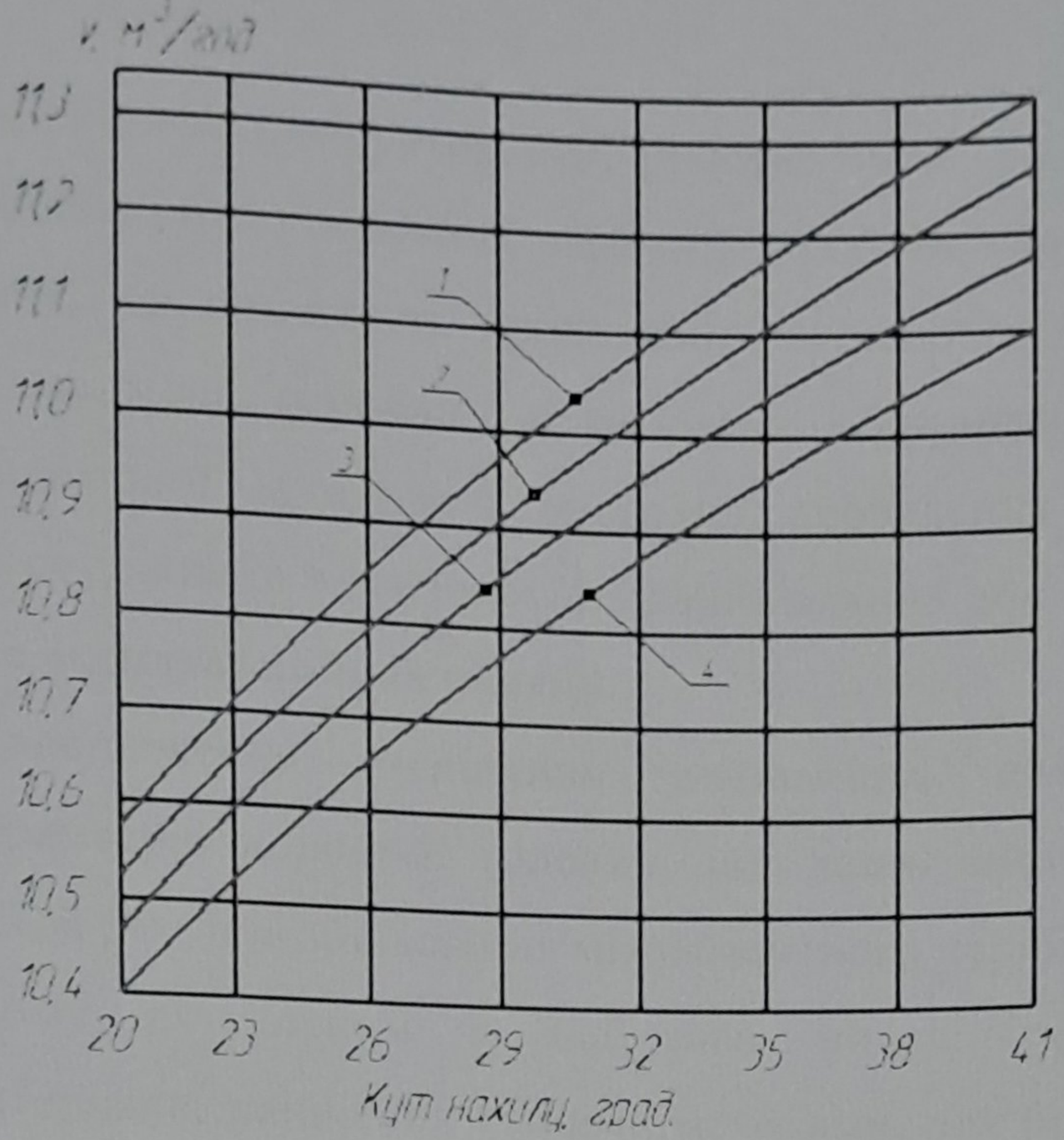


Рисунок 3.3 – Графік залежності пропускної здатності колонної головки в залежності від прохідного отвору та нахилу клинів

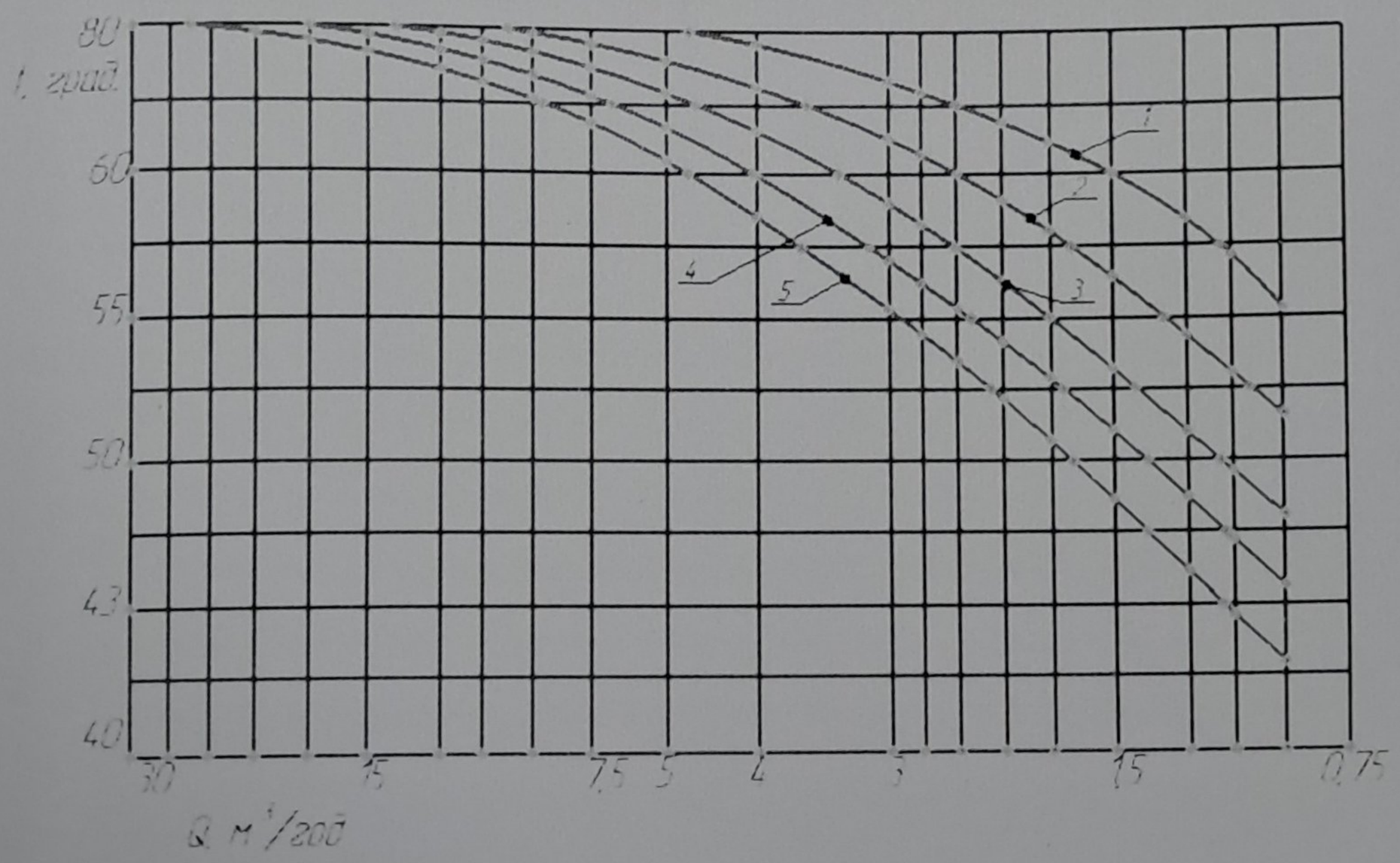


Рисунок 3.4 – Пропускна здатність колонної головки залежно від температури

Висновки

В розділі дослідно-конструкторська робота були розглянуті такі пункти, як: визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого технічного рішення, які вимагають проведення науково-дослідних робіт; вибір методів досліджень основних параметрів; обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки; програма проведення досліджень; аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень.

Проведені дослідження засвідчили доцільність внесення змін геометричних параметрів колонної головки, що дасть змогу збільшити строк експлуатації за рахунок збільшення міжремонтного періоду.

У подальшому актуальним є побудова моделі прогнозування зносостійкості матеріалів, зміцнених різними методами, для прогнозування довговічності деталей машин нафтогазової промисловості.

4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок клинової підвіски

В другій клиновій підвісці може бути підвішена обсадна труба із зовнішнім діаметром ∅324 мм. Для розрахунку приймаємо трубу, проточену по зовнішній поверхні до діаметру ∅320 мм, при цьому товщина стінки зменшилась до 10 мм.

З формули (4.1) визначають умову тонкостінності

$$k = \frac{\delta}{D_{cp}} < 0,2 \qquad (4.1)$$

де k – коефіцієнт тонкостінності;

δ – товщина стінки, що дорівнює 10 мм;

D_{cp} – середній діаметр підвіски:

$$D_{cp} = D_{п} - \delta$$

де $D_{п}$ = 320 мм.

$$D_{cp} = 320\text{-}10 = 310\ мм$$

$$k = \frac{10}{363} = 0,0275 < 0,2$$

Визначимо коефіцієнт рівноваги β:

$$\beta = \frac{\sqrt[4]{3\left(1-\mu^2\right)}}{\sqrt{\delta R}},$$

де μ = 0,3 – коефіцієнт Пуассону, δ – товщина стінки, що дорівнює 10 мм;

R = 181,5 мм – середній радіус стінки труби.

$$\beta = \frac{\sqrt[4]{3\left(1-0,3^2\right)}}{\sqrt{1 \cdot 18,15}} = 0,3$$

За формулою (4.2) визначаємо граничне навантаження Q, при якому циліндр (у нашому випадку труба) на цій ділянці втрачає міцність:

$$Q = \frac{2\pi R \delta \sigma_1}{\frac{0{,}704 a_1 + 0{,}207 a_2}{(1+k)\sqrt{k} \cdot tg(\alpha + \varphi) a_3} + 1} \qquad (4.2)$$

Конструктивно довжину плашки обирають рівною 143 мм. Враховуючи, що 10-15% довжини плашки в роботі не братимуть участь через похибку виготовлення, її розрахункова довжина a складе:

$$a = l_n \cdot 0{,}85$$

де l_n = 143 мм – довжина плашки.

$$a = 143 \cdot 0{,}850 = 121{,}55 \text{ мм} = 12{,}2 \text{ см};$$

$$\beta\alpha = 0{,}3 \cdot 12{,}2 = 3{,}64.$$

З довідника для $\beta\alpha = 3{,}66$ беремо значення коефіцієнтів:

$$a_1^1 = 0{,}374; \qquad a_2^1 = 0{,}291; \qquad a_3^1 = 2{,}305;$$

За формулами (4.3) визначають коефіцієнти:

$$a_1 = \frac{1}{\beta^2} a_1^1; \qquad a_2 = \frac{1}{\beta^2} a_2^1; \qquad a_3 = \frac{1}{\beta^2} a_3^1 \ldots \qquad (4.3)$$

$$a_1 = \frac{1}{0{,}3^2} \cdot 0{,}374 = 4{,}15;$$

$$a_2 = \frac{1}{0{,}3^2} \cdot 0{,}291 = 3{,}2;$$

$$a_3 = \frac{1}{0{,}3^2} \cdot 2{,}305 = 25{,}6;$$

Умова рівноваги клинів визначається як співвідношення:

$$f = tg\,(\alpha + \varphi),$$

де f – коефіцієнт тертя;

α – кут нахилу клинів, рівний 25°;

φ – кут тертя між зовнішньою поверхнею клинів та корпусом.

Кут тертя

$$\varphi = arctg\ f$$

де f – коефіцієнт тертя, що залежить від питомого тиску між зовнішньою поверхнею клинів і корпусом підвіски.

Для визначення питомого тиску знаходимо площу контакту плашок з корпусом підвіски.

Плашка торкається корпусу підвіски по двох конічним поверхням (рис. 4.1).

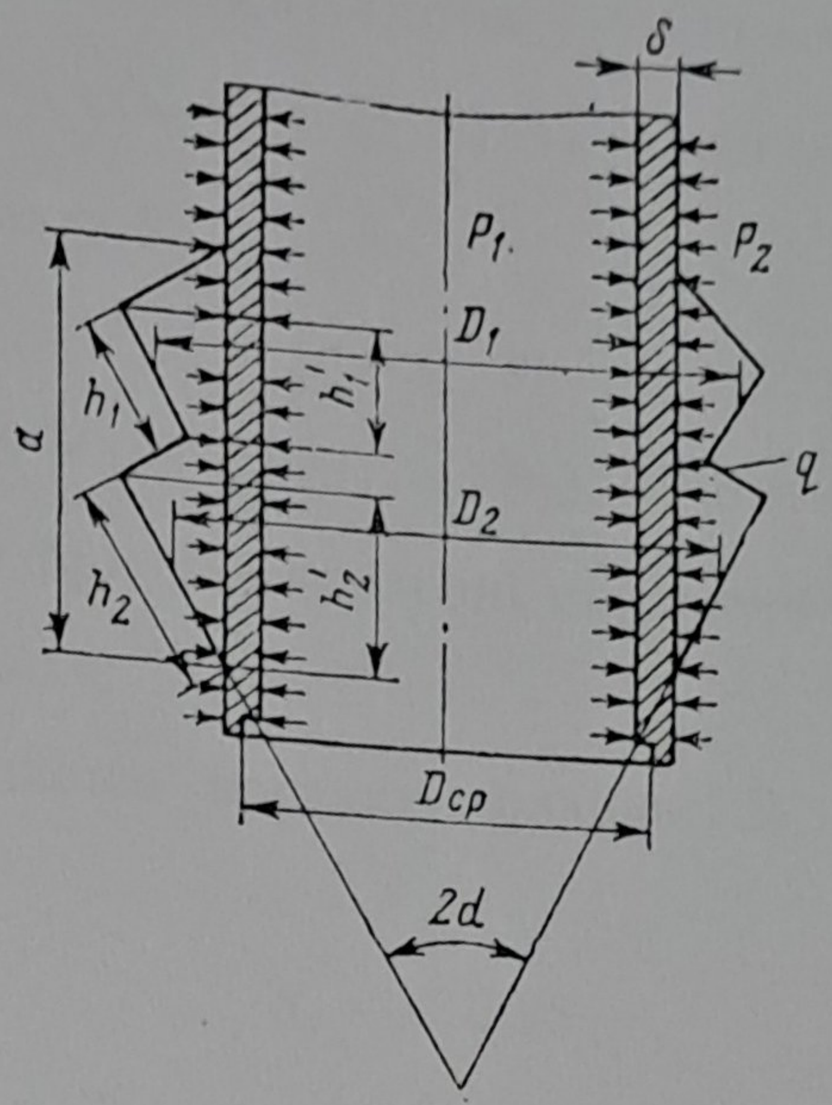


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема навантаження труби в плашках

Площа контакту першої конічної поверхні

$$S_1' = \pi D_1 h_1 ;$$

Площа контакту другої конічної поверхні

$$S_2' = \pi D_2 h_2$$

де D_1 – середній діаметр першої конічної поверхні;

D_2 – середній діаметр другої конічної поверхні;

h_1 – довжина контакту плашок з корпусом на першій конічній поверхні;

h_2 – довжина контакту плашок з корпусом на другій конічній поверхні.

$$h_1 = \frac{h_1'}{\cos\alpha}$$

$$h_2 = \frac{h_2'}{\cos\alpha}$$

Застосовуючи до конкретної конструкції колонної головки ОКК3 середні діаметри конічних поверхонь і ділянки сполучення складають ($h_1 = h_2$):

D_1 =416 мм; D_2 =400,5 мм; $h_1 = h_2$ =133 мм.

Тоді довжина контакту

$$h_1 = h_2 = \frac{133}{\cos 25} = 146{,}7 мм.$$

Таким чином

$$S_1' = 3{,}14 \cdot 14{,}67 \cdot 41{,}6 \cdot 100 = 191630 \text{ мм}^2$$

$$S_2' = 3{,}14 \cdot 14{,}67 \cdot 40{,}05 \cdot 100 = 184480 \text{ мм}^2$$

Загальна площина контакту S':

$$S' = S_1' + S_2'$$

$$S' = 191630 + 184480 = 376116 \text{ мм}^2$$

Враховуючи похибки при виготовленні спряжених деталей, приймають площу контакту на 15% більше.

Тоді розрахункова площа контакту плашок S_p з корпусом підвіски становить:

$$S_p = S' \cdot 0{,}85$$

$$S_p = 3761{,}16 \cdot 0{,}85 \cdot 100 = 319700 \text{ мм}^2$$

Максимальна вага обсадних труб взята рівною G = 300т = 3000кН. Питоме навантаження P, що діє в з'єднанні зовнішньої поверхні плашок з внутрішньою поверхнею корпусу клинової підвіски, становить:

$$P = \frac{G}{S_p}$$

$$P = \frac{300000}{3197} = 93{,}8 кгс / см^2. = 9{,}64 МПа$$

Згідно такого питомого навантаження коефіцієнт тертя дорівнює f = 0,18.

Тепер визначаємо кут тертя φ:

$$\varphi = arctg\ f$$

$$\varphi = arctg\ 0{,}18 = 10°$$

Отже, граничне розрахункове навантаження для труб зі сталі марки Е (σ_T=5,5 МПа).

$$Q_E = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 18{,}15 \cdot 1 \cdot 5500}{\dfrac{0{,}704 \cdot 4{,}15 + 0{,}207 \cdot 3{,}2}{(1 + 0{,}0275)\sqrt{0{,}0275} \cdot tg(25 + 10) \cdot 25{,}26} + 1} =$$

(114·5500=627218,97)/(3,584/3,0543+1=2,1734)=288588,8 кг=2885,9 кН.

для труб зі сталі марки Л (σ_1=6,5 МПа).

$$Q_1 = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 18{,}15 \cdot 1 \cdot 6500}{\dfrac{0{,}704 \cdot 4{,}15 + 0{,}207 \cdot 3{,}2}{(1+0{,}0275)\sqrt{0{,}0275} \cdot tg(25+10) \cdot 25{,}26} + 1} = 114 \cdot 6500/2{,}1734 =$$

$$= 341059{,}5 \text{ кг} = 3410{,}6 \text{ кН};$$

для труб зі сталі марки М (σ_1=7,5 МПа).

$$Q_M = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 18{,}15 \cdot 1 \cdot 7500}{\dfrac{0{,}704 \cdot 4{,}15 + 0{,}207 \cdot 3{,}2}{(1+0{,}0275)\sqrt{0{,}0275} \cdot tg(25+10) \cdot 25{,}26} + 1} = 114 \cdot 7500/21734 =$$

$$= 393530{,}2 \text{ кг} = 3935{,}3 \text{ кН}.$$

Таким чином, розрахунок показує, що на трубах діаметром 320 мм із сталей марок Е, Л в клиновій підвісці даної конструкції можна підвісити всю колону обсадних труб.

4.2 Розрахунок фланців

Розрахунок фланців на міцність зводиться до визначення їх висоти h в залежності від граничних навантажень (рис. 4.2) за методикою Азінмаша.

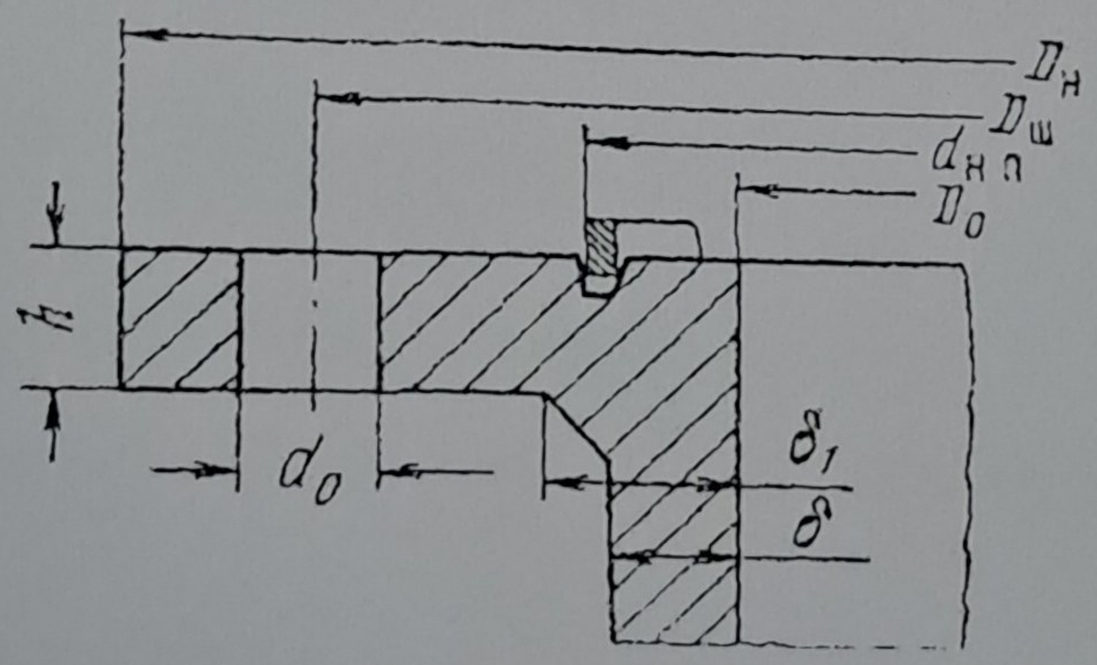


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема фланцю

Граничне зусилля на шпильки:

$$Q_{пр} = 1{,}7k\varphi\sigma_T h^2 ,$$

Звідки отримаємо формулу для визначення коефіцієнту фланцю k:

$$k = \frac{Q_{пр}}{1.7h^2\varphi\sigma_f} \qquad (4.4)$$

де

$$Q_{пр} = Q_{шп}\, n\ з.ф.,$$

де $Q_{шп}$ – зусилля на шпильки, що створюється внутрішнім тиском:

$$Q_{ШП} = \frac{\pi}{4} d_{Н\ П}^2\, p_{опр}$$

де $d_{н.п}$ = 402,59 мм – зовнішній діаметр прокладки в мм;

$$P_{опр} = 1,2 \cdot P_{раб.}$$

де $P_{раб.}$ = 35 МПа

$P_{опр} = 1,2 \cdot 35 = 42$МПа – пробний тиск в МПа;

$n_{з.ф.} = 2$ коефіцієнт запасу міцності фланцю;

З іншого боку коефіцієнт фланцю дорівнює:

$$k = 1 + \frac{D_0}{D_ш - \left(D_0 - \delta\right)}\left[\frac{D_п}{D_0} \cdot \frac{D_0 + \delta}{D_ш} + \frac{\delta^2}{h^2} - 1\right], \qquad (4.5)$$

Коефіцієнт міцності фланцю φ:

$$\varphi = 1 - \frac{d_0}{D_H - D_0}$$

де $D_п = 675мм$ – зовнішній діаметр фланця в мм;

$D_ш$ =590,6 – діаметр отворів під шпильки в мм;

D_0 = 335 – діаметр прохідного отвору фланця в мм;

δ = 55,3 – товщина шийки фланця в мм;

δ_1 = 99,7 – товщина шийки фланця з урахуванням конусної частини фланця в мм;

d_0= 45 – діаметр отворів під шпильки в мм.

За відомими формулами розраховують шпильки і прокладки фланцевих з'єднань, різьби та інші елементи хрестовиків та колонної головки.

$$\varphi = 1 - \frac{45}{675 - 355} = 0,859375$$

$$Q_{шп} = \frac{\pi}{4} 402,59^2 42,8 = 544552\,кг = 5445520\,Н$$

Із співвідношення 4.4 маємо:

$$k = \frac{1089103,9}{1,7h^2 0,859 \cdot 55} = \frac{13560}{h^2} \qquad (4.6)$$

Із співвідношення 4.5 маємо:

$$k = 1 + \frac{355}{590,6 - (355 - 55,3)}\left[\frac{675}{355} \cdot \frac{355 + 55,3}{590,6} + \frac{55,3^2}{h^2} - 1\right]. \qquad (4.7)$$

Порівнявши вирази (4.6) і (4.7), отримуємо значення висоти фланців *h*:

$$h = 84 \text{ мм}.$$

4.3 Розрахунок шпильок

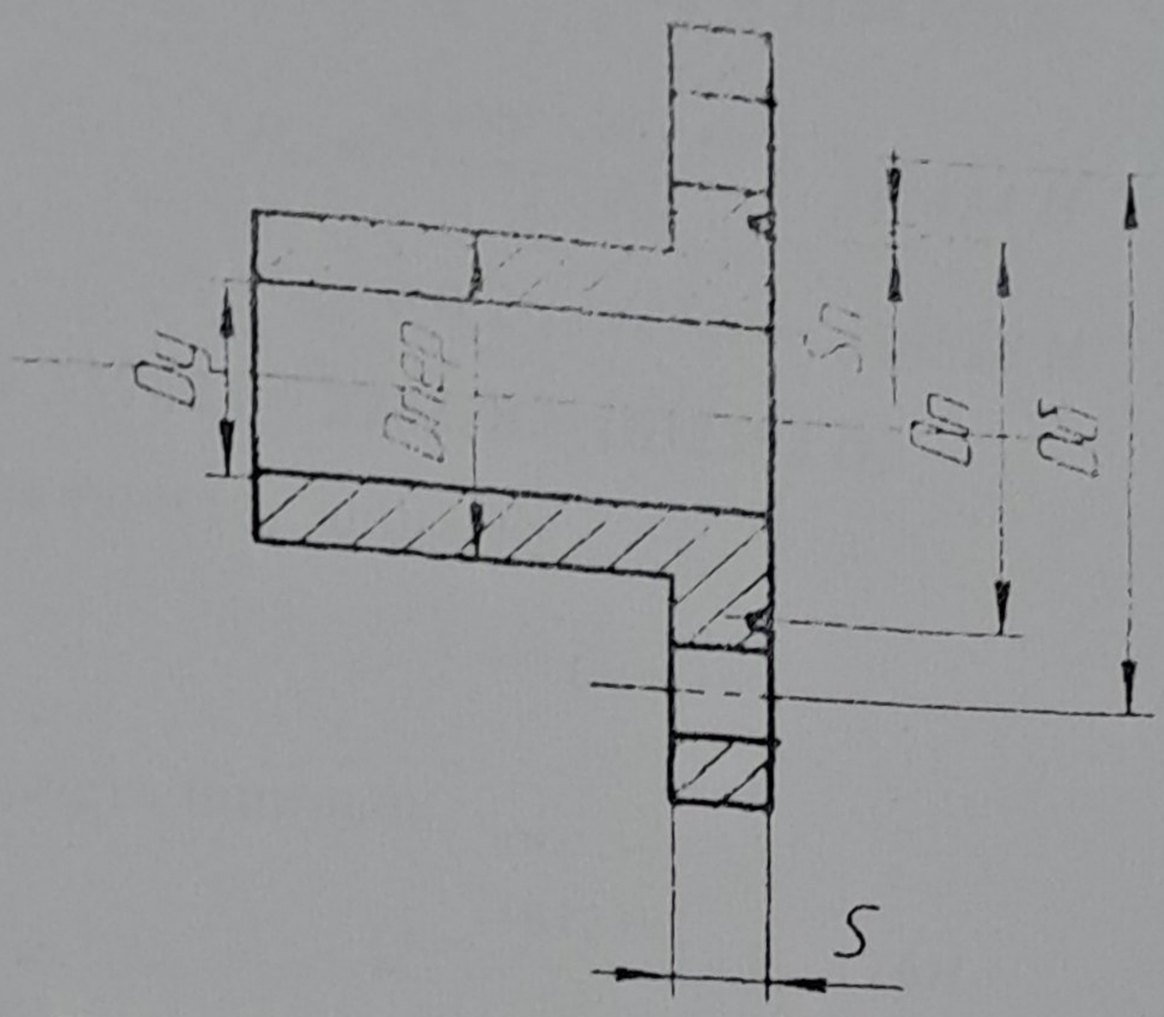


Рисунок 4.5 – Схема до розрахунку шпильок

Розрахункова осьова сила, яка діє на шпильки:

$$Q_б = P_{дс} = P_{уп} = P_{доп}$$

де $P_{дс}$ – сила гідростатичного тиску середовища:

$$P_{дс} = \frac{\pi}{4} \cdot D_y^2 \cdot P_y$$

де $P_y = 1,2 \cdot P_{роб}$ – зусилля випробування, де $P_{роб}$ =35МПа;

$$P_y = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ МПа}$$

D_y – середній діаметр колонної головки, $D_y = 395$мм .

$P_{уп}$ – зусилля стискування прокладки для створення достатньої щільності з'єднання:

$$P_{yn} = \frac{\pi\left(D_{nn}^2 - D_{nn}^2\right)}{4q_{yn}},$$

де $q_{yn} = 2{,}5 \cdot P_y$ – зусилля випробування з урахуванням коефіцієнту запасу.

$q_{yn} = 2{,}5 \cdot 42 = 170\ МПа$ $D_{nn} = 408мм$ — зовнішній діаметр канавки;

$D_{nn} = 402{,}59мм$ – зовнішній діаметр кільця.

P_{don} – додаткове навантаження:

$$P_{don} = 0{,}2 \cdot P_{ДС}$$

Таким чином:

$$P_{ДС} = \frac{\pi}{4} \cdot 395^2 \cdot 42 = 1144140\ Н$$

$$P_{yn} = \frac{\pi\left(408^2 - 402{,}59^2\right)}{4 \cdot 170} \cdot 239424\ Н$$

$$P_{don} = 0{,}2 \cdot 1144140 = 228828\ Н$$

$Q_б = 1144140 + 239424 + 228828 = 1612392\ Н$

Осьове зусилля на одну шпильку:

$$Q = \frac{Q_б}{n},$$

де $n = 20$ – кількість шпильок.

$$Q = \frac{1612392}{20} = 80619{,}6Н$$

Необхідний внутрішній діаметр шпильки:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 80619{,}6}{\pi \cdot 55}} = 43{,}2\ мм$$

Таким чином, обираємо шпильки М44, довжиною 650 мм.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи були проведені розрахунки працездатності колонної головки. Проведено розрахунки шпильок, фланців, клинової підвіски, в результаті вибрано шпильки М44, довжиною 650мм; фланці висотою 84мм; сталь марки Е, Л для труб в клиновій підвісці.

5 МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання

5.1.1 Організація робіт з монтажу колонних головок

Для зручності монтажу підвісок і пакерних ущільнень та для надійнішої їх роботи труби підвішуваних колон повинні мати відхилення по діаметру не більше ±1 мм від номінального розміру і овальність в межах цього відхилення. При відхиленні розміру по діаметру більше 1 мм і значній овальності трубу в місці прилягання підвіски і пакерного пристрою рекомендується проточити, але не більше ніж на 1 мм на сторону.

Обладнання гирла свердловини після спуску колони діаметром 426 мм для буріння під першу проміжну колону діаметром 324 мм. Після спуску кондуктора і установки опорної плити слід встановити трійник 4 (рис. 5.1) і обварити так, щоб нижня опорна поверхня його була встановлена на опорній плиті; прикріпити трійник до опорної плити за допомогою косинок, заздалегідь перевіривши горизонтальність його установки [3].

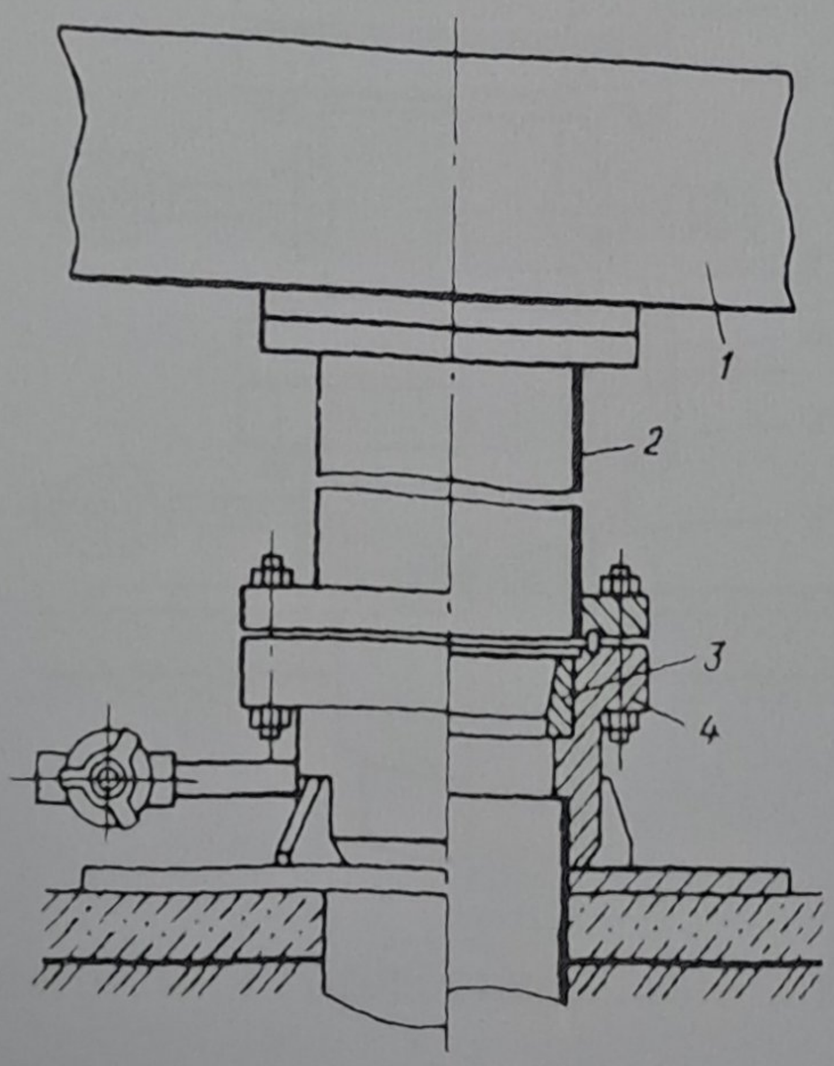


Рисунок 5.1 – Обладнання гирла свердловини після спуску колони діаметром 426 мм

Після цементування і перевірки герметичності колони трійник 4

необхідно ретельно промити і в розточування діаметром 415 мм встановити запобіжник 3, який є центрувальним пристосуванням. На фланець трійника 4 встановлюють трубу 2, яка з'єднується з жолобом 1. Бурять під колону діаметром 324 мм, опрацьовують ствол свердловини і спускають колону. Перед спуском колони запобіжник 3 витягують з трійника 4. Після закінчення цементування слід прибрати циркуляційну трубу 2, трійник 4 ретельно промити.

Навколо останньої труби необхідно зібрати підвіску 5 (рис. 5.2), опустити її в розточування діаметром 415 мм трійника 6, розвантажити колону, посадивши її на клини підвіски.

Підвіски збирають навколо труб на підкладках і опускають зібрану підвіску у виточку трійника.

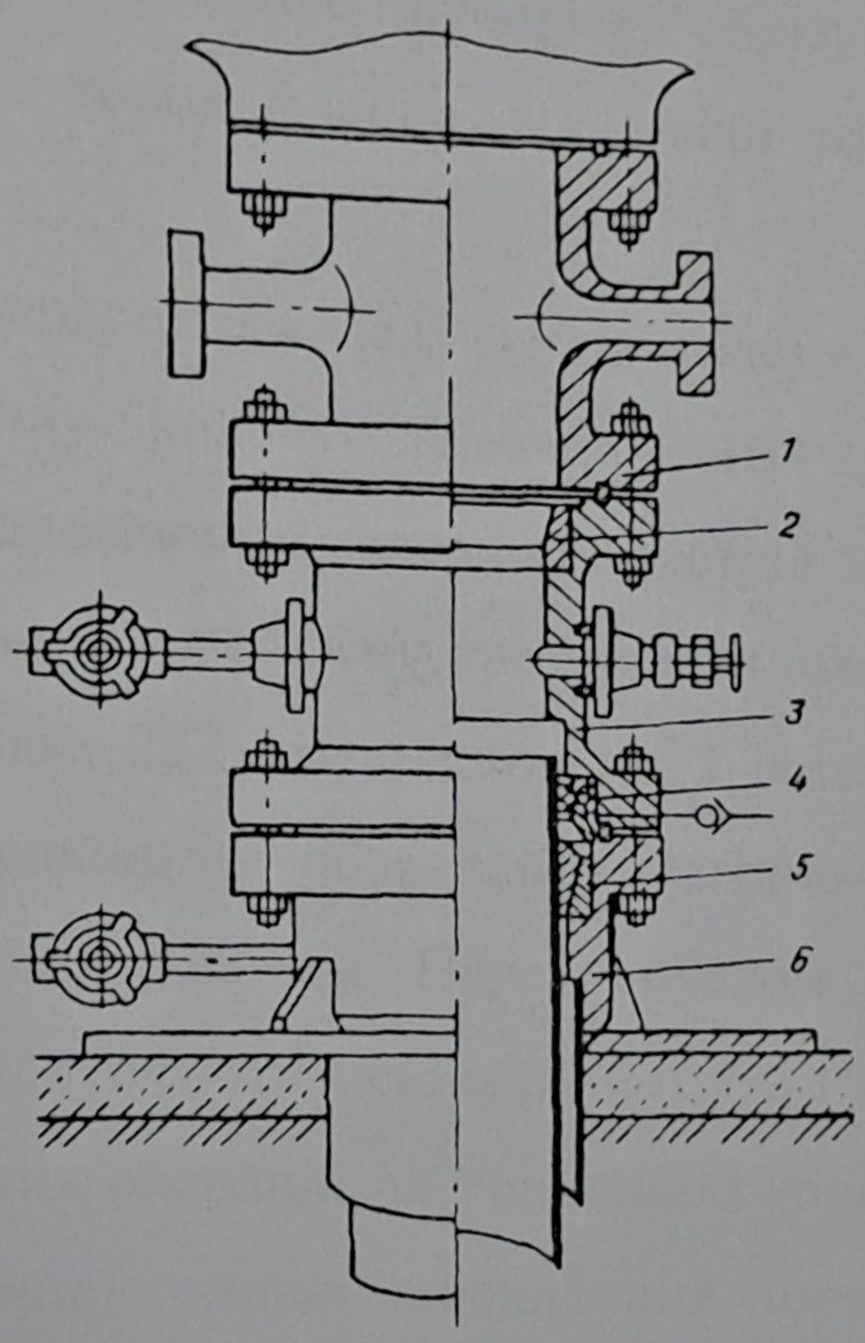


Рисунок 5.2 – Обладнання гирла свердловини після спуску колони діаметром 324 мм

Піднімають установку талевою системою бурової установки, встановлюють чотири розвантажувальні гвинти 2. Колону підвішують на талевій системі. Внутрішню порожнину хрестовини 8 (рис. 5.3) ретельно промивають. Зібравши підвіску 7, опускають її в розточування діаметром 345 мм хрестовини 8, розвантажують колону, посадивши її на клини підвіски. Превенторну установку підвішують на талевій системі, знімають розвантажувальні гвинти.

Сполучають хрестовину превенторної установки з хрестовиною 5. Проводять два відводи, виготовлені з насосно-компресорних труб діаметром 60 мм, від хрестовини 8 в жолобину систему. Потім цементують обсадну колону і промивають водою внутрішню порожнину хрестовини, відкривши відвід на ній на вільний злив. Після затвердіння цементу демонтують превенторну установку. За допомогою труборізки обрізують трубу на відстані 160-170 мм від верхнього торця фланця, зробивши зовнішню і внутрішню фаски 25×20.

Обладнання гирла свердловини після спуску колони діаметром 245 мм для буріння під експлуатаційну колону діаметром 168 мм. У розточування хрестовини 8 (рис. 5.3) встановлюють пакерний пристрій 5. Укладають в канавку верхнього фланця хрестовини 8 металеву прокладку і вмонтовують хрестовину 3. У розточування діаметром 227 мм хрестовини 3 вставляють запобіжник 2. Гирло обладнують противикидним обладнанням згідно затвердженій схемі і бурять під колону діаметром 168 мм. Перед спуском колони запобіжник 2 витягують з хрестовини 3 і спускають колону діаметром 168 мм.

Порядок технологічних операцій по кріпленню колони діаметром 168 мм і монтажу елементів колонної головки аналогічний порядку, описаному після спуску колони діаметром 245 мм.

Після спуску чергової обсадної колони і її обв'язування опресовують разом з колоною на тиск, відповідний максимально допустимому внутрішньому тиску обсадної колони. Колонну головку опресовують також закачуванням мастила спеціальним нагнітачем через зворотний клапан на тиск, відповідний

максимально допустимому зовнішньому тиску обсадної колони. При цьому перевіряють герметичність пакерного пристрою і герметичність металевих прокладок. У обох випадках тиск опресовування не повинен перевищувати тиск, вказаний в паспорті колонної головки. [3]

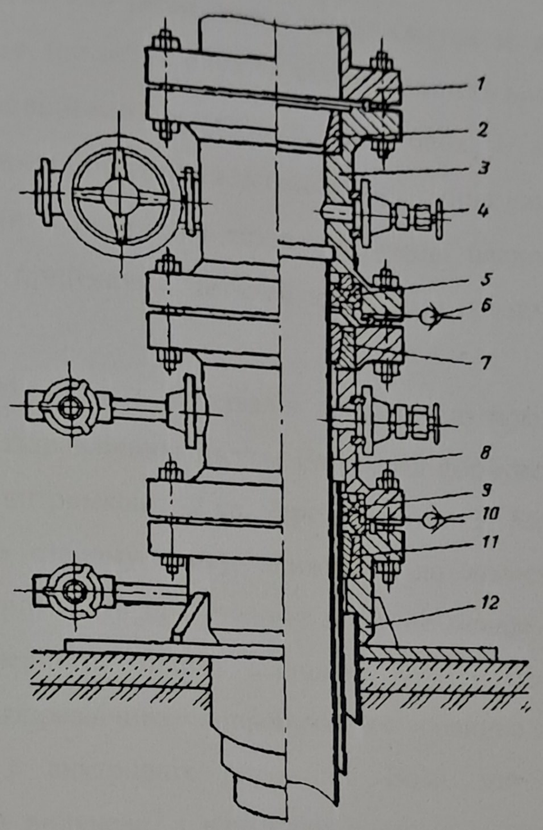


Рисунок 5.3 – Обладнання гирла свердловини після спуску колони діаметром 245 мм:

1 - противикидне обладнання; 2 - запобіжник; 3,8- хрестовина; 4 - вентиль; 5, 9 - пакерний пристрій; 6, 10 - зворотний клапан; 7, 11 - підвіски; 12-трійник

5.2.2 Організація робіт з гідравлічного випробування

Колонні головки після виготовлення та ремонту повинні бути випробувані на міцність та герметичність за допомогою гідравлічних стендів.

Перевірка відповідності обладнання вимогам технічних умов повинна виконуватись за технологією ремонтного підприємства за допомогою засобів вимірювань та приладів, що забезпечують задану точність вимірів.

Перевірка відповідності матеріалів, заготовок і покупних виробів вимогам технічних умов проводиться шляхом порівняння даних у сертифікатах на отримані матеріали з вимогами технічних умов, паспортами на покупні вироби, актами про приймання деталей службами технічного контролю і вимірами.

Випробування на міцність матеріалів деталей, що працюють під тиском, проводиться пробним гідравлічним тиском Рпр перед фарбуванням. Тиск до Рпр піднімати поступово з витримкою 1-2 хв. Через кожні 10...15 МПа, витримувати не менше 3 хвилин при сталому тиску, знижувати до атмосферного, повторно піднімати до Рпр, витримувати при сталому тиску не менше 10 хвилин, плавно знижувати до атмосферного. Видимі залишкові деформації, течії, потіння не допускаються. При гідравлічних випробуваннях повинне бути забезпечене витиснення повітря з внутрішніх порожнин. Вода, що залишилася після випробувань має бути вилучена, а внутрішні поверхні – просушені стисненим повітрям. За результатами випробувань на міцність і щільність матеріалу деталей скласти акти випробувань. [6]

Випробування на міцність і щільність матеріалу деталей засувок виконуються за схемою подачею рідини Рпр =105 МПа у вхідний патрубок при заглушеному вихідному при напіввідчиненому затворі.

Випробування на міцність і щільність матеріалу крана для манометра виконуються пробним тиском Рроб = 35 МПа, Рпр =70 МПа за схемою, що наведена на рисунку 5.4 при закрученому гвинті скидання тиску і відкритому затворі.

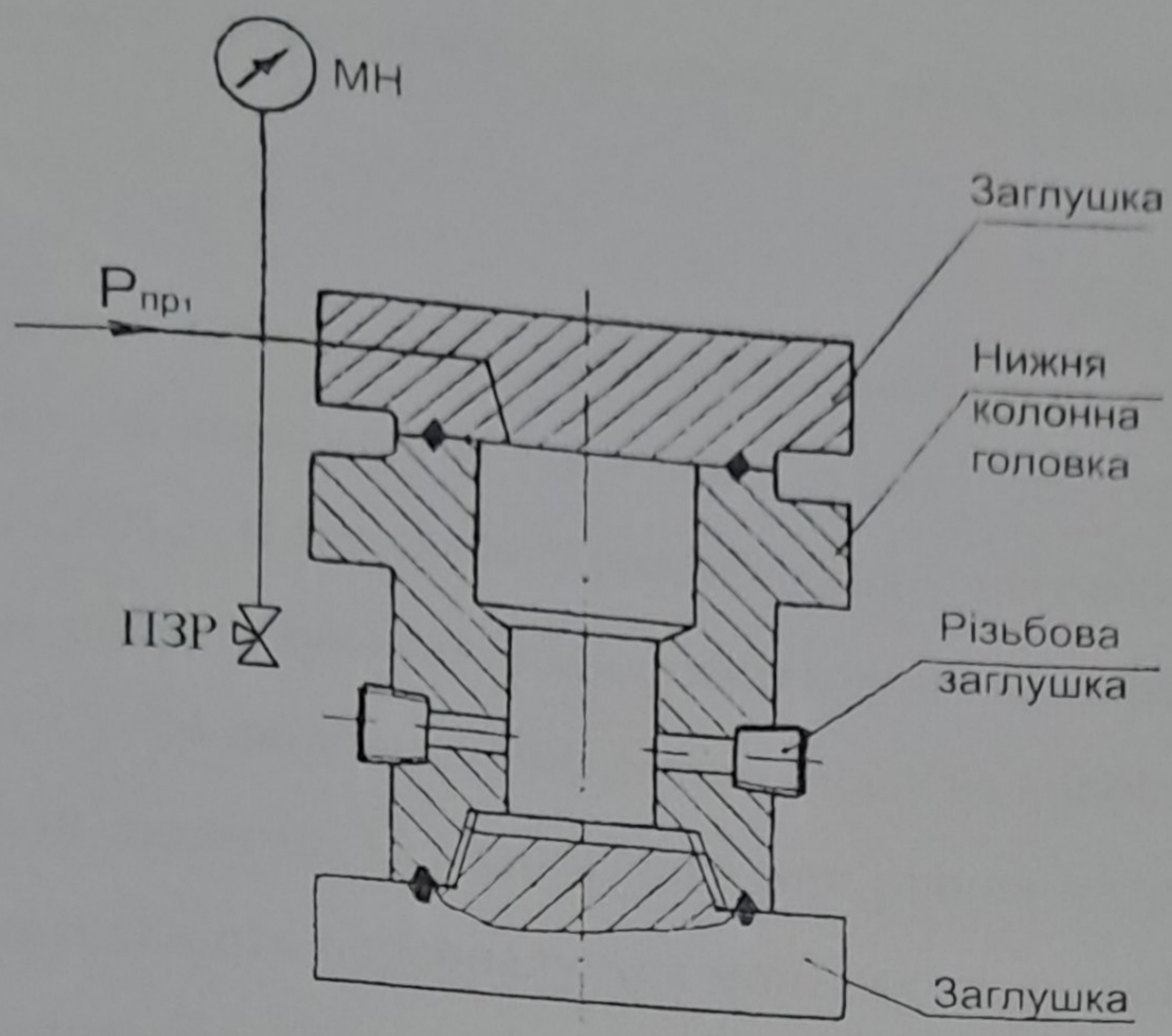


Рисунок 5.4 – Схема випробувань нижнього корпусу колонної головки:
МН – манометр; ПЗР – пристрій запірно-розрядний

Випробування на герметичність затворів засувок, кранів і корпусів виконуються водою тиском Рр = 21, 35 МПа. Для засувок, що витримали випробування водою, повторюються випробування повітрям при тиску Рп = 0,6 МПа. Перевірку крутного моменту для керування засувкою проводять скиданням тиску при гідравлічних випробуваннях одночасно зробивши вимірювання зусилля, яке необхідне для відкриття засувки динамометром, зусилля повинно бути не більше 220 Н на плечі 1 м.

Перевірка маси відремонтованого обладнання проводиться шляхом зважування на вагах звичайного класу точності окремих складальних одиниць з наступним підсумуванням їхніх мас.

5.2.3 Розрахунок чисельності персоналу, який займається монтажем обладнання

При розрахунку чисельності персоналу необхідно знати, які будуть витрати часу на використання тих чи інших операцій. Згідно СТП 320.30019801.021-2001 (Методика розроблення нормативів чисельності робітників і норм обслуговування обладнання), річні витрати часу на монтаж колонних головок C_1=24 люд/год. Річні витрати часу на випробування колонних головок C_2 = 1440 люд/год. Середній показник річних витрат часу C = 1840 люд/год. Отже, чисельність персоналу для монтажу та випробування колонних головок з врахуванням 6 монтажів на рік розраховується за формулою:

$$\frac{C_1 + C_2}{C} \cdot n = \frac{1464}{1840} \cdot 6 = 4{,}8 \text{ люд.}$$

Таким чином, для виконання робіт з монтажу колонних головок та на випробування необхідно залучити не менше ніж 5 робітників.

Професійно-кваліфікаційний склад робітників наступний:

1. Майстер
2. Вишкомонтажник 5 розряду – 1 чол.
3. Вишкомонтажник 4 розряду – 2 чол.
4. Слюсар-ремонтник обладнання 4 розряду – 2 чол.

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання

5.2.1 План-графік планово-попереджувальних ремонтів

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 плані для підтримки машин у справному і працездатному стані.

Система ППР передбачає наступні основні положення:

1) ремонт устаткування виконується через плановані 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;

5) чергування, періодичність і обсяг обслуговування і ремонтів визначаються призначенням, конструкцією й умовами експлуатації устаткування.

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

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

Обсяг і складність операцій ТР 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–розбірних 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).

Щоб звести до мінімуму простої комплексних технологічних установок (наприклад, бурових), бажано зношений агрегат заміняти цілком відремонтованим, узятим з резерву (принцип агрегатного ремонту).

Усі ремонтні і монтажні роботи виконуються роз'їзними ремонтними бригадами, використовуються пересувні ремонтні майстерні.

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

Тут 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.

Недоліком діючої системи ППР є слабка орієнтація на ТО обладнання, в тому числі й на його важливу складову частину – діагностику. Наприклад, відповідно до системи ППР, норми витрат праці на ТО в середньому не перевищують 25 – 30% від усіх трудових витрат.

Як відомо із практики, те або інше обладнання направляють у ремонт звичайно після визначеного терміну експлуатації або яких-небудь явищ порушень і відхилень у його роботі. Але у зв'язку з тим, що умови роботи однакових машин не завжди схожі, їх технічний стан до ремонту буває різним.

Обладнання, як правило, ремонтується передчасно тільки тому, що це пов'язано із закінченням строку роботи, коли здійснюється безпосереднє оброблення обладнання.

Недопущення направлення в ремонт обладнання з недовикористаним ресурсом можливе тільки при правильно організованій технічній діагностиці. Тому в наш час велике значення має діагностика всіх видів обладнання.

Одне з основних завдань у діагностиці технічного стану елементів

машини – найбільш повне використання ресурсу її основних агрегатів.

Процес зношування носить випадковий характер, тому ресурс агрегатів – випадкова величина, а ресурсна відмова конкретного елемента агрегату відбувається у випадковий момент часу, який без застосування діагностики неможливо передбачити.

Прогнозуючи остаточний ресурс машини від моменту контролю до граничного стану, можливо забезпечити розумне керування технічним станом машини і повніше використовувати ресурс агрегатів за умови зберігання рівня їх безвідмовності в прогнозований період.

Із розширенням застосування складного автоматизованого обладнання його ТО, попередження можливих відмов на основі діагностики його стану має особливо актуальне значення.

При штанговій експлуатації нафтових свердловин із застосуванням диспетчеризації для дистанційної сигналізації використовуються такі засоби: на балансирі верстата - качалки встановлюється спеціальний датчик, який при обриванні штанги подає сигнал; сигналом повної відмови насоса є припинення коливання висоти стовпа.

При бурінні за допомогою електробура у випадку заклинювання долота різко зростає струм, що слугує сигналом про відмову.

Але перелічені прийоми не є методами технічної діагностики, оскільки сигналізують про відмову, що вже трапилася, і не являють собою системи, яка дозволяє її прогнозувати.

Методи діагностики та прогнозування часу наступного ремонту сприяють продовженню строку служби обладнання і скорочують час та тривалість роботи, пов'язаних із його ремонтом. Загальне поліпшення стану обладнання дозволяє змінити структуру ремонтних робіт – скорочує кількість і місткість ремонтів та збільшує обсяг саме технічного обслуговування. Практично повністю виключаються випадки непередбаченого аварійного виходу обладнання з ладу, а також випадки виходу з ладу обладнання через технічну несправність або економічну недоцільність його ремонту після аварії.

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

Поточний ремонт (ПР) ставить задачею 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–розбірних 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).

Щоб звести до мінімуму простої комплексних технологічних установок (наприклад, бурових), бажано зношений агрегат заміняти цілком відремонтованим, узятим з резерву (принцип агрегатного ремонту).

Усі ремонтні і монтажні роботи виконуються роз'їзними ремонтними бригадами, використовуються пересувні ремонтні майстерні.

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

регулюванням.

Тут 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 керування 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 них у більш високу по зносостійкості групу деталей.

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

5.2.3 Умови експлуатації та аналіз діючих навантажень

Більшість деталей бурового устаткування при роботі піддасться значним статичним і динамічним навантаженням, а також інтенсивному зношуванню і корозії. Велике число деталей працює абразивних і корозійних середовищах при високих температурах. У південних районах країни устаткування працює часто при температурі навколишнього повітря до +50°, а в північних районах - при -50°.

5.2.4 Типові види і причини спрацювання і відмов елементів обладнання

Очевидно, що причини виходу з ладу деталей устаткування, що відмінного один від одного конструкцією і матеріалом і експлуатується в різних умовах, неоднакові.

У практиці експлуатації машин і устаткування зустрічаються різноманітні пошкодження деталей.

Спостереження за відмовами деталей машин в експлуатації дозволяють всі види руйнування матеріалів деталей розділити на три основні групи:

1) деформація і злами;

2) знос;

3) хіміко-теплові пошкодження.

Спостереження за зносом і ушкодженнями деталей машин при експлуатації дозволяють виділити п'ять основних видів руйнування деталей:

1) деформацію і злами (крихкий злам, в'язкий злам, залишкова деформація, втомлений злам, контактні втомлені ушкодження);

2) механічний знос (стирання металевих пар, абразивний знос);

3) ерозійно-кавітаційні ушкодження (рідинна ерозія, кавітація, газова ерозія);

4) корозійні ушкодження (атмосферна корозія, корозія в електролітах, газова корозія);

5) корозійно-механічні ушкодження (корозійна утома, корозійне розтріскування, корозія при терті).

Деформація і злами виникають при надмірному збільшенні напруги в матеріалі деталі, що перевершує границю текучості або межа міцності. Деформація матеріалу супроводжується зміною форми і розмірів деталі.

Механічний знос виявляється в результаті взаємодії пар тертя. У залежності від природи пар тертя і умов їхньої взаємодії розрізняють знос металевих пар при терті катання або ковзання й абразивний знос. Інтенсивність

носу залежить від умов взаємодії пар тертя.

По характері змащення розрізняють три основних види тертя.

1. Рідинне тертя — тертьові поверхні тіл зовсім відділений друг від друга ядром змащення.

2. Тертя при неповному або недосконалому змащенні — тертьові поверхні частково стикаються своїми виступами. Цей вид тертя розділяється на ри підвиди:

а) напіврідинне тертя, коли шар змащення недостатньо товстий і здбувається часткове сухе тертя (тверде тертя);

б) напівсухе тертя, коли відбувається тертя твердих поверхонь, на яких ається деяка кількість змащення;

в) граничне або молекулярне тертя, коли геометрична форма тіл тертя здвильна, а обробка поверхонь високого класу чистоти, у результаті чого між оверхнями тертя утвориться молекулярна плівка змащення.

3. Сухе тертя — тертя металевих поверхонь без змащення.

Найменший знос пар тертя відзначається при рідинному терті.

5.2.5 Зміст технічного обслуговування обладнання. Перелік та слідовність робіт при технічному обслуговуванні і поточному ремонті

Деталі, вузли і машина в цілому в міру експлуатації поступово знижують вень працездатності від виникнення в них неполадок і зносу. Неполадки брруднення, порушення надійності і щільності з'єднань і регулювання) уваються технічним обслуговуванням машин, а знос них — тільки ремонтом.

Основою правильної експлуатації машин є планове забезпечення їхнім слуговуванням і ремонтом, що виключає або зводить до мінімуму жливість раптових відмовлень.

У народному господарстві широко застосовується система планово–переджувального обслуговування і ремонту машин (система ППР).

Система ППР — комплекс заходів щодо обслуговування і ремонту

машин, виконуваних профілактично по заздалегідь складеному плані для підтримки машин у справному і працездатному стані.

Система ППР передбачає наступні основні положення:

1) ремонт устаткування виконується через плановані проміжки часу, названі 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;

5) чергування, періодичність і обсяг обслуговування і ремонтів визначаються призначенням, конструкцією й умовами експлуатації устаткування.

Технічне обслуговування, строго регламентоване за часом і обсягом, виконується по переліку обов'язкових операцій, а ремонт плануються за часом і обсягом і виконується у встановленим планом термін в обсязі, що залежить від фактичного стану машини.

Технічне обслуговування складається з щодня виконуваних робіт — очищення від бруду, огляд і підтяжка ослаблених нарізних сполучень, перевірка і налагодження мастильних пристроїв, перевірка дії контрольних, захисних і гальмових пристроїв, — і періодичного технічного обслуговування — всі операції щоденного технічного обслуговування, плюс змащення машини зміна мастила відповідно до карти змащення, мийка зовні, перевірка і регулювання окремих частин і деталей, перевірка і налагодження всіх систем керування і контролю.

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 рухливих з'єднань, регулювання зазорів,

контроль кількості і якості палива, мастила, води, а також перевірку працездатності окремих приладів, агрегатів і установки в цілому.

Для нафтогазопромислового устаткування технічне обслуговування необхідно виконувати також після завершення робіт на черговій свердловині для виявлення можливості наступного використання устаткування. Ретельна ревізія устаткування повинна бути завершальним етапом і монтажними роботами на новому місці роботи.

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.

5.2.6 Технологія відновлення спрацьованих деталей

1) Спосіб ремонтних розмірів

Суть способу ремонтних розмірів полягає в тому, що одну зі зношених деталей сполучення, звичайно більш трудомістку, піддають механічній обробці до заздалегідь 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 первісну посадку в сполученні.

У парі вал — підшипник ремонтні розміри поверхонь, що сполучаються, будуть менше, а в парі циліндр — поршень більше первісних розмірів.

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:

- не можна виготовити іншу деталь сполучення, поки не відремонтована більш трудомістка;

- виключається взаємозамінність деталей.

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

2) Ремонт деталей тиском

Ремонт деталей тиском полягає у відновленні первісних 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:

- наявність запасу матеріалу на неробочих ділянках деталі, що ремонтується;

- достатня пластичність матеріалу;

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

- обсяги механічної і термічної обробки повинні бути мінімальними;

- при ремонті цим способом загартованих або поверхово 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 роблять 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.

3) Ремонт деталей зварюванням і 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 й ін. При зварюванні металів, за винятком холодного зварювання, роблять місцеве нагрівання частин, що з'єднуються, до переходу їхній у пластичне (зварювання тиском) або в розплавлений стан (зварювання плавленням).

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

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 шаруючи металу або сплаву з властивостями, що іноді відрізняються від властивостей основного металу. У зв'язку з цим до процесу наплавлення пред'являються наступні основні вимоги:

- для забезпечення заданих фізико-механічних властивостей у наплавленому шарі процес наплавлення не повинний змінювати вихідного

хімічного складу і структури металу, що наноситься, тобто при наплавленні частка основного металу наплавленого в шарі повинна бути мінімальною;

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

- наплавлений шар повинний мати досить високу міцність зчеплення з основним металом.

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

Наплавлення є розповсюдженим способом ремонту деталей бурового і нафтогазопромислового обладнання, таких як вали, зубчасті колеса, муфти, зірочки, клапани і штоки бурових насосів і інші деталі.

4) Ремонт деталей металізацією

Процес металізації полягає в нанесенні розплавленого металу на спеціально підготовлену поверхню деталі розпиленням його струменем повітря або газу. Частки розплавленого металу, вдаряючись по поверхні деталі, заповнюють попередньо створені на поверхні нерівності, у результаті чого відбувається їхнє механічне закріплення, а також виникає молекулярне схоплювання між напиленим і основним металом. У результаті загартування, окислювання і наклепу часток напилюючого металу твердість матеріалу покриття підвищується. Розрізняють газову, електродугову, високочастотну, тигельну і плазмову металізацію. Напилюваний матеріал застосовується у виді дроту, стрічки або порошку. Щільність напиляного 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 друг друга лусочок.

При ударі часток металу, не утворюючі 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 вигоряння легуючих елементів, окислювання напилюючого металу, низькі механічні властивості напиляного шару і великі втрати металу при напилюванні. Електродугові металізатори можуть бути використані для напилювання сталей і кольорових металів.

5) Ремонт деталей гальванічним нарощуванням

Гальванічне нарощування металу на поверхню деталі засновано на процесі електролізу. Під дією постійного електричного струму, що надходить в електроліт через провідників-електроди, позитивно заряджені іони (катіони) рухаються до катода, а негативно заряджені іони (аніони) до анода.

При досягненні катода позитивними іонами й анода негативними утворяться нейтральні атоми. У результаті на катоді, у якості якого використовується відновлювана деталь, виділяються метал і водень, а на аноді — кислотні і водні залишки. Електроліз металів може здійснюватися з розчинними і нерозчинними анодами. Розчинні аноди виготовляють із заліза армко, міді або нікелю в залежності від виду електролітичного процесу; нерозчинні — зі свинцю, платини й інші метали. При електролізі з нерозчинними анодами поповнення металу електроліту здійснюється за рахунок додавання в електроліт речовини, що містить іони металу, що осаджується.

Як джерело постійного струму використовуються генератори напруги 6— 12 В і силою струму 250 — 5000 А, також селенові і міднозакисні випрямлячі.

Процес гальванічного покриття повинний забезпечувати одержання мілкокристалічного рівномірного осаду необхідної товщини, що володіє мінімальною крихкістю, цільністю, достатньою твердістю і міцне зчепленням з основним металом.

Якість покриття залежить від якості попередньої підготовки поверхні, на яку наноситься покриття, сталості складу електроліту, його температури, кислотності, щільності струму, а також від розташування деталі й анода в гальванічній ванні. Рівномірність покриття в значній мірі визначається здатністю електроліту, що розсіює. Зі збільшенням відстані між деталлю й анодом рівномірність покриття підвищується. Матеріал і форма анода залежать від виду покриття і форми деталі. При нанесенні покрить на деталі складної конфігурації на виступаючих частинах деталі відкладається більша кількість металу. Для одержання рівномірного покриття застосовують фігурні аноди, що повторюють форму деталі, що покривається.

Для відновлення розмірів зношених поверхонь найбільше застосування знаходять електролітичне хромування, осталювання, міднення і тверде нікелювання.

б) Ремонт деталей пайкою

Пайкою називається процес утворення нероз'ємного з'єднання нагрітих поверхонь металу, що знаходяться у твердому стані, за допомогою розплавлених сплавів (припоїв), що мають меншу температуру плавлення в порівнянні з температурою плавлення основного металу. Розплавлений припій заливається в зазор між поверхнями, що з'єднуються, і міцно з'єднує їх після охолодження.

У якості припоїв використовуються метали і сплави, що володіють здатністю добре змочувати поверхні, що з'єднуються. Пайка поділяється на низькотемпературну, при якій нагрівши в місці контакту матеріалів, що з'єднуються, і припою не перевищує 450 °С, і високотемпературну. Для низькотемпературної пайки широко застосовуються олов'янисто-свинцеві припої марок ПОС-30, ПОС-40, ПОС-50, ПОС-61 і інші з температурою плавлення 220 — 280 °С. Ці припої використовують для невідповідальних з'єднань, що працюють при невисоких температурах. Межа міцності на розтягання таких з'єднань дорівнює 2,8 — 3,2 кгс/мм^2.

Процес пайки містить у собі підготовку поверхонь, що з'єднуються, їх

прогрівають до температури, близької до температури плавлення припою, розплавлюють і наносять рідкий припій на поверхні, що з'єднуються, і заповнюють їм робочий шов.

Пайкові звичайно застосовують для ремонту деталей, що мають механічні ушкодження, і найчастіше для усунення тріщин.

7) Ремонт деталей перезаливанням антифрикційними сплавами

Антифрикційні сплави широко використовуються для заливання підшипників ковзання, з метою зниження тертя і зменшення зносу шийок вала. Для цих цілей застосовують високоолов'янистий бабіт, свинцево-олов'янистий, нікелевий і телуристий бабіти, свинцеву бронзу й ін.

При експлуатації підшипників, залитих бабітом, відбувається зношування залитого шару, його видавлювання, поява тріщин, викрашування і відшаровування внаслідок втомленого руйнування під дією циклічних навантажень. Чим тонше шар бабіту, тим вище його фізико-механічні властивості, у тому числі втомлена міцність.

Процес ремонту підшипників перезаливанням антифрикційним сплавом складається з підготовки підшипника до заливання, плавки бабіту, заливання підшипника бабітом і механічною обробкою підшипника з наступним контролем.

Знежирення підшипників виробляється в розчині каустичної соди при температурі 80 — 90 °С 10 хв. Потім підшипники промивають у гарячій воді і сушать. Зношений шар бабіту видаляють слюсарно-механічною обробкою або виплавлянням. Підігрітий підшипник після знежирення і сушіння занурюють у тигель з розплавленими відходами бабіту, а потім для видалення залишків полуди його поверхню протирають азбестовою щіткою. Після очищення поверхні перевіряють геометричні розміри вкладишів (висоту, зовнішній діаметр, паралельність площин рознімання й ін.).

При ремонті вкладишів підшипників, залитих свинцюватою бронзою, крім очищення і знежирення на поверхні, що піддається заливанні, спеціальним інструментом створюється осередкова поверхня для кращого утримання

сплаву.

8) Ремонт деталей полімерними покриттями

Спосіб ремонту деталей полімерними покриттями полягає в нанесенні шаруючи полімерного матеріалу на зношену поверхню деталі.

Існують різні методи нанесення полімерів на поверхні деталей машин. Вибір методу нанесення визначається природою полімерного матеріалу, його фізичним станом при нанесенні, товщиною покриття, габаритними розмірами і формою деталі.

При нанесенні покрить з розплавів полімерів звичайно застосовують метод пресування і лиття під тиском.

Пресування здійснюється на гідравлічних або механічних пресах. Для пресування звичайно використовуються прес-порошки з термореактивних полімерів, тобто таких полімерів, що при затвердінні переходять у неплавке і нерозчинне стани.

Основні параметри процесу пресування — температура, тиск і час витримки. При підвищенні температури збільшується плинність полімеру і прискорюється протікання процесу формування покриття. Час витримки деталі під тиском залежить від швидкості нагрівання деталі, швидкості переходу полімеру у твердий і неплавкий стан і форми деталі. Режими пресування звичайно встановлюють дослідним шляхом.

9) Ремонт деталей із застосуванням клейових з'єднань

Склеювання металів засноване на здатності деяких неметалічних матеріалів утворювати досить міцні зв'язки з металом. Клеї для металів звичайно готують на основі термореактивних або термопластичних полімерів, що після затвердіння мають досить високу механічну міцність (когезійна міцність) і гарним зчепленням з металами (адгезійна міцність).

Клеї на основі термореактивних полімерів дозволяють одержувати міцні і теплостійкі з'єднання. Стосовно теплового впливу вони є необоротними системами. Клеї цієї групи застосовують у силових металоконструкціях.

Клеї на основі термопластичних полімерів мають меншу міцність і більш

низькою теплостійкістю. З підвищенням температури подібний клейовий шар розм'якшується і склеєні поверхні роз'єднуються. Застосовують них для несилових конструкцій, що працюють при невисоких температурах.

Клеї можуть бути однокомпонентними і багатокомпонентними. Однокомпонентні клеї готують на хімічному підприємстві і поставляють споживачеві в готовому виді, багатокомпонентні — готують перед вжитком.

Фізико-механічні властивості клейових з'єднань металів істотно залежать від досконалості технології склеювання.

Основними операціями процесу склеювання є:

- підготовка металевих поверхонь до склеювання;

- готування клейового складу;

- нанесення клеячи на поверхню (спосіб нанесення клею, його кількість і режими підсушування нанесеного клею перед з'єднанням поверхонь);

- затвердіння клейового шару (тривалість витримки, температура і тиск у процесі затвердіння).

З механічних методів знайшли застосування:

- очищення ручними інструментами (шкребками, абразивним колом, металевими щітками, абразивною шкуркою);

- піскоструминна, дробоструминна і гідропіскоструминна обробки;

- очищення дисковими дротовими щітками.

5.2.7 Поверхневе зміцнення деталей

Для збільшення довговічності деталей бурового й нафтогазопромислового обладнання необхідно проводити комплекс конструкторських, технологічних й експлуатаційних заходів.

Відомо, що деталі машин у процесі роботи сприймають найбільші навантаження своїми поверхневими шарами. Явища зношування, що впливають у значній мірі на довговічність, розвиваються на поверхнях тертя сполучених деталей. У верхніх шарах робочих поверхонь деталей навантаження

викликають внутрішні напруження розтягання, стиску, згину або крутіння в чистому виді або в певних сполученнях, і поломки деталей у процесі експлуатації часто носять характер втоми.

Поверхневе загартування – один з видів зміцнення термічної обробки сталевих і чавунних деталей: поверхневий шар нагрівають із великою швидкістю вище температури фазового перетворення, потім швидко охолоджують, і одержують мартенситну структуру. Загартування дозволяє значно підвищити міцність і зносостійкість деталей. Міцність вуглецевої сталі можна збільшити звичайним загартуванням і відпуском в 1,5-2 рази, а легованої сталі навіть в 2-3 рази.

Зміцнююча хіміко-термічна обробка (ХТО) – це процес дифузійного насичення поверхневого шару металевих деталей активними елементами, що забезпечують одержання певних фізико-механічних властивостей для підвищення твердості, втомлюваної міцності, зносостійкості, жаростійкості й корозійної стійкості. До хіміко-термічних методів зміцнення, що отримали широке поширення, належать цементація, азотування, нітроцементація, борування, дифузійне хромування, цинкування, сульфідування.

Цементація — процес насичення вуглецем поверхневого шару сталевих деталей, нагрітих до температури понад 900—940° С. Залежно від стану середовища (карбюризатора) розрізняють цементацію у твердому карбюризаторі, цементацію в рідкому середовищі й газовій цементації сталі.

Азотування — один із процесів хіміко-термічної обробки, при якому поверхневі шари сталевих і чавунних деталей насичуються азотом. Азотування підвищує твердість і зносостійкість, втомлювану міцність і збільшує опір корозії. Процес здійснюється при нагріванні деталей в аміаку.

При нітроцементації (ціанування) відбувається одночасне насичення поверхневих шарів сталі вуглецем й азотом. Нітроцементація підвищує твердість і міцність деталей. Відома нітроцементація у твердих, рідких і газових середовищах. Процес виконується при низьких (540— 560° С) і високих (800—830° С) температурах.

Борування – насичення поверхневого шару сталевих деталей бором, що підвищує його твердість і зносостійкість. Відомо борування у твердому і рідкому середовищах. У першому випадку використається порошок феробору.

Дифузійне хромування — процес насичення хромом поверхні деталей, нагрітих до температури 1000° С. Воно різко підвищує твердість і корозійну стійкість металу деталей.

Цинкування – процес насичення цинком поверхні деталей, які занурюють у розплавлений цинк або поміщають у порошок цинку, оброблений соляною кислотою. У результаті поверхня деталей здобуває антикорозійні й антифрикційні властивості. Процес широко застосовується в нафтопромисловій практиці.

Сульфідування – це термодифузійне насичення сіркою поверхні сталевих і чавунних деталей. При цьому способі утвориться поверхневий шар сірчистого заліза, що володіє підвищеною зносостійкістю, і зменшується коефіцієнт тертя, а отже, і зношування.

Зміцнююча електро-іскрова обробка (ЕІО) заснована на проходженні імпульсного розряду між електродом (анодом) і деталлю (катодом).

Сутність ЕІО полягає в полярному переносі матеріалу електрода на деталь (нарощування) при одночасному термічному впливі струму на легуванні поверхні деталі елементами зміцнюючого електрода й азоту повітря. Зміцнений шар відрізняється високою твердістю, обумовленої утворенням карбідів, нітридів, карбонітридів і гартованих структур. Як електроди застосовують стрижні із твердих сплавів Т15ДО6, Т30ДО4, Т60ДО6, ферохрома, феромарганцю, а також графіту ЭГ2 і ЭГ4. Кращими матеріалами для зміцнення деталей, що працюють при терті ковзання, уважаються феромарганець і твердий сплав Т15ДО6, а деталей, що працюють при терті катання, - ферохром і графить ЭГ2.

Для ЕІО промисловість випускає кілька моделей одно - і багатоелектродних установок: КЭИ-1, УПР-3М, ИЕ-2М, ИАС-2М, ЭФИ-10, ЭФИ-25.

Зміцнюючу обробку поверхневим пластичним деформуванням (ППД) застосовують в основному для підвищення втомлюваної міцності деталей. Зміцнення досягається шляхом зниження шкідливого впливу концентраторів напружень за рахунок створення в поверхневих шарах деталі внутрішніх напружень стиску і подрібнювання кристалічної структури.

Особливо ефективне зміцнення поверхневим наклепом для деталей, що працюють в умовах циклічних знакозмінних навантажень й у корозійних середовищах.

Поверхневий наклеп (ПН) являє собою поверхневе пластичне деформування зі зміною структури матеріалу без його повної рекристалізації. Пластична деформація приводить до подрібнювання зерен і зменшенню їхніх розмірів, створює текстуру.

При наклепі відбувається утворення зсувів в зернах металу, пружне перекручування обсягів кристалічних решіток, що прилягають до ліній зрушень, зміна форми й розмірів зерен. У результаті наклепу змінюються механічні властивості металу: підвищуються всі характеристики опору деформації, знижується пластичність і збільшується твердість.

Ефективним методом поверхневого зміцнення деталей машин є наплавлення матеріалів з високими експлуатаційними властивостями. Цей метод економічний, тому що наплавленню піддають тільки ті поверхні, які працюють в умовах інтенсивного зношування й, як правило, маса наплавленого матеріалу становить малу частку від маси деталі.

Довговічність зміцнених деталей визначається властивостями наплавленого матеріалу, тому матеріал або сплав, який наноситься, вибирають із урахуванням умов експлуатації деталі й застосовуваного методу наплавлення.

Велике застосування мають наступні групи наплавочних матеріалів:

- стали, леговані марганцем, хромом, нікелем, вольфрамом, молібденом;

- сплави на основі заліза - високохромисті, вольфрамові, молібденові чавуни, а також сплави з високим змістом хрому, вольфраму, кобальту,

молібдену;

- сплави на основі вольфраму, кобальту, нікелю.

5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання

З точки зору заходів з охорони праці противикидне обладнання призначене для створення безпечних умов праці робітникам при бурінні, випробуванні, ремонті та освоєнні свердловин. Розглядаємо такий елемент комплексу противикидного обладнання як модернізованого герметизуючого пристрою герметизації гирла свердловини. Процес експлуатації пристрою супроводжується небезпеками різного характеру, серед яких можна розглянути наступні.

Монтаж пристрою на гирло свердловини здійснюється за допомогою талевої системи бурової установки з використанням монтажних штропів. Потенційною небезпекою є падіння пристрою внаслідок неправильного кріплення або несправної допоміжної лебідки.

Після монтажу фланцевих з'єднань проводяться гідравлічні випробування противикидого обладнання. Максимальний тиск випробування рівний робочому тиску 35 МПа. Потенційною небезпекою є витікання рідини під тиском внаслідок негерметичності фланцевих з'єднань, руйнування прокладки. Також перед пуском у роботу противикидного обладнання проводять опресування системи гідроприводу робочим тиском 10 МПа. Потенційною небезпекою є витікання рідини під тиском внаслідок руйнування трубопроводів системи, з'єднань гідромагістралей під тиском.

В систему керування противикидним обладнанням входить також електрична схема для приводу шестеренчастого насосу високого тиску. Привід насосу здійснюється електродвигуном потужністю 3 кВт від мережі змінного струму 380 В. Підвід електроструму до станції управління здійснюється кабелем в гумовій оболонці перерізом від 3х2,5 до 1х1,5. До потенційних небезпек відноситься: замикання на корпус електродвигуна, замикання на

металоконструкцію станції керування кабелю внаслідок пошкодження ізоляції.

В процесі монтажу противикидного обладнання можливі травми при використанні подовжувачів на ключі. Тобто, основна небезпека виникає при недотриманні вимог експлуатації та монтажу противикидного обладнання, що приводить до виникнення відкритих фонтанів, які створюють загрозу для життя працюючих.

Технічні рішення по забезпеченню безпеки технологічного процесу

1. Керування противикидним обладнанням повинно бути дистанційним і механізованим з обов'язковою наявністю дублюючого механізму ручного приводу. Дистанційне механізоване керування здійснюється з двох взаємно зблокованих пультів: основного і допоміжного.

Основний пульт призначений для керування обладнанням з безпечної відстані поза буровою, встановленої від гирла свердловини не менше, ніж на 15 м, а від викидних трубопроводів не менше, ніж на 3 м. Електропривод станції гідравлічного керування та основний пульт розташовуються під навісом, який має бути виконано з металевого листа завтовшки не менше 5 мм із стіною, оберненою в бік свердловини і освітлюються джерелом світла в вибухонебезпечному виконанні. Сюди ж виводяться штурвали ручного керування. На стінці перед кожним штурвалом водостійкою фарбою має бути нанесено: стрілки, що вказують напрямки обертання штурвалу на закривання і відкривання, цифри, що вказують кількість обертів штурвалу до повного закривання, мітку, суміщення якої з міткою на валу штурвалу відповідає повному закриванню превентора, тиск опресування колони, діаметр встановлених плашок, порядковий номер превентора знизу вгору. Штурвали повинні також обладнуватися вказівниками кількості обертів.

Допоміжний пульт встановлений безпосередньо біля робочого місця бурильника і повинен бути постійно ввімкненим.

2. Для контролю за тиском на викидних трубопроводах повинні встановлюватися манометри з такою шкалою, щоб при робочому тиску стрілка знаходилася в середній частині шкали. Діаметр корпуса манометра повинен

бути не менше 100 мм. На манометрах повинні бути нанесені мітки, які обмежують допустимий тиск для останньої спущеної колони.

3. Електродвигун приводу насоса має автоматичне керування від електроконтактного манометра. Регулюється манометр на тиск вмикання електродвигуна 9 МПа і вимикання – 10 МПа.

4. На корпусі основного пульта керування встановлене реле рівня масла і дзвінок гучного бою. При зниженні рівня масла в баку нижче допустимого через аварійні витікання в гідросистемі, реле спрацьовує і вмикає дзвінок гучного бою. При доливанні масла дзвінок вимикається.

5. Основний пульт керування противикидним обладнанням заземлюється спеціальною шпонкою. Допоміжний пульт встановлюється на чотирьох шпонках, приварюючи їх до підлоги основи вежового блока.

6. Запобіжний клапан запобігає появі надлишкового тиску у системі гідравлічного керування у випадку, коли несправний або неправильно відрегульований манометр чи тиск із свердловини через негерметичні ущільнення розповсюджується у гідравлічне керування.

У випадку, коли тиск у трубопроводі, приєднаному до нижнього отвору, перевищує 15 МПа, поршень через опору стискає пружини, при цьому масло через отвір стікає в масляний бак.

Регулювання тиску, при якому спрацьовує клапан, здійснюється шляхом закручування (викручування) верхньої кришки.

Відхилення від вимог стосовно обв'язки противикидним обладнанням гирла свердловин допускаються за узгодженням зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою та органом Держнаглядохоронпраці України за умови надання підприємством вичерпного обґрунтування.

Лінії скидання на факели від блоків глушіння та дроселювання повинні надійно закріплюватись на спеціальних опорах, не спрямовуватись в бік виробничих та побутових споруд та мати нахил від гирла свердловини. Довжина ліній повинна бути:

- для нафтових свердловин з газовим фактором менше 200 $м^3$ /т – не менше

50 м;

- для нафтових свердловин з газовим фактором понад 200 м ^{3}/т, газових і розвідувальних свердловин – не менше 100 м.

Повороти викидних ліній превенторної обв'язки допускаються в окремих випадках із застосуванням кованих косинців на різьбах і фланцях або трійників з буферним пристроєм, попередньо опресованих на максимальний робочий тиск превенторної установки і встановлена на них запірна арматура повинна мати внутрішній діаметр, однаковий з внутрішнім діаметром відводів хрестовини. Після блоку засувок допускається збільшення їх діаметра не більше, ніж на 30 мм. Відстань від кінців викидного маніфольда до всіх комунікацій і споруд, які не відносяться до об'єктів бурової установки, повинна бути не менше 100 м для всіх категорій свердловин. Відстань кінця викидного маніфольду від діючих нафтових свердловин – не менше 50 м, відповідно для газових – не менше 100 м.

Противикидне обладнання повинне збиратись з вузлів і деталей, які виготовлені за технічною документацією, затвердженою в установленому порядку. Допускається застосування окремих деталей і вузлів, виготовлених на базах виробничого обслуговування підприємств відповідно до затверджених технічних умов, при цьому виготовлені вузли і деталі повинні мати паспорти. Застосування даних деталей і вузлів не повинно знижувати надійність противикидного обладнання.

Викидні лінії після засувок опресовуються водою на тиск:

- 5 МПа – для противикидного обладнання розрахованого на тиск до 21 МПа;

- 10 МПа – для противикидного обладнання, розрахованого на тиск вище 21 МПа. Результати опресування оформлюються актом. Періодичність перевірки встановлюється буровим підприємством.

Забороняється здійснювати будь-які роботи з усунення несправностей гирлового чи противикидного обладнання, що знаходиться під тиском.

Забороняється докріплювати фланцеві, нарізні і швидкозбірні з'єднання,

що знаходяться під тиском.

В місцях постійного переходу людей над викидними лініями противикидного обладнання повинні встановлюватися перехідні містки шириною не менше 10 м та перилами висотою не нижче 1 м.

Земляні амбари в кінці викидних ліній гирлового і противикидного обладнання при висоті обвалування менше 1 м повинні огороджуватися.

Опресування гирлового і противикидного обладнання на свердловині повинне проводитися, як правило, на протязі світлового дня. Допускається проведення робіт з опресування в нічний час за умови виконання вимог освітленості згідно з діючими нормами. В процесі опресування забороняється присутність людей біля противикидного обладнання, що знаходиться під тиском.

Перед початком опресування обслуговуючий персонал, що безпосередньо не задіяний у виконанні робіт, слід вивести у безпечне місце.

При обслуговуванні противикидного обладнання необхідно додержуватися правил техніки безпеки згідно таких нормативних документів:

– НПАОП 11.1-1.01-08 "Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України";

– НАОП 1.1.21-1.18-82 "Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах".

– НАПБ А. 01.001-95 "Правила пожежної безпеки в Україні";

– ДНАОП 0.00-5.12-01 "Інструкція з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах".

Навчання, інструктаж та перевірка знань працівників повинні відповідати вимогам ДНАОП 0.00-4.12-99 "Типове положення про навчання з питань охорони праці".

Висновки

В даному розділі магістерської роботи описана організація робіт з монтажу колонних головок та її гідравлічного випробування. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу колонних головок та їх випробування, згідно яких потрібно 5 робітників, подано склад бригади при виконанні монтажних робіт. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації обладнання, роботи при їх поточному, середньому та капітальному ремонтах.

Даний розділ магістерської роботи також присвячений аналізу потенційно небезпечних факторів, які виникають при експлуатації та ремонті обладнання, методам й засобам для забезпечення нормальних умов його експлуатації.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" за найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 4200 м вибрана бурова установка НБО-Е, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі спорудження даної свердловини. Колонна головка, яка входить у склад обладнання гирла свердловини ОКК-3-168х245х324 має недоліком те, що в ній застосовується клинова підвіска, яка є трудомісткою у виготовленні і призначена для утримування за допомогою зубів експлуатаційної колони. Це істотно знижує зносостійкість клинової підвіски і надійність роботи всього гирлового обладнання в процесі проведення свердловинних робіт.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" обґрунтована доцільність та економічна ефективність введення запропонованих технічних рішень. Суть технічного рішення з модернізації колонної головки полягає у тому, що порівняно із аналогом у модернізованої головки на верхній поверхні кришки виконана кільцева канавка, а на внутрішньому посадковому конусі муфти розміщений центратор, виконаний із зовнішнім посадковим конусом, осьовим каналом для установки експлуатаційної колони і наскрізними поздовжніми отворами, розташованими по кругу. Технічним результатом запропонованої модернізації є підвищення герметизації міжколонних просторів, поліпшення ремонтопридатності обладнання, підвищення надійності і безпеки експлуатації при дії різних навантажень, спрощення конструкції, можливість застосування для конструкції свердловини з хвостовиком без заміни противикидного обладнання. При впровадженні запропонованої модернізації колонної головки економічний ефект складатиме 346946 гривень, що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" розглянуті такі пункти, як: визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого

технічного рішення, які вимагають проведення науково-дослідних робіт; вибір методів досліджень основних параметрів; обгрунтування і опис конструкції лабораторної установки; програма проведення досліджень; аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень. Проведені дослідження засвідчили доцільність внесення змін геометричних параметрів колонної головки, що дасть змогу збільшити строк експлуатації за рахунок збільшення міжремонтного періоду. У подальшому актуальним є побудова моделі прогнозування зносостійкості матеріалів, зміцнених різними методами, для прогнозування довговічності деталей машин нафтогазової промисловості.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведені розрахунки працездатності колонної головки. Проведено розрахунки шпильок, фланців, клинової підвіски, в результаті вибрано шпильки М44, довжиною 650мм; фланці висотою 84мм; сталь марки Е, Л для труб в клиновій підвісці. Проведені розрахунки підтверджують ефективність технічного рішення з модернізації колонної головки, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" описана організація робіт з монтажу колонних головок та її гідравлічного випробування. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу колонних головок та їх випробування, згідно яких потрібно 5 робітників, подано склад бригади при виконанні монтажних робіт. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації обладнання, роботи при їх поточному, середньому та капітальному ремонтах. Даний розділ магістерської роботи також присвячений аналізу потенційно небезпечних факторів, які виникають при експлуатації та ремонті обладнання, методам й засобам для забезпечення нормальних умов його експлуатації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бедрій Я.І. Охорона праці: Навчальний посібник / Я.І. Бедрій та ін. – Львів: ПТВФ «Афіша», 1997. – 258с.

2. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. – Львів: Світ, 1996. – 620 с.

3. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.

4. Буняк Б.Т., Розенфельд І.М., Бубликова Н.Г., Коцаба В.І., Чепіль І.І. Нові регламенти з експлуатації бурильних і насосно-компресорних труб. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 1. – С. 29 - 30.

5. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

6. Vaisberg O., Vincke O., Perrin G. etc. Fatigue of drillstring: state of the art. *Oil & Gas Science and Technology*. 2002. № 1 (Vol. 57). P. 7 - 37.

7. Гандзюк М.П. Основи охорони праці – Київ: Основа, 2000. – 318 с.

8. Дейнега Р., Артим В., Рачкевич Р. та ін. Урахування корозійного чинника при розрахунку довговічності деталей машин. *Вісник Тернопільського Державного технічного університету*. 2009. № 4. – С. 12 - 18.

9. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, М.О. Данилюк, А.О. Устенко, І.І. Цигилик. За ред. Я.С. Витвицького – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2002. – 318 с.

10. Жидецький В.Ц. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.

11. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». Закон від 25.06.1991 № 1264 – XII.

12. Злобін Ю. А. Основи екології. Підручник – К. Лібра;1998 – 246 с.

13. Івасів В.М., Артим В.І., Гладун В.В., Дейнега Р.О. Модель багатоциклового корозійно-втомного пошкодження деталей машин. *Механічна втома металів:* Праці колоквіуму. Тернопіль, 2006. – С. 198 - 203.

14. Іщенко І. І. Оцінка економічної ефективності виробництва і затрат: Навч. посіб. / Іщенко І. І., Терещенко С. П. – К.: Вища шк., 1991.–173 с.

15. Інтенсифікація припливу вуглеводів до свердловин / Качмар Ю.Д., Яремійчук Р.С., Світлицький В.М., Синюк Б Б. (у двох книгах) Львів.: Центр Європи. – 2005. – 770 с.

16. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.

17. Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.

18. 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.

19. Крижанівський Є.І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин. / Є.І. Крижанівський, Ю.В. Міронов, Л.І. Романишин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 209 с.

20. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт – 2002. – 303 с.

21. 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.

22. Mitchell R.F. The effect of friction on initial buckling of tubing and flowlines. *SPE Drilling & Completion.* 2007. № 22 (2). – P. 112 - 118.

23. Miller T.J., Su T., Dussan E.B., Pabon J., Wicks N., Bertoldi K., Reis R.M. Buckling-induced lock-up of a slender rod injected into a horizontal cylinder. *International Journal of Solids and Structures.* 2015. vol. 72. – P. 153 - 164.

24. Мочернюк Д.Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь / Д.Ю. Мочернюк – Нафтова і газова промисловість – 2001. – №3. – С. 12 – 14.

25. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 444 с.

26. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

27. 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.

28. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. Є. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2010. – 384 с.

29. Охорона праці в нафтогазовій галузі: Навчальний посібник / За редакцією Г.М. Лисяного – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2015. – 304 с.

30. Пентюк Б.М. Основи патентознавства та інтелектуальної власності: навчальний посібник / Б.М. Пентюк, І.І. Назаренко, М.М. Вірник. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 195 с.

31. 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.

32. Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Е.С. Уманський. - К.: Вища школа, 2004. – 655 с.

33. 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.

34. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.

35. Поджаренко В.О. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності: навч. посіб. / В.О. Поджаренко, О.М. Василевський, В.Ю. Кучерук. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

36. Савула С.Ф., Колодій В.Т., Харченко Є.В. та ін. Оцінка впливу коливань колони насосно-компресорних труб на умови роботи різьових з'єднань. *Науковий вісник Національного Технічного Університету Нафти і Газу*. 2004. № 2 (8). – С. 116 - 125.

37. 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.

38. Типовий проект безпечної організації вишкомонтажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки НБО-Е. Загальні вимоги. – Чернігів, 2002. – 30 с.

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

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

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