Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

НГІТ.601МН.018-00.00.000 МР

Група 601-МН

Малофєєв Михайло Русланович

Полтава, 2025

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. декана ННІНГ
_____ С.Ковпак

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження модернізованого вертлюга в технологічному комплексі для буріння свердловин

Пояснювальна записка

Керівник
Ст. викладач Ковпак С.С.
посада, наук. ступінь, ПІБ
_____
підпис, дата,

Виконавець роботи
Малофеєв Михайло Русланович
студент, ПІБ
група 601-МН
Малофеєв
підпис, дата

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

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

Консультант за 3 розділом
к.т.н., доц. Дмитрієнко Л.Ч.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
к.т.н. Совик В.С.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 24.01.25

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГІТ
В.О. Дмитрашко
"__" _____ 20__ року
С. Ковпак

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

Малофеєв Михайло Русланович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження модернізованого вертлюга в технологічному комплексі для буріння свердловин

Керівник роботи ст. викладач Ковпак Сергій Станіславович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджена наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №196/ос

2. Строк подання студентом роботи 22.12. 2024 року
3. Вихідні дані до роботи нормативно-технічна література, патентна періодична література, технічні та фінансові звіти

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

5. Перелік графічного матеріалу

6. Дата видачі завдання_____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконан
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-0
2	Експериментальна частина	04.11-2
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11-1
4	Впровадження результатів досліджень	16.12-0
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01-1
6	Попередні захисти робіт	13.01-1
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ Макаров М.Р
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Ковпак С.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" проведено порівняльно-критичний аналіз бурового обладнання та вертлюгів, обґрунтовано вибір бурової установки та вертлюга. Коротко описано призначення, будову, комплектність та принцип дії вибраного обладнання.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з модернізації швидкознімного ущільнення вертлюга, запропонована модернізована конструкція вертлюга УВ-250МА, обґрунтовано її технічну доцільність, розрахований економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції вертлюга.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" вдосконалені методи герметизації ущільнювача вертлюга, розроблено математичну модель напружено-деформованого стану ущільнювача вертлюга при різних поєднаннях властивостей шарів з введенням функції напружень в рівняння лінійної теорії пружності.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведено розрахунки на довговічність, міцність та жорсткість деталей модернізованого вертлюга.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу вертлюга і обладнання циркуляційної системи та порядок дій під час монтажу. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації вертлюга. У розділі також проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті вертлюгів, методи і засоби для забезпечення нормальних умов їх експлуатації, заходи з техніки безпеки та пожежної безпеки при монтажі та експлуатації обладнання.

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ	4
1. Вибір та опис технологічного обладнання	6
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання	6
1.2 Опис підібраного обладнання	14
2. Опис технічної пропозиції	22
2.1 Опис модернізованої конструкції вертлюга	22
2.2 Оцінка економічної ефективності	23
3. Дослідно-конструкторська робота	29
3.1 Аналіз радіальних напружень та контактного тиску в ущільнювальних елементах вертлюга	34
3.2 Експериментальні дослідження напружено-деформованого стану багатошарового ущільнювача	35
3.3 Середньостатистичний профіль зношеної робочої поверхні гумового ущільнювача	37
4. Розрахунки працездатності	40
4.1 Розрахунок працездатності ствола вертлюга	40
4.2 Розрахунок працездатності стропа вертлюга	42
4.3 Розрахунок працездатності пальця стропа вертлюга	46
4.4 Розрахунок працездатності напірної труби	47
4.5 Розрахунок працездатності підшипників основної опори	48
5. Монтаж і експлуатація обладнання	50
5.1 Особливості монтажу бурового вертлюга і обладнання насосно-циркуляційної системи бурової установки	50
5.2 Експлуатація та ремонт обладнання	57
5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання	60
Висновки	66
Список використаної літератури	68

ВСТУП

Актуальність теми. Вертлюг призначений для підведення бурового розчину в бурильну колону, що обертається. В процесі буріння вертлюг підвішується до автоматичного елеватора або до гака талевої системи і з'єднується з стояком напірного трубопроводу бурових насосів. При цьому привідна труба бурильної колони з'єднується за допомогою різьби із стволом вертлюга, забезпеченим прохідним отвором для бурового розчину. Під час спуско-підйомних операцій вертлюг з привідною трубою і гнучким шлангом відводиться в шурф і від'єднується від талевого блоку.

В процесі експлуатації вертлюг випробовує статичні осьові навантаження від дії ваги бурильної колони і динамічні навантаження, створювані подовжніми коливаннями долота і пульсацією промивальної рідини. Деталі вертлюга, що контактують з розчином, піддаються абразивному зносу. Зносостійкість деталей тертя вертлюга знижується в результаті нагріву при терті.

Вертлюги мають такі недоліки: підшипниковий вузол виконується у вигляді двох підшипників – упорного і радіального, це ускладнює регулювання робочого зазору під час при збирання й експлуатації; зазначений верхній підшипниковий вузол розміщується на кришці, що вимагає високоточного виготовлення для забезпечення роботи верхнього й опорного підшипників і утруднене при ремонті; неможливість забезпечити подачу мастила в порожнину між нижніми кільцями ущільнювачів після збирання і під час роботи значно знижує довговічність манжет.

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції вертлюгів з метою підвищення надійності їх роботи.

Мета роботи. Дослідження модернізованого вертлюга в технологічному комплексі для буріння свердловин.

Об'єкт дослідження. Процеси руху промивальної рідини вздовж деталей

тертя вертлюга.

Предмет дослідження. Методи і засоби підвищення ефективності швидкозмінного ущільнення вертлюга.

Наукова новизна отриманих результатів:

- вдосконалено методи герметизації ущільнювача вертлюга;
- розроблено математичну модель напружено-деформованого стану ущільнювача вертлюга при різних поєднаннях властивостей шарів з введенням функції напружень в рівняння лінійної теорії пружності.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. При запровадженні модернізованої конструкції вертлюга очікується збільшення терміну його служби в процесі буріння свердловин.

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 40 найменування. Основна частина магістерської роботи викладена на 67 сторінках комп’ютерного набору і містить 15 рисунків і 8 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 71 сторінку.

1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання

1.1.1 Вихідні дані для магістерської роботи

Конструкція свердловини глибиною 4600 м подана на рис. 1.1.

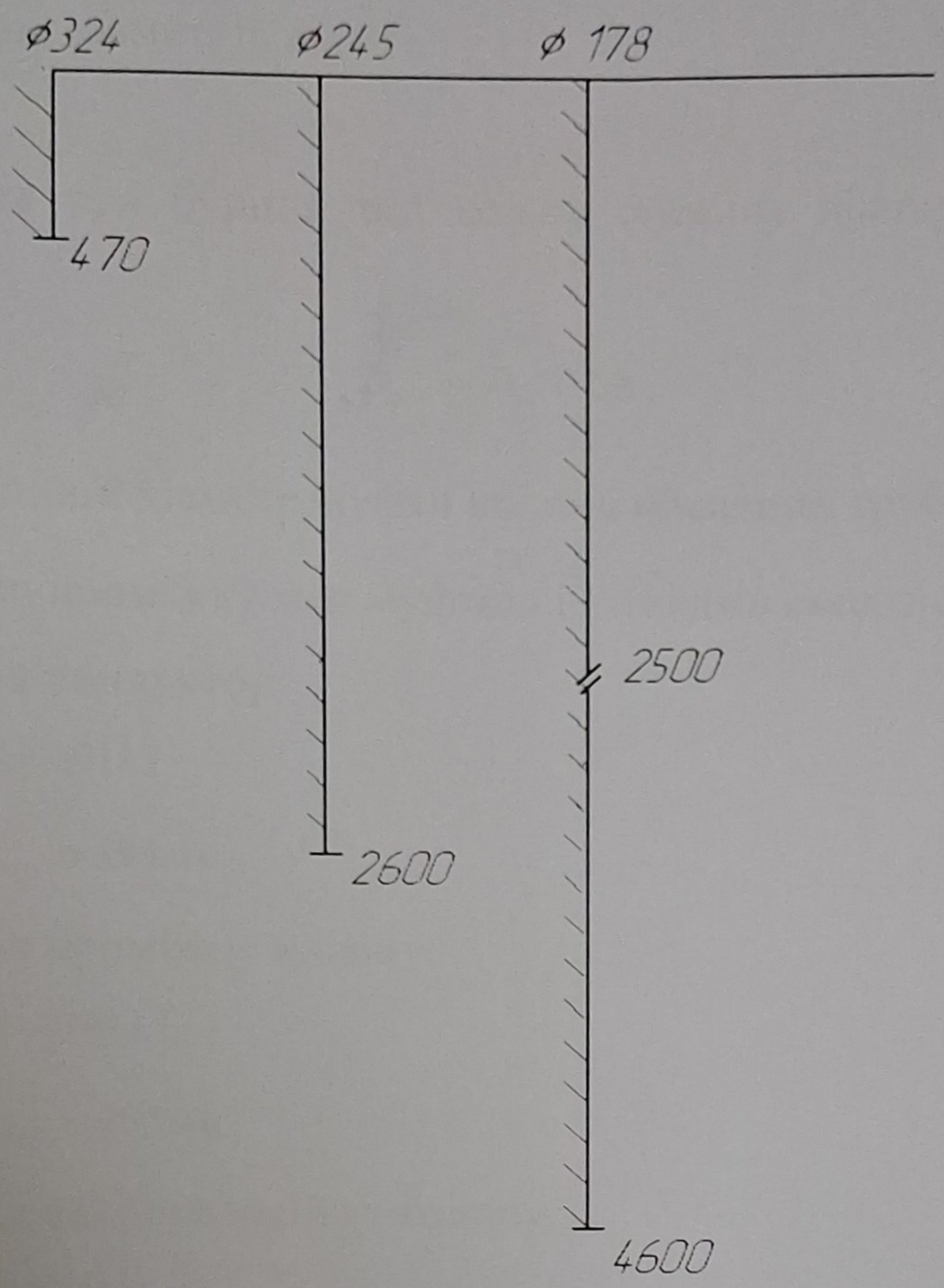


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

Кондуктор d = 324мм спускається на глибину 470м з метою перекриття нестійких крейдових порід, де можливі обсипання, поглинання, жолобоутворення і звуження стінок ствола свердловини. Цементується по всій довжині.

Проміжна колона d = 245мм спускається на глибину 2600м з метою

перекриття юрських, тріасових і верхніх та середніх карбонатних відкладів, де можливі обсипання, обвали, звуження ствола свердловини. Цементується колона по всій довжині.

Експлуатаційна колона d = 178 мм спускається до проектної глибини 4600м двома секціями із стиковкою на глибині 2500м. 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 [4];

2Δ – величина проміжку між муфтою і стінками свердловини [4].

При бурінні під кондуктор:

$$D_{дол1} = 351 + 2 \cdot 20 = 391 мм$$

Приймаємо $D_{дол1} = 394 мм$.

При бурінні під проміжну колону:

$$D_{дол2} = 270 + 2 \cdot 12 = 294 мм$$

Приймаємо $D_{дол2} = 295 мм$.

При бурінні під експлуатаційну колону:

$$D_{дол3} = 198 + 2 \cdot 8 = 214 мм$$

Приймаємо $D_{дол3} = 214 мм$.

1.1.3 Розрахунки обсадних і бурильних колон

Визначення довжини ОБТ

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 [4];

$q_{ОБТ}$ – вага 1м.п. ОБТ [4];

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

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

Під кондуктор:

$$\ell^{324}_{ОБТ} = \frac{1,25 \cdot 50 \cdot 10^3}{1920\left(1 - \frac{1120}{7850}\right)} = 40 \text{ м}$$

Під проміжну колону ǿ 245 мм:

$$\ell^{245}_{ОБТ} = \frac{1.25 \cdot 200 \cdot 10^3}{1890\left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 175 \text{ м}$$

Під експлуатаційну колону:

$$\ell^{127}_{ОБТ} = \frac{1,25 \cdot 200 \cdot 10^3}{970\left(1 - \frac{1900}{7850}\right)} = 310 \text{ м.}$$

Визначення довжини бурильного інструменту

Розраховуємо бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону.

Для І-ої секції бурильної колони приймаємо бурильну трубу ǿ 114мм із товщиною стінки 9 мм групи міцності Л. Визначаємо допустиму глибину бурильних труб за формулою:

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

де $q^{I}_{пр.}$ – вага 1 м.п. бурильної труби [4];

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

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

де $Q_р$ – розтягуюче навантаження, при якому напруження у тілі труби досягає межі текучості [4];

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

$$Q^{I}_{доп} = \frac{2400}{1,4} = 1714,3\,кН;$$

$$\ell^{I}_{доп} = \frac{1714,3\cdot 10^{3} - 310\cdot 970\left(1-\frac{1900}{7850}\right)}{277\cdot\left(1-\frac{1900}{7850}\right)} + 310 = 7389 \text{ м}$$

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

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

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.

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

$$Q^{II}_{доп.} = \frac{2650}{1,4} = 1892,9\,кН;$$

$$\ell^{II}_{доп.} = \frac{1892,9\cdot 10^{3} - 1714,3\cdot 10^{3}}{305\cdot\left(1-\frac{1300}{7850}\right)} = 770\,м$$

Третю секцію бурильних труб складемо із труб діаметром 140 мм із

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

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

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

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

$$Q^{III}_{доп.} = \frac{2950}{1,4} = 2107,2 \text{ кН};$$

$$\ell^{II}_{доп.} = \frac{2107,2 \cdot 10^3 - 1892,9 \cdot 10^3}{360 \cdot \left(1 - \frac{1300}{7850}\right)} = 785 \text{ м}$$

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	9Л	360	785
127	9Л	305	770
114	9Л	277	2735
ОБТ-146	-	1470	310

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
127	9Л	305	770
114	9Л	277	1655
ОБТ-197	-	1890	175

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	9Л	277	430
ОБТ-203	-	1920	40

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:

$$Q^{e}_{á.ê.} = (360 \cdot 785 + 305 \cdot 770 + 277 \cdot 2735 + 1470 \cdot 310) \cdot 1.3 = 2048468,5 \text{ Н} \approx 2049 \text{ кН}$$

Під проміжну колону:

$$Q^{ïð}_{á.ê.} = (305 \cdot 770 + 277 \cdot 1655 + 1890 \cdot 175) \cdot 1.3 = 1331245,5 \text{ Н} \approx 1331 \text{ кН}$$

Під кондуктор:

$$Q^{k}_{á.ê.} = (277 \cdot 430 + 1920 \cdot 40) \cdot 1.3 = 254683 \text{ Н} \approx 255 \text{ кН}$$

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 178мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 2100 м:

$$Q^{I}_{á.} = (2500 \cdot 277 + 550 \cdot 435 + 600 \cdot 399 + 950 \cdot 336) \cdot 1,15 = 1713902,5 \text{ Н} \approx 1714 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2500 м:

$$Q^{II}_{á.} = (400 \cdot 399 + 800 \cdot 336 + 1300 \cdot 265) \cdot 1,15 = 888835 \text{ Н} \approx 889 \text{ кН}$$

Визначаємо вагу проміжної колони, яка спускається на глибину 2600 м:

$$Q_{го} = (600 \cdot 787 + 900 \cdot 693 + 670 \cdot 627 + 430 \cdot 568) \cdot 1,15 = 2024264,5\,\text{Н} \approx 2024\,\text{кН}$$

Визначаємо вагу кондуктора діаметром 426мм і довжиною 470м:

$$Q_{к} = 470 \cdot 1062 \cdot 1,15 = 574011\,\text{Н} \approx 574\,\text{кН}$$

На основі розрахунку обсадних колон і вибору бурильного інструмента 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 секції, кН	Вага колони, кН
1	2	3	4	5	6	7
1	Бурильний інструмент під експлуатаційну колону	140 127 114 ОБТ-146	9Л 9Л 9Л -	785 770 2735 310	2049	2049
2	Бурильний інструмент під проміжну колону	127 114 ОБТ-197	9Л 9Л -	770 1655 175	1331	1331
3	Бурильний інструмент під кондуктор	114 ОБТ-203	9Л -	430 40	255	255
4	Експлуатаційна колона	114 (БТ) 178	9Л 11Д 10Д 9Е	2500 550 600 950	Іс. - 798	1714
		178	11К 12Д 11Д	400 800 1300	IIс. - 889	889
5	Проміжна колона	245	12Д 11Д 10Д 9Е	600 900 670 430	2024	2024
6	Кондуктор	426	12Д	470	574	574

Найбільше навантаження на гаку при бурінні свердловини буде 2049 кН від ваги бурильного інструмента при бурінні під експлуатаційну колону.

1.1.4 Вибір типу бурової установки та її характеристика

Згідно ГОСТ 16293-89 [6] вибираємо п'ятий клас, для бурових установок якого регламентовані наступні параметри, що мають відношення до проектованого обладнання:

$$G_{б.у.} \geq G_{max}$$

$$3200 \geq 2049.$$

Бурові установки повинні володіти певною універсальністю або допускати швидку модифікацію і пристосованість до конкретних умов буріння безпосередньо на місці роботи. Бурові установки поділяються на три категорії :

1. Для буріння глибоких експлуатаційних та розвідувальних свердловин.

1. Для буріння неглибоких структурних і пошукових свердловин.

3. Для буріння на морі (шельфі).

Розподіл бурових установок (БУ) визначається багатьма факторами :

1) технічною характеристикою БУ, навантаженням на гак, тиском, подачею бурових насосів, типом і потужністю головного привода;

2) масою наземного обладнання;

3) засобом монтажу, демонтажу й транспортування;

4) часом, затраченим на будівництво бурової установки;

5) часом буріння свердловини;

6) організацією бурових робіт.

Вибір БУ для одного і того ж класу визначається рядом чинників: умови буріння, метою буріння, типом свердловин, способом буріння, технологією буріння, геологічними умовами. Враховуючи всі зазначені чинники, в т. ч. найбільше навантаження на гаку, яке складає 2049 кН вибираємо БУ 5000ЭУ.

1.2 Опис підібраного обладнання

На рис. 1.2 показаний вертлюг УВ-250МА, який входить до складу вибраної бурової установки БУ 5000ЕУ. Корпус 3 вертлюга виготовляється з вуглецевої або низьколегованої сталі і являє собою порожнисту відливку з зовнішніми бічними кишенями для стропа 5, за допомогою якого вертлюг підвішується до гака талевого механізму. Симетричний відносно вертикальної осі строп можна поділити на сім дільниць: провушини, дві паралельні і дві похилі вітки, що сходяться до осі вертлюга та мають круглий поперечний переріз, і дугова дільниця, переріз якої міняється від круглого до еліптичного. Строп виготовляється методом вільного кування з легованих сталей марок 40ХН, 38ХГН, 30ХГСА.

На висаджених кінцях стропа прошиваються і розточуються отвори для пальців 12, якими з'єднується строп із корпусом вертлюга. Пальці 12 встановлюються своїми кінцями в горизонтальних розточках кишень і корпуса та фіксуються від осьових і кутових переміщень стопорними планками, які входять в торцеві канавки осей і приварюється до корпуса вертлюга. При відводі ведучої труби в шурф строп вертлюга відхиляється від вертикалі і займає положення, зручне для його роз'єднання і з'єднання із гаком талевого механізму.

Кут відхилення стропа від вертикалі обмежується стінками корпуса вертлюга і не перевищує 45°. Пальці стропа мають змащувальні канавки і отвори з різьбою для пружинних масльонок. Додаткова нарізка, виконана в отворах на торцях пальців, використовується для їх демонтажу за допомогою гвинтових зйомників. В корпусі вертлюга на упорних і радіальних підшипниках обертається ствол 2, з'єднаний перевідником 1 з ведучою трубою.

Осьове положення ствола вертлюга фіксується упорними підшипниками 9 і 14. Основна опора ствола — підшипник 13 навантажений вагою ствола і приєднаної до нього бурильної колони, коли вертлюг через строп підвішується на підйомний гак. Допоміжною опорою ствола є підшипник11, який навантажується власною вагою корпуса і інших необертових деталей, коли

вертлюг спирається на ствол, а строп перебуває у вільному стані. Такий варіант навантаження може мати місце при встановленні вертлюга з ведучою трубою в шурф, а також в процесі механічного буріння верхніх інтервалів свердловин із повним розвантаженням бурильної колони на вибій, коли внаслідок її недостатньої ваги навантаження на долото доповнюється вагою вертлюга.

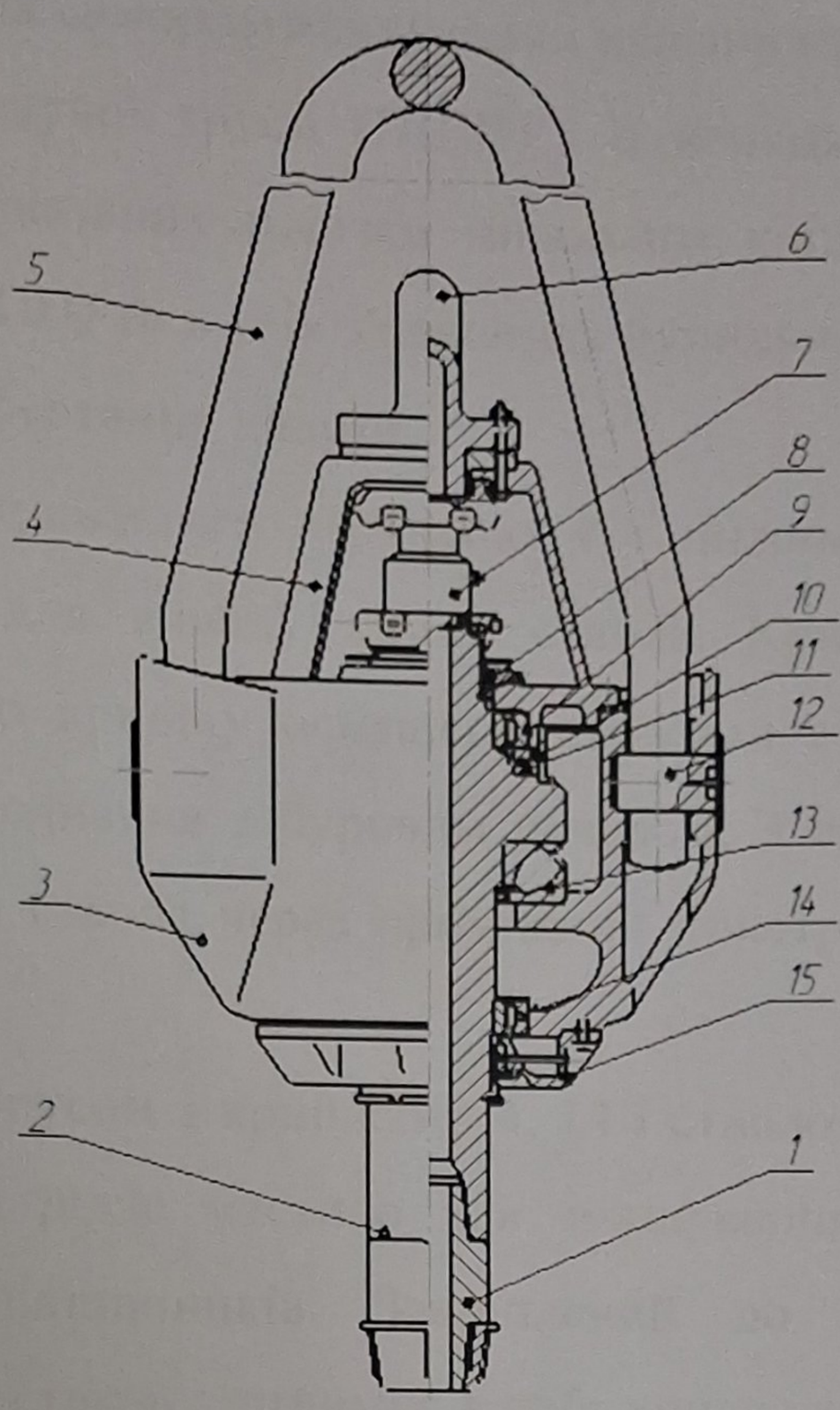


Рисунок 1.2 — Вертлюг УВ-250МА:
1 – перевідник; 2 – ствол; 3 – корпус; 4 – кришка; 5 – строп; 6 – відвід; 7 – ущільнення швидкозйомне; 8 – ущільнення манжетне; 9, 14 – опора радіальна; 10 – стакан; 11 – опора допоміжна; 12 – палець; 13 – опора основна;15 – кришка

В конструкції вертлюга УВ-250 основною опорою ствола служить упорний підшипник з короткими циліндричними роликами і безбуртовими кільцями. Завдяки їх вкороченій довжині зменшується ковзання роликів відносно кілець при обертанні ствола, що знижує швидкість спрацювання і робочу температуру.

В підшипниках із конічними і сфероконічними роликами їх проковзування відносно кілець цілком виключене, вони мають більшу навантажувальну здатність у порівнянні із підшипниками з короткими циліндричними роликами. Тому у важко навантажених вертлюгах основними опорами стволів переважно є упорні підшипники з конічними або сфероконічними роликами.

З метою попередження саморозгвинчування нарізки ствола, перевідника 1, верхнього перевідника ведучої труби (ПШВ) і її верхнього кінця виконано лівими. На відміну від вказаних нарізки нижнього кінця ведучої труби, її нижнього перевідника (ПШН) та в усіх з'єднаннях бурильної колони є правими, що визначено напрямом обертання долота.

Корпус вертлюга закривається верхньою 4 і нижньою 14 кришками з центральними отворами для виводу кінців ствола. Кришки кріпляться до корпусу болтами. Верхню кришку оснащено стійками і фланцем, до якого кріпиться відвід 11 для з'єднання з буровим рукавом. З відводу промивальна рідина надходить у канал ствола через проміжний пристрій 13 – ущільнення високого тиску.

В порожнині між корпусом з кришками 4, 14 і стволом утворено масляну ванну, в яку заливається рідке мастило для змащування основної опори і нижнього радіального підшипників. Закріплений до верхньої площини опорного фланця корпусу стакан утримує в собі консистентне мастило, яким змащується допоміжна опора і верхній радіальний підшипник, та попереджає вимивання консистентного мастила рідким з масляної ванни. Масло до ванни заливається через отвір в верхній кришці 4 корпусу. Для зливу відпрацьованого масла передбачено отвір в нижній кришці 14 корпусу. Рівень масла перевіряється відгвинчуванням контрольної пробки корпусу вертлюга. Отвори корпусу і кришок, що мають вихід у масляну ванну, закриваються нарізними пробками.

Для запобігання витоку масла з масляної ванни вертлюга в нижній кришці його корпусу встановлено дві манжети 4 (рис. 1.3). Манжети прилягають до втулки 3, внутрішньої обойми радіального підшипника, що

служить для фіксації стовбура вертлюга. Комір манжети притискається до втулки за допомогою кільцевої циліндрової пружини, надітої на манжету. Щоб уникнути провороту в кришці і для забезпечення герметичності манжета садиться в розточування кришки з натягом. Манжети, що самоущільнюються, в даному випадку неприйнятні через недостатній тиск в ущільнюваній порожнині.

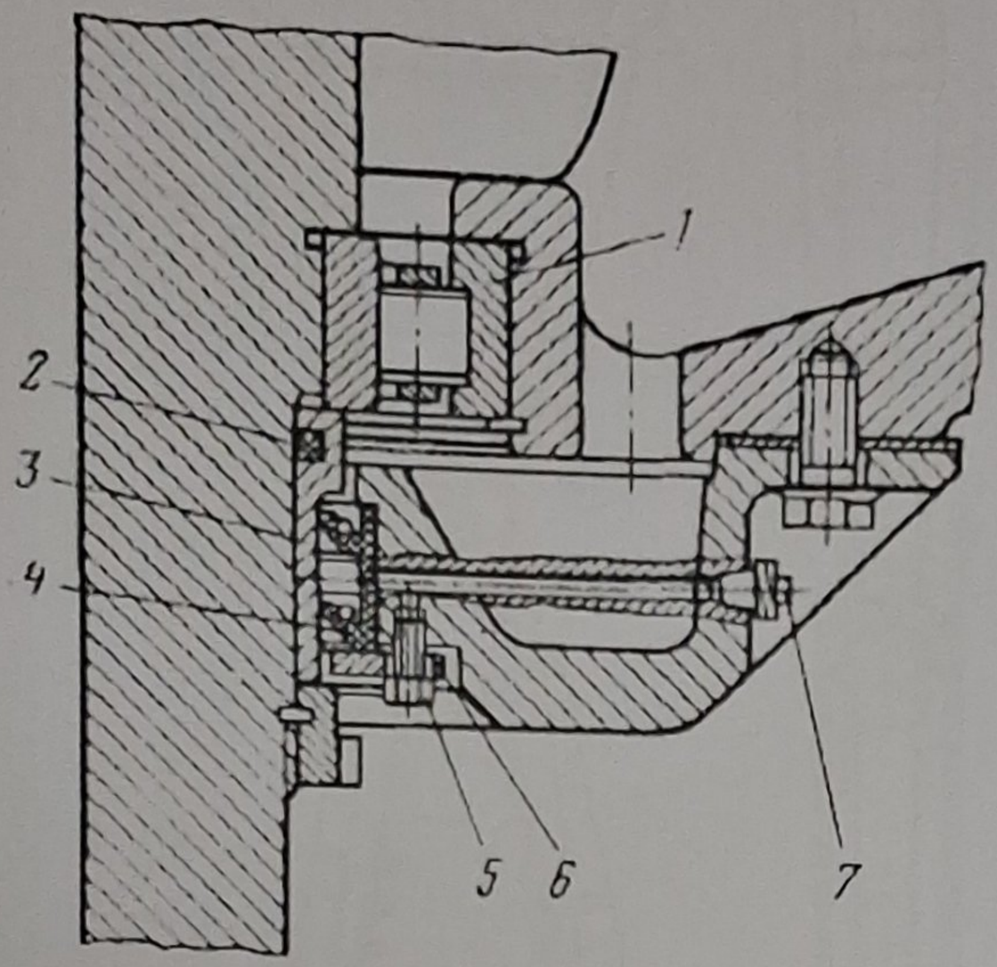


Рисунок 1.3 – Ущільнення масляної ванни

В осьовому напрямі манжета фіксується шайбою 6, яка кріпиться до кришки болтами 5. Кругле кільце ущільнювача 2 запобігає просочуванню масла між стовбуром вертлюга і втулкою. Для зменшення тертя в місцях сполучення з втулкою манжети змазують пластичним маслом через масельничку 7. При помітному зносі втулка замінюється новою. Аналогічні манжети встановлені між стовбуром і верхньою кришкою корпусу вертлюга [23].

Плоскі стики між корпусом вертлюга і його кришками ущільнюються листовими прокладками з картону. Прокладка верхньої кришки корпусу одночасно використовується для регулювання осьового натягу допоміжного упорного підшипника. Прокладка між кришкою і відведенням вертлюга, що працює під тиском промивальної рідині, виготовляється з прогумованої

тканини. В талевом механізмі бурових установок, оснащених комплексом АСП, замість крюка використовується автоматичний елеватор.

З'єднання вертлюга з автоматичним елеватором здійснюється за допомогою пристрою (рис. 1.4),

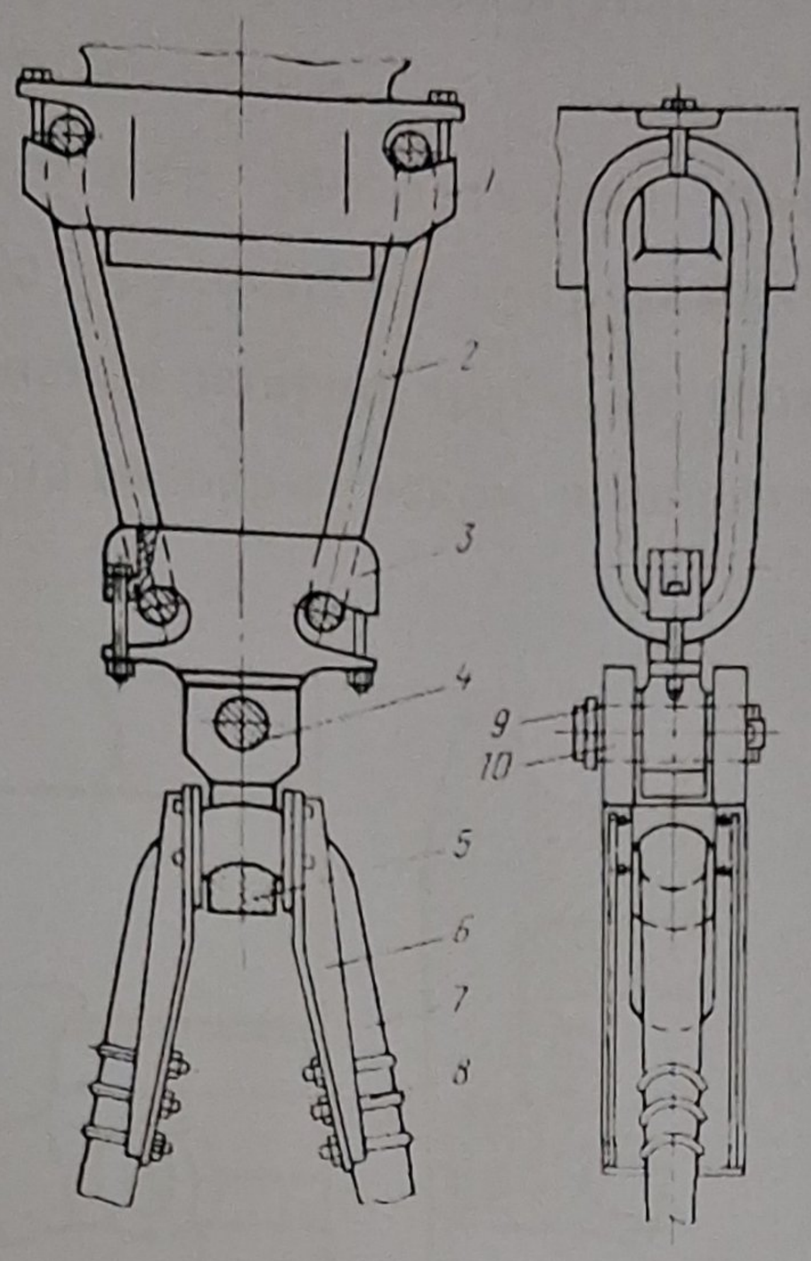


Рисунок 1.4 – Підвіска вертлюга

Підвіска вертлюга складається з петлевих штропів 2, перехідної скоби 3 і траверси 5. Траверсу надягається на штроп 7 вертлюга і з'єднується з перехідною скобою віссю 4, закріпленою гайкою 9 і шплінтом 10. Положення траверси фіксується рамками 6, закріпленими на штропі вертлюга хомутами 8.

Вертлюг підвішується до талевого механізму за допомогою штропів 2, сполучаючих перехідну скобу з автоматичним елеватором 1, встановленим на талевому блоці. Для запобігання штропів від випадання провушини автоматичного елеватора і перехідної скоби кріпляться болтами. При установці вертлюга в шурф штропи витягують і автоматичний елеватор звільняється для виконання спуско-підйомних операцій [6].

В якості швидкознімного з'єднання у вертлюгу використовується конструкція, яка показана на рис. 1.5, що складається з “плаваючої” напірної

труби 9, двох вузлів ущільнень з манжетами 6, 8, 10, 13, закріплених до стовбура 14 і до втулки 5 накидними гайками 1 і 3. Описана конструкція дозволяє швидко замінювати ущільнювальні манжети і напірну трубу, які зношуються абразивними частинками, що містяться в промивній рідині. Для заміни слід відгвинтити гайки 1, 3, демонтувати весь вузол, замінити його новим або завчасно відремонтованим.

Роботоздатність вертлюга залежить від надійності ущільнень, які застосовуються в його рухомих і нерухомих з'єднаннях. Найбільш відповідальними є ущільнення напірної труби, які герметизують ввід промивної рідини, що нагнітається під високим тиском, в канал стовбура.

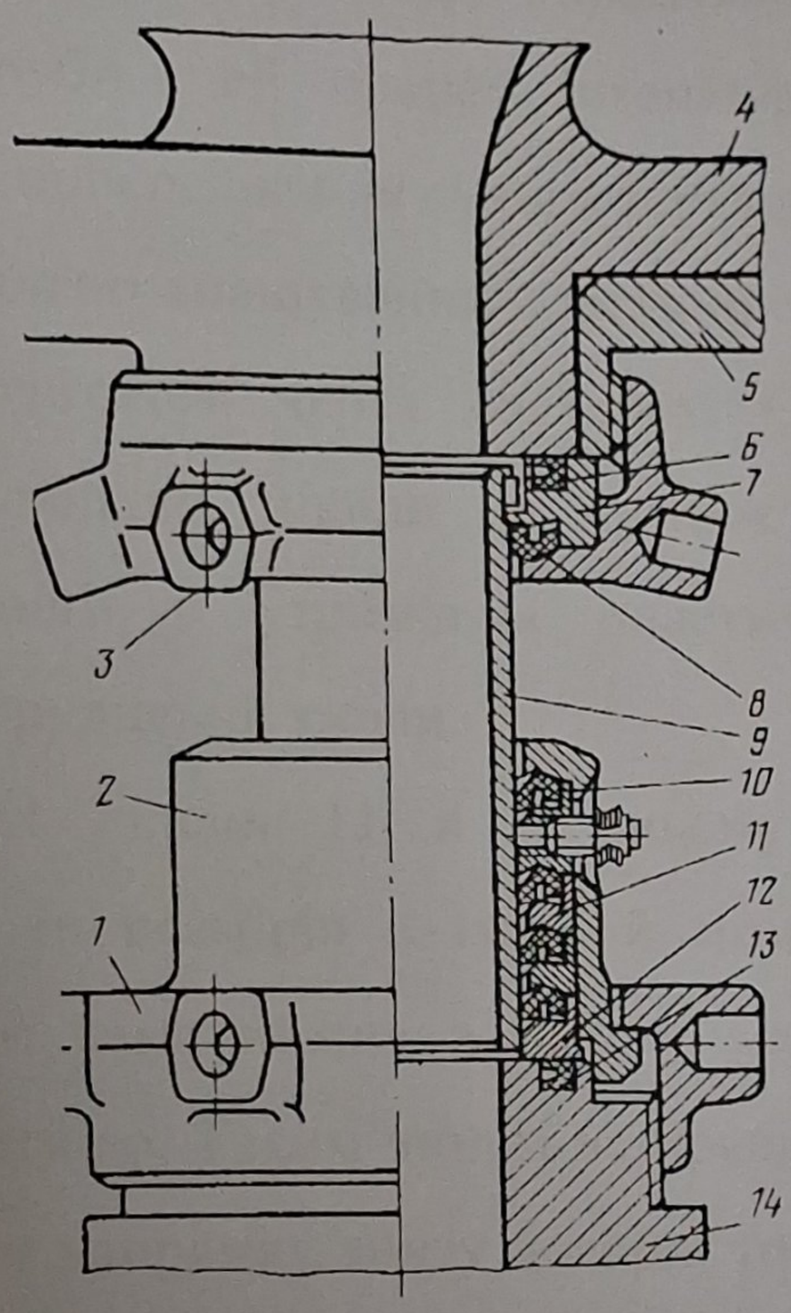


Рисунок 1.5 — Швидкоз'ємне з'єднання відводу і стола вертлюга

Щільність вузла забезпечується самоущільнюючими радіальними 8, 10 і торцевими 6, 13 манжетами із синтетичних матеріалів з належно підібраними властивостями - пружністю і зносостійкістю. Коміри (губи) манжет спрямовані

назустріч діючому тиску, сила їх притискання до ущільнюючими поверхонь пропорційна тиску промивної рідини.

Вузол "відвід — напірна труба" (рис. 1.5) ущільнюється радіальною 8 і торцевою 6 манжетами, встановленими у втулку 7, яка обмежує і належним чином спрямовує деформацію манжет від дії тиску промивної рідини. У вузлі "напірна труба — стовбур" застосовано чотири радіальних манжети 10, розділені металічними кільцями 11, і торцеву манжету 13. Радіальні манжети встановлено в стакані 2, притягнутий накидною гайкою 1 до стовбура.

Стакан 2 обертається разом із стовбуром, манжети 10 ковзають відносно напірної труби, обертання якої попереджується замком, передбаченим у верхньому вузлі. Ковзання спричиняє спрацювання контактних поверхонь манжет і напірної труби, цей процес інтенсифікується абразивною дією промивної рідини. Для попередження сухого тертя верхніх у вузлі манжет 10 по напірній трубі передбачено змащування пластичним мастилом, що періодично подається ручним нагнітачем через маслянку. Сама верхня з манжет 10, розташована над маслянкою, ніколи не працює на ущільнення промивної рідини, її призначенням є утримання пластичного мастила у вузлі і попередження його забруднення ззовні.

Завдяки наявності кілець 11 в нижньому ущільнюючому вузлі та відповідному підбору їх розмірів в кожний момент часу за призначенням працює лише одна — сама нижня з пакету манжета 10, яка на цей час залишається роботоздатною. Таким чином відпрацювання манжет відбувається послідовно почергово в напрямку знизу догори, тому ресурс ущільнювального вузла значно перевищує ресурс одиничної манжети. Для збільшення довговічності в модернізованих моделях вертлюгів їх верхній та нижній ущільнювальні вузли виготовлені з однаковою роботоздатністю.

На напірній трубі змонтовано перекидний фіксатор, яким вона з'єднується з гайками 3 або 1, і таким чином стає нерухомою або обертовою відповідно, завдяки цьому ресурс подвоюється.

Торцева манжета 13 обертається разом із стовбуром вертлюга і кільцем 12, вона є нерухомою відносно ущільнюючих поверхонь. Похибки виготовлення деталей і складання вузлів компенсуються "плаваючою" конструкцією напірної труби, завдяки якій вона самоцентрується у верхньому і нижньому ущільнювальних вузлах. Напірні труби виготовляють з низьколегованих цементованих сталей 12ХН2А, 20ХН3А і інших. Ззовні напірні труби полірюються і мають твердість HRC 56-61.

Висновки.

За найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 4600 м вибрана бурова установка БУ 5000 ЕУ, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі спорудження даної свердловини. До складу вибраної бурової установки входить вертлюг УВ-250 МА.

Однією з основних причин передчасного виходу з ладу вузла напірного сальника є неспівпадання осей і перекіс поверхонь ущільнювачів зв'язаних деталей. На працездатність вузла напірного сальника має вплив жорстке кріплення напірної труби. В результаті такого кріплення і внаслідок відхилень геометричних розмірів є перекоси і, як наслідок, односторонній знос напірних труб. В наступних розділах магістерської роботи для усунення даних недоліків модернізується конструкція швидкознімного ущільнення вертлюга УВ-250 МА.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції вертлюга

Конструкція ущільнення швидкозмінного вертлюга УВ-250МА є не досить ефективною. В результаті обстеження вертлюгів при капітальному ремонті і проведення експлуатаційних випробувань встановлено, що основними причинами їх відмов є втрата працездатності основної опори, а також недостатня довговічність вузла напірного сальника і вузла нижнього масляного сальника.

Модернізоване швидкозмінне сальникове ущільнення забезпечує подачу у ствол вертлюга бурового розчину під тиском 25 МПа (рис. 2.1).

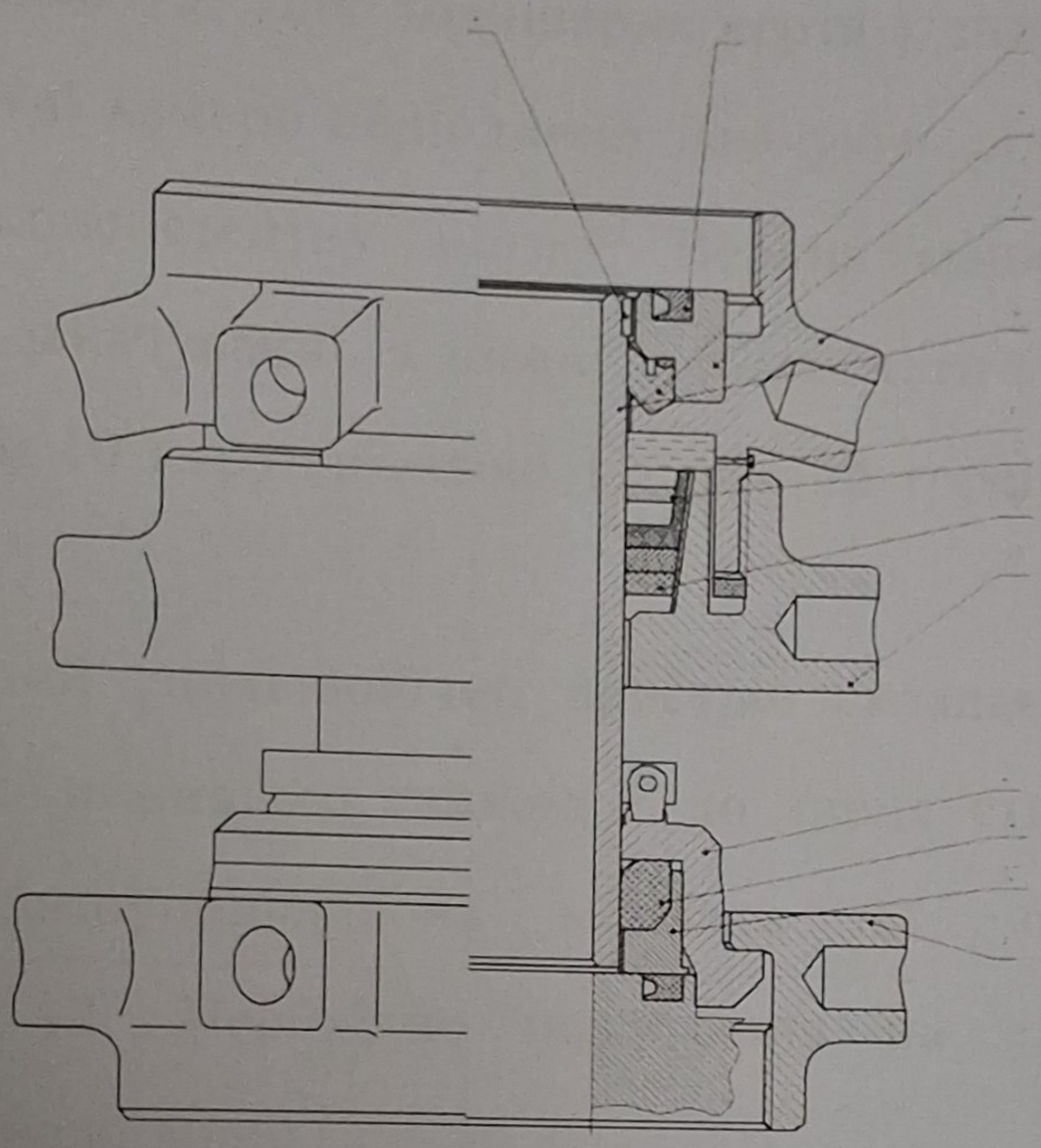


Рисунок 2.1 – Швидкозмінне сальникове ущільнення модернізоване:

1, 3 – гайки накидні; 2 – стакан; 4 – шпонка; 5 – масльонка; 6 – манжета торцева; 7 – втулка; 8 – манжета радіальна; 9 – труба напірна; 10 – манжета; 11 – кільце металеве; 12 – кільце; 13 – гайка; 14 - манжета

Суть модернізації полягає у наступному. Ущільнення складається з

нижньої 1 та верхньої 3 нажимних гайок, стакана 2,торцевої 6 і радіальної 8 манжет, кільця 12, напірної труби 9, манжет 10 і 14, масльонки 5.

Принцип роботи модернізованого ущільнення наступний. Буровий розчин потрапляю через напірну трубу 7, яка міцно не закріплена і являється плаваючою. На її верхньому кінці встановлена шпонка 4, яка входить в канавку втулки 7, нерухомо прикріпленої верхньою нажимною гайкою 3 до втулки підводу.

Зазори між втулкою 7 і трубою 9 ущільнені торцевою 6 і радіальною 8 манжетами. Необхідне нажимання на ущільнення створюється верхньою нажимною гайкою 3.

В ущільнюючому вузлі також використовуються ущільнюючі манжети 10, які притискаються гайкою 13. Для зменшення тертя і зношування труби 9 і манжет 8 і 10 в манжетні камери періодично закачують рідину насосом через прес – маслянку 5 консистентну змазку. Верхня манжета служить для утримання змазки при закачуванні, а нижні три манжети ущільнюють зазори між трубою 7, кільцями 10 і грундбуксою 11, нижній торець якої ущільнений торцевою манжетою.

Нижній обертаючий ущільнюючий пристрій складається із стакана 2, притисненого нижньою наживною гайкою 1 до торця ствола вертлюга. В стакані розміщена самоущільнююча манжета 14, переміщення якої обмежується кільцем 12. Необхідне нажимання на елементи сальника здійснюється нижньою наживною гайкою 1.

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

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

де $Ц_{АТ}$ та $Ц_{НТ}$ – 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 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 вертлюга

Собівартість вертлюга-аналога визначимо за формулою

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

де $Ц_{АТ}$ – оптова ціна вертлюга базової конструкції, грн.; $Ц_{АТ}$ = 2500000 грн.;

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

$$C_0^a = \frac{2500000}{1+0,3} = 1923080 \text{ грн.}$$

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

$$C_{н}^{а} = C_{0}^{а} \cdot \frac{\delta''}{\delta_{н}' \cdot \tau_{н}}, грн., \qquad (2.3)$$

де $\delta_{н}'$ – 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;

$\tau_{н}$ – коефіцієнт зміни собівартості аналогічної техніки, що відповідає порядковому номеру розрахункового року.

$$C_{н}^{а} = 1923080 \cdot \frac{0,966}{0,953 \cdot 1} = 1949310 грн.$$

Собівартість модернізованого вертлюга визначимо за формулою

$$C_{НТ} = C_{н}^{а} - B_{вив.}^{вд.} + B_{введ.}^{вд.}, грн., \qquad (2.4)$$

де $B_{вив.}^{вд.}$ – вартість виведеного обладнання з конструкції аналога після модернізації; у нашому випадку з експлуатації виводиться ущільнення старої конструкції вартістю $B_{вив.}^{вд.} = 4000 грн$.

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

Таблиця 2.1 – Перелік додатково введених деталей в конструкцію вертлюга

№ п/п	Назва деталі	Кількість, шт.	Ціна, грн.
1	Накидна гайка	2	380
2	Спеціальна гайка	1	270
3	Манжета	2	200
4	Манжета торцева	2	250

5	Манжета радіальна	1	150
6	Втулка кільцева	1	280
7	Кільце металеве	1	1250
8	Кільце	1	960
9	Стакан	1	1300
10	Шпонка	1	250
Всього витрат на матеріали			5290

Собівартість модернізованого вертлюга становить

$$C_{НТ} = 1949310 - 4000 + 5290 = 1950600 \ грн.,$$

Оптова ціна вертлюга розраховується за формулою

$$Ц_{НТ} = C_{НТ} \cdot (1 + P_c), \ грн. \qquad (2.5)$$

$$Ц_{НТ} = 1950600 \cdot (1 + 0,3) = 2535780 грн.$$

Знайдемо розрахунково-балансову вартість вертлюга

$$Ц^{б}_{НТ(АТ)} = Ц_{НТ(АТ)} \cdot k_{Б}, грн.,, \qquad (2.6)$$

де $k_{Б}$ – коефіцієнт переходу від оптової ціни до розрахунково-балансової;

$k_{Б} = 1,12$.

$$Ц^{б}_{АТ} = 2500000 \cdot 1,12 = 2800000 \text{ грн};$$

$$Ц^{б}_{НТ} = 2535780 \cdot 1,12 = 2840074 \text{ грн.}$$

2.2.2 Розрахунок річного фонду роботи вертлюга

$$T_{р} = \frac{T_{ф} \cdot k_{В}}{\frac{1}{k_{зм} \cdot t_{зм}} + Д^{1}_{р}}, маш.-год., \qquad (2.7)$$

де $T_{ф}$ – річний фонд робочого часу, $T_{ф} = 365$ днів;

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

$t_{зм}$ – тривалість зміни у машино-годинах, (для п'ятиденного робочого

жня $t_{зм} = 8год$;

k_B - коефіцієнт використання, $k_B = 0.85$;

$Д_р$ – 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:

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

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 $d_{ni} = 20$ 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 2.2.

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

$$Д_р^{АТ} = \frac{(2+0)\cdot 50 + (11+0)\cdot 9 + (45+10)\cdot 1}{18000} = 0,0014 \frac{маш.-днів}{маш.-год};$$

$$Д_р = \frac{(2+0)\cdot 50 + (11+0)\cdot 9 + (45+10)\cdot 1}{20700} = 0,0012 \frac{маш.-днів}{маш.-год}.$$

Таблиця 2.2 - Технічне обслуговування та ремонт вертлюга

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	300	50	2	70
ПР	1800	9	11	720
КР	18000	1	45	3600
	Для модернізованої техніки			
ТО	345	50	2	70
ПР	2070	9	11	720
КР	20700	1	45	3600

Знайдемо річний ефективний фонд роботи обладнання до і після модернізації

$$T_p^{AT} = \frac{365 \cdot 0,85}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,0014} = 7215,12 год;$$

$$T_p^{HT} = \frac{365 \cdot 0,85}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,012} = 7231,94 год.$$

Коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації буде дорівнювати

$$k_1 = \frac{7231,94}{7215,12} = 1,0023.$$

2.2.3 Визначення економії експлуатаційних витрат

Економія експлуатаційних витрат підприємства від виконання модернізації обладнання розраховується за формулою

$$\Delta И = \Delta S_{к.р.} + \Delta S_{т.о.} + \Delta S_{бур.р.}; \qquad (2.9)$$

де $\Delta S_{к.р.}$ – економія витрат на проведення капітального ремонту, грн./рік;

$\Delta S_{т.о.}$ – економія витрат на технічне обслуговування і поточні ремонти, грн./рік;

$\Delta S_{бур.р.}$ – економія витрат на проведення бурових робіт в результаті зменшення простоїв бурового обладнання, грн./рік.

2.2.3.1 Визначення економії витрат на капітальний ремонт

$$\Delta S_{к.р.} = S_{к.р.1} - S_{к.р.2} \qquad (2.10)$$

де $S_{к.р.1}, S_{к.р.2}$ – витрати на капітальний ремонт вертлюга до модернізації і після;

$$S_{КР} = \frac{k_{нп} \cdot A_{кр} \cdot Ц_{АТ(НТ)}}{100}, \qquad (2.11)$$

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

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

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

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

$A_{кр}$ – норма амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт у

відсотках від балансової вартості, приймаємо $A_{кр} = 5\%$.

$$S_{КР}^{АТ} = \frac{1{,}1 \cdot 5 \cdot 2800000}{100} = 154000 грн.$$

$$S_{КР}^{ПТ} = \frac{1{,}1 \cdot 5 \cdot 2840074}{100} = 156204 грн.$$

Знаходимо економію витрат на проведення капітального ремонту

$$\Delta S_{к.р.} = 156204 - 154000 = 2204 \text{ грн./рік}$$

2.2.3.2 Розрахунок витрат на технічне обслуговування та поточні витрати

$$\Delta S_{т.о.} = \Delta S_{тов} + \Delta S_{том} \qquad (2.13)$$

де $\Delta S_{тов}$ – економія витрат на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями, грн./рік;

$\Delta S_{том}$ – економія витрат на матеріали і запчастини, грн./рік.

$$\Delta S_{тов} = \Delta S_{тов1} - \Delta S_{тов2} \qquad (2.14)$$

Розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

$$S_{тов} = \frac{T_{роб}}{T_{ц}} \cdot k_{нв} \cdot \lambda \cdot C_{р} \cdot \sum_{i=1}^{n} a_i r_i \cdot (1 + H), грн, \qquad (2.15)$$

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

$$k_{нв} = 1 + \frac{H_{нв}}{100}, \qquad (2.16)$$

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

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

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

$C_{р}$ – середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговує техніку. Тарифна ставка приймається для робітника IV розряду $C_{р} = 19{,}05$ грн;

a_i – кількість ТО та ПР у ремонтному циклі;

r_i – трудомісткість і-го технічного обслуговування і поточного ремонту, нормо-год;

H – норма нарахування на зарплату; $H = 38{,}67\ \%$.

$$S_{тов}^{АТ} = \frac{7215{,}12}{18000} \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}25 \cdot 19{,}05 \cdot (50 \cdot 70 + 9 \cdot 720) \cdot (1 + 0{,}3867) = 126652{,}5 грн\ /\ рік;$$

$$S_{тов}^{НТ} = \frac{7231{,}94}{20700} \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}25 \cdot 19{,}05 \cdot (50 \cdot 70 + 9 \cdot 720) \cdot (1 + 0{,}3867) = 110389{,}4 грн\ /\ рік;$$

$$\Delta S_{тов} = 126652{,}5 - 110389{,}4 = 16263{,}1 \text{ грн./рік}$$

Витрати на матеріали і запчастини визначаємо за формулою:

$$S_{том} = k_{нп} \cdot \frac{S_{тов} \cdot (1 - H)}{k_{нв}} \cdot k_{ер}, [грн], \qquad (2.16)$$

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

$$S_{том}^{АТ} = 1{,}1 \cdot \frac{126652{,}5 \cdot (1 - 0{,}3867)}{1{,}3} \cdot 1{,}25 = 82157{,}3 грн.\ /\ рік;$$

$$S_{том}^{НТ} = 1{,}1 \cdot \frac{110389{,}4 \cdot (1 - 0{,}3867)}{1{,}3} \cdot 1{,}25 = 71607{,}7 грн.\ /\ рік;$$

$$\Delta S_{том} = 82157{,}3 - 71607{,}7 = 10549{,}6 \text{ грн./рік}$$

$$\Delta S_{т.о.} = 16263{,}1 + 10549{,}6 = 26812{,}7 \text{ грн./рік}$$

2.2.3.3 Розрахунок витрат на проведення бурових робіт після використання модернізованого обладнання

$$\Delta S_{бур.р.} = \Delta T_р \cdot S_{1год}^{б.у.} \cdot У_{ЗВ} \qquad (2.17)$$

де $S_{1год}^{б.у.}$ – вартість 1 години роботи бурової установки, $S_{1год}^{б.у.} = 2083$ грн.;

$У_{ЗВ}$ – питома вага витрат, що залежать від часу (не враховуючи амортизаційні відрахування на повну реновацію бурового вертлюга), $У_{ЗВ} =$

0,87;

ΔT_p – різниця річного ефективного фонду роботи обладнання до модернізації та після, год. Визначасмо за формулою

$$\Delta T_p = T_p^{HT} - T_p^{AT} \tag{2.18}$$

$$\Delta T_p = 7231{,}94 - 7215{,}12 = 16{,}82 год$$

$$\Delta S_{бур.р.} = 16{,}82 \cdot 2083 \cdot 0{,}87 = 30481{,}4 \text{ грн./рік}$$

Економія експлуатаційних витрат складає

$$\Delta И = 2204 + 26812{,}7 + 30481{,}4 = 59498{,}1 \text{ грн.}$$

2.2.4 Визначення економічної ефективності модернізації вертлюга

Знайдемо коефіцієнт зміни строків служби

$$k_2 = \frac{P_{AT} + E_H}{P_{HT} + E_H}, \tag{2.19}$$

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;

$$P_i = 1/T_i \tag{2.20}$$

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

$$P_{AT} = 1/8 = 0{,}125;$$

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

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

$$k_2 = \frac{0{,}125 + 0{,}15}{0{,}11 + 0{,}15} = 1{,}06$$

Тоді $E = \left[2800000 \cdot 1,0023 \cdot 1,018 + \frac{59498,1}{0.11 + 0,15} - 2840074 \right] \cdot 1 = 222898$ грн

Отже, при впровадженні запропонованої модернізації вертлюга економічний ефект складатиме 222898 гривень на рік, що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

Висновки

Суть технічного рішення з модернізації вертлюга УВ-250МА полягає в тому, що порівняно з аналогом змінена конструкція швидкозмінного сальникового ущільнення. Ущільнення складається з нижньої та верхньої нажимних гайок, стакана, торцевої і радіальної манжет, кільця, напірної труби, манжет та масльонки. Завдяки проведеній модернізації вертлюга УВ-250МА збільшується термін його служби в процесі буріння свердловини глибиною 4600 м.

При впровадженні запропонованої модернізації вертлюга економічний ефект складатиме 222898 гривень на рік, що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Аналіз радіальних напружень та контактного тиску в ущільнювальних елементах вертлюга

Для аналізу характеру деформації ущільнювача на першому етапі його установки розглядається випадок з одношаровим ущільнювачем, що відповідає стандартному монолітному ущільнювачу. Аналогічно вирішується система рівнянь для багатошарового ущільнювача, в якій невідомі коефіцієнти функції напружень визначаються з рішення системи лінійних алгебраїчних рівнянь для кожного шару. Граничні умови задовольняються на кожному контурі ущільнювача наближено. Їх точна відповідність виконується в окремих точках контуру, кількість яких вибирається довільно. Отримана система рівнянь задовольняє рівнянням теорії пружності при наближеному виконанні граничних умов.

Результати розрахунків відображаються на діаграмах і епюрах відповідних напруг. На рис. 3.1 наведено розподіл радіальних напружень по осьовому перерізу відповідного ущільнювача та епюри радіальних напружень в радіальному перерізі.

Подібні графічні відображення будуються за всіма напруженням в циліндричній системі координат. Приклади на рис. 3.1 становлять найбільший інтерес, так як радіальні напруги в зоні контакту ущільнювач-стінка напірної труби є контактними тисками (напруженнями).

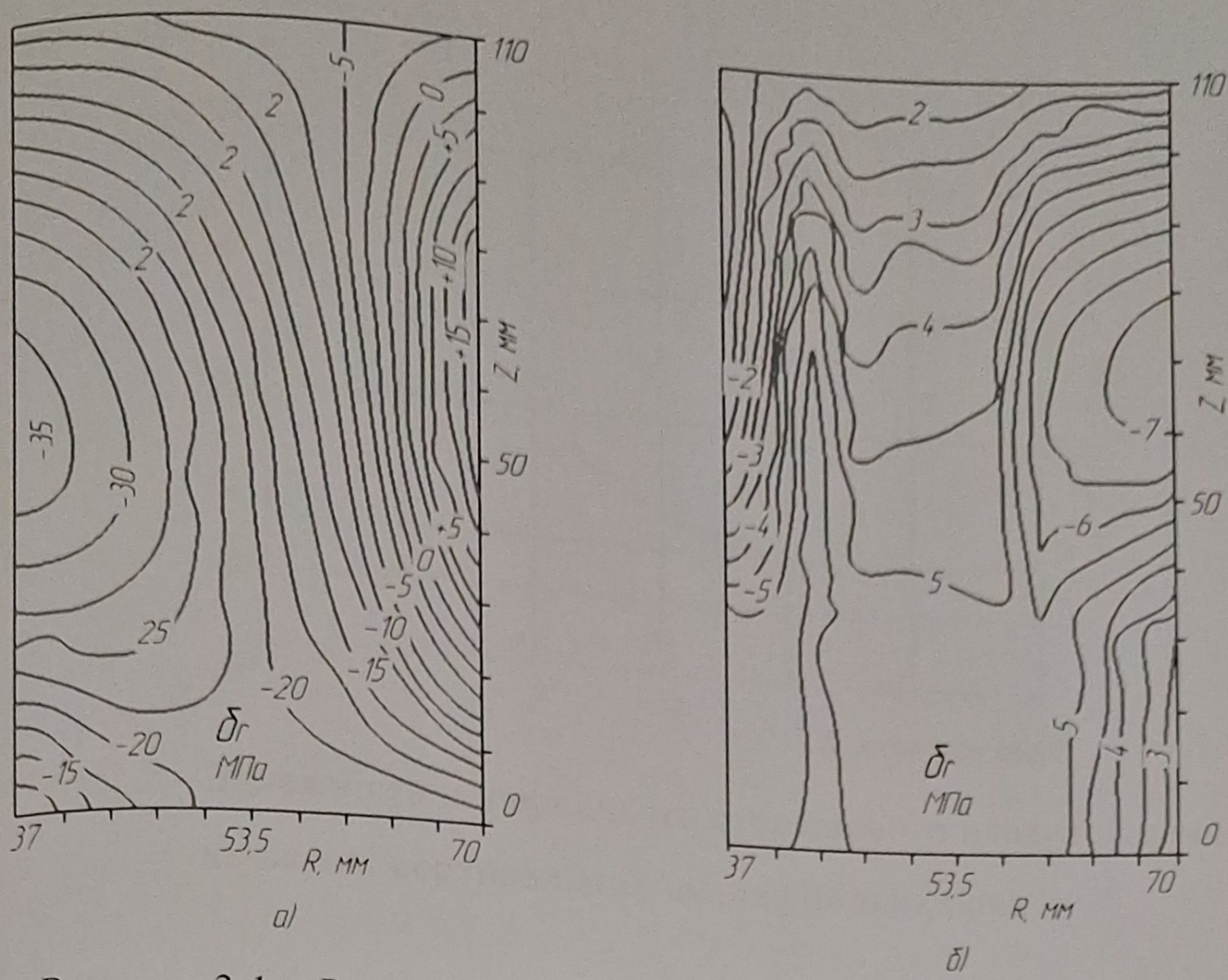


Рисунок 3.1 – Розподіл радіальних напружень по осьового перерізу стінки елементу ущільнювача на першому етапі установки ущільнювача:
а) суцільного; б) багатошарового

3.2 Експериментальні дослідження напружено-деформованого стану багатошарового ущільнювача

Аналіз результатів експериментальних досліджень дозволив виявити характер розподілу контактного тиску по висоті ущільнювачів і встановити залежність між попереднім стискаючим навантаженням і кількістю шарів багатошарового ущільнювача. На першому етапі визначена величина попереднього стискаючого навантаження, яке прикладається до ущільнювача, що відповідає режиму роботи герметизатора в свердловині при приведенні його в робочий стан. В ході експериментальних досліджень було встановлено залежність попереднього стискаючого навантаження від кількості вертикальних шарів в ущільнювачі (рис. 3.2), причому значні зміни в зниженні попереднього стискаючого навантаженні спостерігалися при переході з двох вертикальних

шарів на три шари.

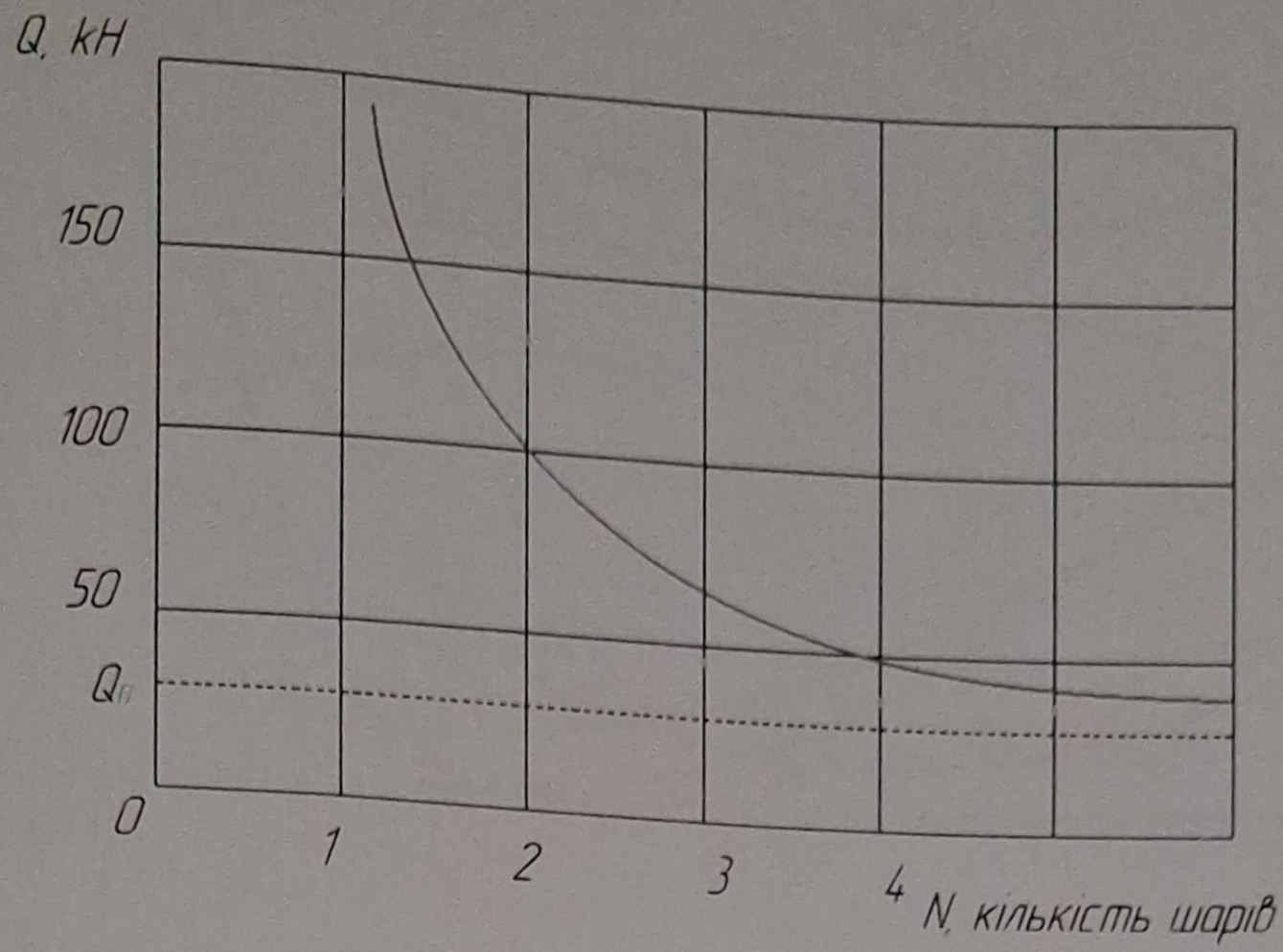


Рисунок 3.2 – Залежність попереднього стискаючого навантаження від кількості вертикальних шарів ущільнювача

В результаті отриманих експериментальних даних запропонована залежність попередньо стискаючого навантаження Q від кількості вертикальних шарів N в ущільнювальному елементі на першому етапі приведення герметизатора в робоче положення $Q = (K + 1) / 0{,}752 * N$, де К - коефіцієнт герметичності ($К = (P_к - P_р)* F$, в якому $P_к$ – контактний тиск; $P_р$ – тиск рідини за умови $P_к > P_р$); F – площа поперечного перерізу деформованого елементу ущільнювача; N – кількість вертикальних шарів в ущільнювальному елементі.

На другому етапі в стандартних (монолітних) і багатошарових прокладках визначали величину і характер розподілу контактного тиску по висоті ущільнювача. Всі три ущільнювача піддавали навантаженню зі зміною швидкості наростання зусилля стиснення і перепаду тиску, яке призводило до зміни розподілу контактного тиску по висоті між ущільнювачем і обсадною колоною в початковий момент часу (рис. 3.3).

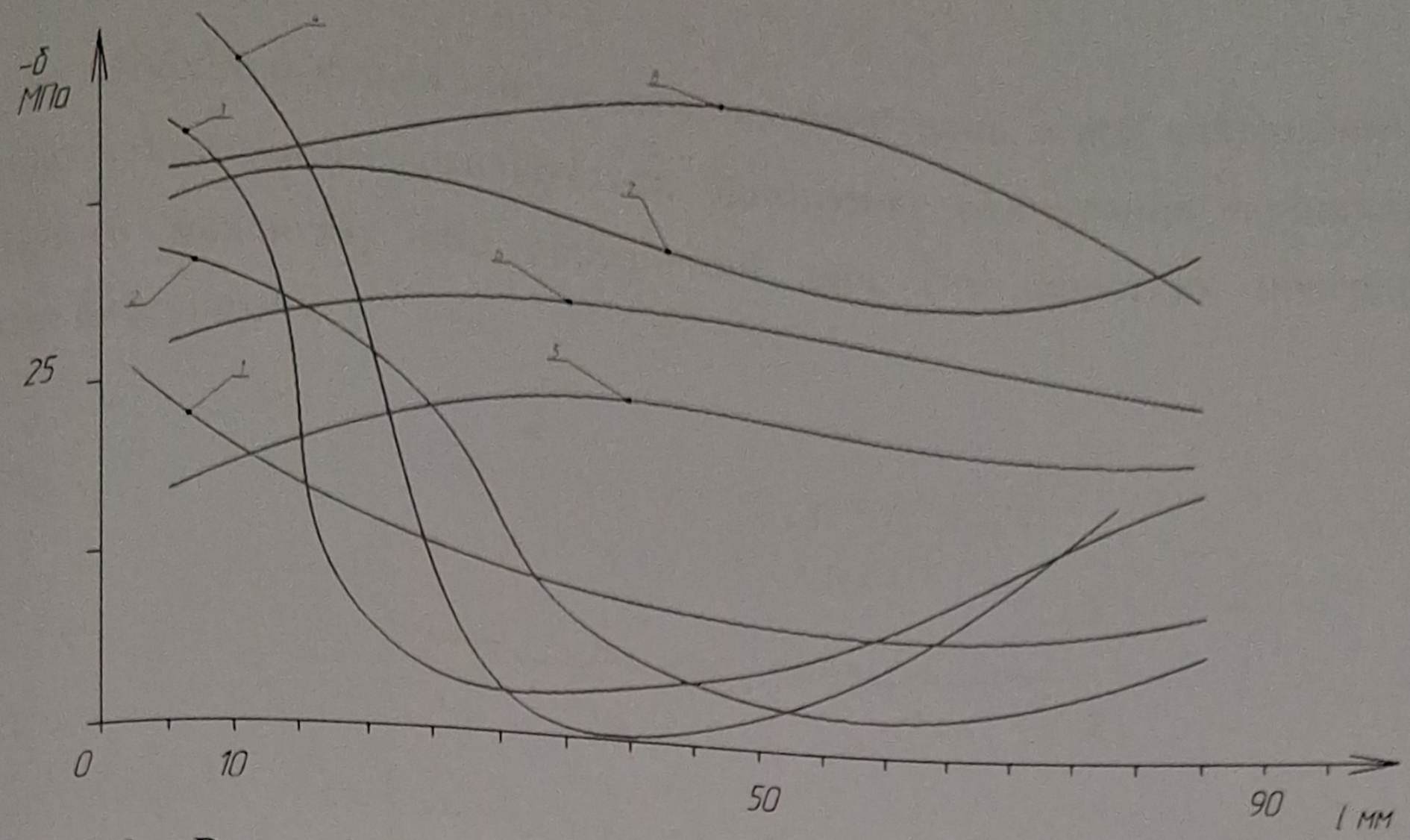


Рисунок 3.3 – Розподіл контактного тиску по довжині елементу ущільнювача залежно від швидкості прикладання навантаження:

а) стандартний ущільнювач – 1 (0,1 МПа/с), 2 (0,5 МПа/с), 3 (1 МПа/с), 4 (5 МПа/с), б) багатошаровий ущільнювач – 5 (0,1 МПа/с), 6 (0,5 МПа/с), 7 (1 МПа/с), 8 (5 МПа/с)

3.3 Середньостатистичний профіль зношеної робочої поверхні гумового ущільнювача

Схема руйнування гум при задирному механізмі зношування приведена на рис. 3.4. Одночасно на рис. 3.5 наведено середньостатистичний профіль зношеної робочої поверхні гумового ущільнювача. На поверхні утворилась гребінчаста структура, яка має в перерізі профіль прямокутного трикутника, середній кут вершини якого дорівнює 12…45°. Крок гребенів визначається шорсткістю контртіла, фізико-механічними і фрикційними властивостями гуми і для даних умов експлуатації дорівнює 4…13 мкм. Також бачимо, що кут нахилу осей гребенів складає приблизно 90°.

В той же час коефіцієнт тертя не визначає однозначно зношення, а в окремих випадках взагалі не впливає на нього [50]. При будь-якому режимі існують критичні значення зсувних напружень в контакті, нижче яких для

ношення необхідно кілька циклів втомних руйнувань, а при напруженнях, які орівнюють критичним, реалізується одноразове руйнування за допомогою рикційного механізму або абразивний знос (на шорстких поверхнях з острими виступами).

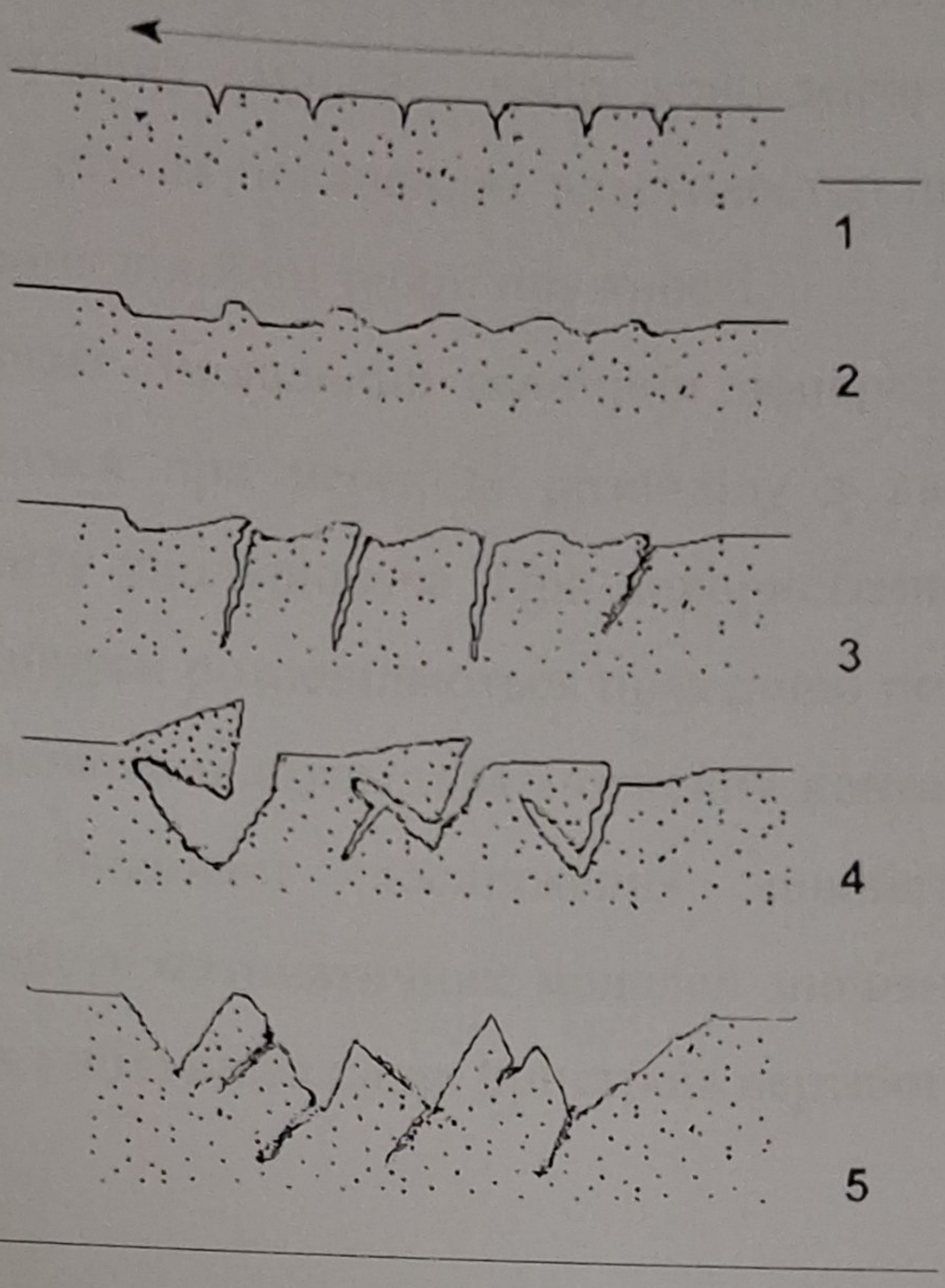


Рисунок 3.4 – Схема руйнування гум при задирному механізмі зношування: 1 – утворення тріщини; 2 – відділення фрагменту матеріалу; 3 – розвиток тріщини в глиб поверхневого шару; 4 – відділення мікрофрагментів великого розміру; 5 – розвиток тріщини на велику глибину

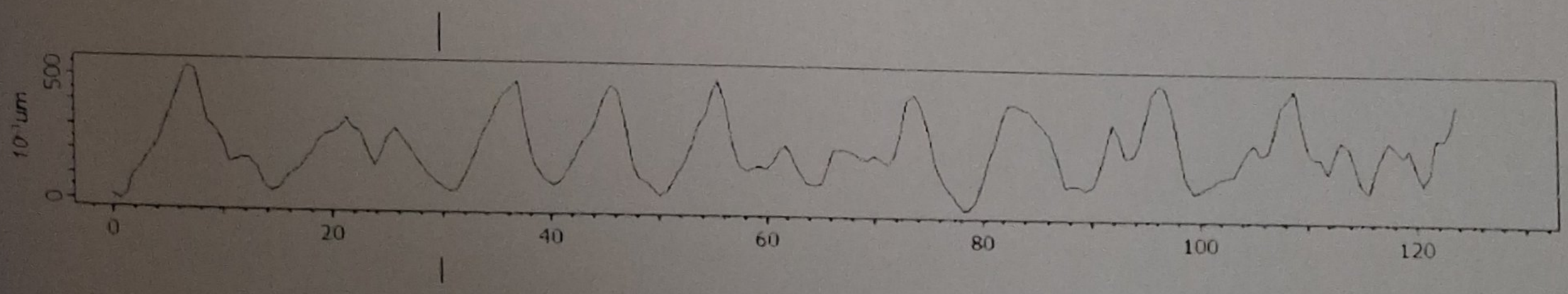


Рисунок 3.5 – Профіль гребінчастої форми

Висновки

В даному розділі магістерської роботи вдосконалені методи герметизації ущільнювача вертлюга, що забезпечують необхідну якість герметизації і зниження витрат при бурінні свердловин, підвищення екологічної безпеки із застосуванням багатошарових ущільнювачів з еластичними оболонками.

Розроблено математичну модель напружено-деформованого стану ущільнювача вертлюга при різних поєднаннях властивостей шарів з введенням функції напружень в рівняння лінійної теорії пружності.

Встановлено, що різке зменшення величини попередньо стискаючого навантаження спостерігається при переході розподілу з двох вертикальних шарів на три шари елементу ущільнювача. При використанні багатошарового ущільнювача контактні напруги розподіляються практично по всій його висоті, причому по краях ущільнювача відбувається зниження контактних напружень щодо робочої зони. Виконані дослідження повністю підтвердили працездатність і достовірність математичних моделей зношення ущільнюючих елементів модернізованих ущільнювальних пристроїв вертлюга.

4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок працездатності ствола вертлюга

Вихідні дані:

1) Вага бурильної колони, яка найважча в процесі буріння свердловини Q=2620 кН;

2) Розміри конструктивні ствола вертлюга (рис. 4.1):

D=560мм; D_1=260мм; D_2=220мм; d_0=75мм; h=130.

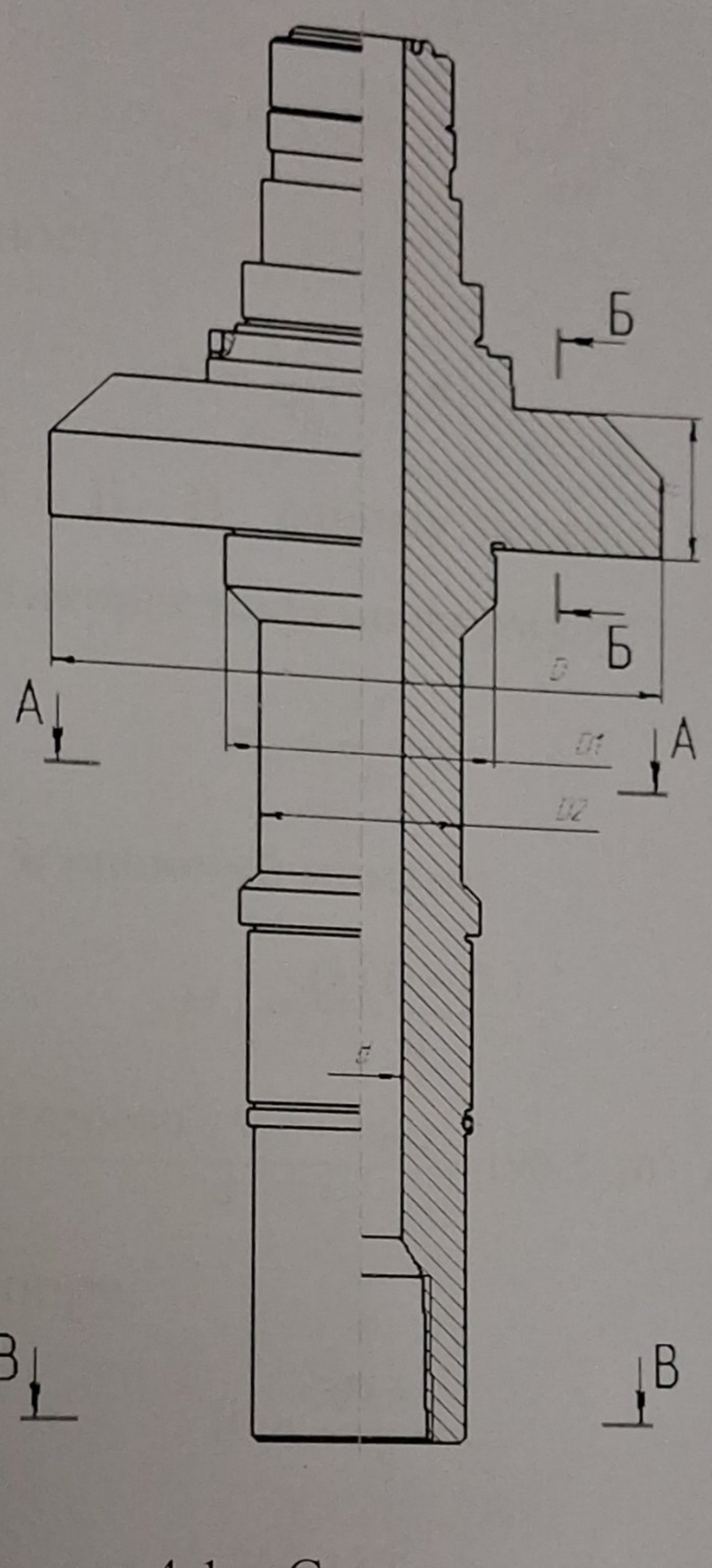


Рисунок 4.1 – Ствол вертлюга

Ствол виготовлений із високолегованої та термообробленої сталі сокої якості [9]. Розраховуємо його на міцність, враховуючи наступні формації: розтяг, згин, зріз.

Розглянемо переріз А – А. В даному перерізі на ствол вертлюга діють

напруження розтягу. Використовуємо формулу:

$$\sigma_p = \frac{Q_c}{\frac{\pi}{4}\cdot(D_2^2 - d_0^2)}; \qquad (4.1)$$

$$\sigma_p = \frac{2620000}{\frac{\pi}{4}\cdot(220^2 - 75^2)} = 78\ \frac{H}{мм^2};$$

Визначаємо межу текучості:

$$\sigma_{0p} = 0{,}5\sigma_m; \qquad (4.2)$$

$$\sigma_m = 750\ \frac{H}{мм^2};$$

$$\sigma_{0p} = 0{,}5\cdot 750 = 375\ \frac{H}{мм^2};$$

Коефіцієнт запасу міцності:

$$K = \frac{375}{78} = 4{,}8.$$

Розглянемо переріз Б – Б. В даному перерізі на ствол вертлюга діють напруження згину та зрізу. Використовуємо формулу:

$$\sigma_{зг} = \frac{M_{зг}}{W}; \qquad (4.3)$$

де $M_{зг}$ – максимальний згинаючий момент:

$$M_{зг} = \frac{Q_г(D - D_1)}{4}; \qquad (4.4)$$

$$M_{зг} = \frac{2620000\cdot(560 - 260)}{4} = 196{,}5\cdot 10^6\ \ H\cdot мм$$

W -- осьовий момент опору,

$$W = \frac{\pi D_1 h^2}{6}; \qquad (4.5)$$

$$W = \frac{3{,}14\cdot 260\cdot 130^2}{6} = 2{,}3\cdot 10^6\ мм^3$$

$$\sigma_{зг} = \frac{196{,}5\cdot 10^6}{2{,}3\cdot 10^6} = 85{,}4\ \ H/мм^2$$

Межа витривалості на згин:

$$\sigma_{0з} = 0{,}6\sigma_m = 0{,}6\cdot 750 = 450\ \frac{H}{мм^2}\ . \qquad (4.6)$$

Коефіцієнт запасу міцності на згин:

$$K = \frac{450}{85,4} = 5,3 \ .$$

Зальні напруження перерізу:

$$\tau_{сер} = \frac{Q_2}{F}; \qquad (4.7)$$

де F – площа перерізу

$$F = \pi D_1 h = 3,14 \cdot 260 \cdot 130 = 106132 \ \ мм^2 \qquad (4.8)$$

$$\tau_{сер} = \frac{2620000}{106132} = 24,7 \frac{Н}{мм^2}.$$

Межа витривалості на зріз:

$$\tau_{0зр} = 0,7\sigma_{0р} = 0,7 \cdot 375 = 262 \frac{Н}{мм^2}. \qquad (4.9)$$

Коефіцієнт запасу міцності на зріз:

$$K = \frac{\tau_{0зр}}{\tau_{зр}} = \frac{262}{24,7} = 10,6.$$

Розглянемо переріз В – В. В даному перерізі на ствол вертлюга діють напруження розтягу. Використовуємо формулу:

$$\sigma_р = \frac{Q_{кр}}{\frac{\pi}{4} \cdot (D_2^2 - d_3^2)}, \qquad (4.10)$$

де d_3 – діаметр різьби внутрішній в площині торця; d_3=171мм.

$$\sigma_р = \frac{2620000}{\frac{3,14}{4} \cdot (220^2 - 171^2)} = 174,2 \frac{Н}{мм}.$$

коефіцієнт запасу міцності буде становити:

$$K = \frac{\sigma_{0р}}{\sigma_р} = \frac{375}{174,2} = 2,15.$$

що є достатнім.

4.2 Розрахунок працездатності стропа вертлюга

Вихідні дані:

матеріал стропа – сталь 35Л,

границя міцності сталі 35Л $\sigma_m = 500 - 600 \frac{H}{мм^2}$.

розміри стропа вертлюга (рис. 4.2):

R_1=290мм; R_2=120мм; C=120мм; R_3=150мм;

D=150мм; d_1=140мм; b=100мм; l=240мм.

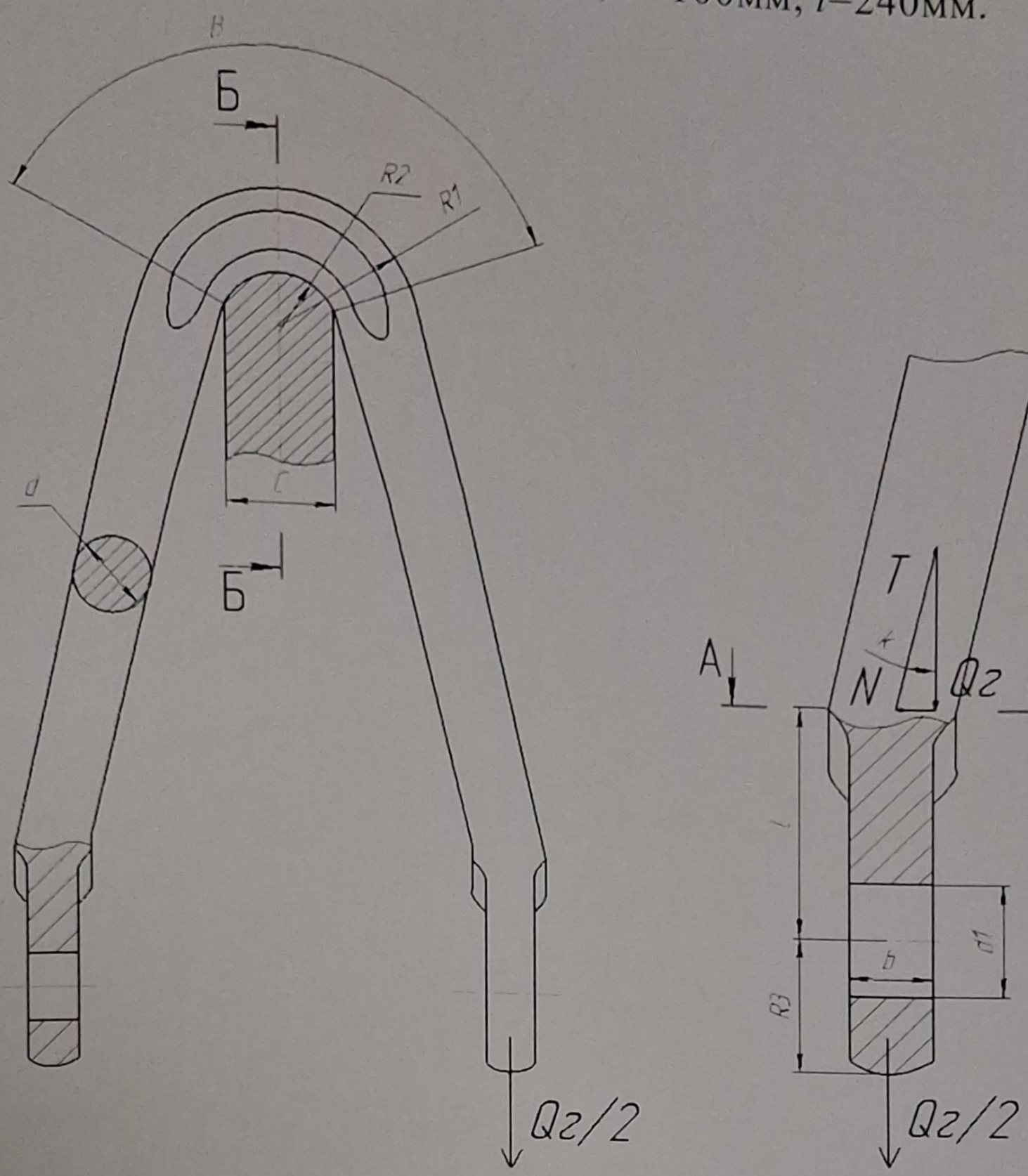


Рисунок 4.2 – Строп вертлюга

Розраховуємо на міцність найнебезпечніші перерізи А – А і Б – Б.

Розглянемо переріз А – А. В даному перерізі на ствол вертлюга діють напруження згину та розтягу. Використовуємо формулу:

Напруга згину:

$$\sigma_{зг} = \frac{M_{зг}}{W}, \qquad (4.11)$$

де *Мзг* – момент згину.

$$M_{зг} = Nl\,. \tag{4.12}$$

$$N = \frac{Q_c}{2} tgk\,, \tag{4.13}$$

де $k = 8^{\circ}30'$.

$$N = \frac{2620}{2} tg8^{\circ}30' = 195,2\kappa H\,;$$

l – плече згину, l=240мм; $W = 0,1d^3$;

d – діаметр перерізу, d=130мм.

Використовуючи всі значення отримуємо

$$\sigma_{зг.} = \frac{2620 \cdot 240}{0,1 \cdot 150^3} = 125,4 H / мм^2\,,$$

Напруга розтягу , $\frac{H}{мм^2}$:

$$\sigma_m = \frac{T}{F}, \tag{4.14}$$

$$T = \frac{2620}{2 \cdot 0,989} = 1324,6\kappa H \tag{4.15}$$

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 150^2}{4} = 26493 мм^2\,. \tag{4.16}$$

Таким чином,

$$\sigma_p = \frac{1324,6 \cdot 10^3}{26493} = 50 \frac{H}{мм^2}\,.$$

Результуюча напруга в даному перерізі

$$\sigma_{рез} = \sigma_{зг} + \sigma_p = 125,4 + 50 = 175,4 \frac{H}{мм^2}\,. \tag{4.17}$$

Межі текучості при розтягу та згину.

$$\sigma_{0p} = 0,6\sigma_в = 0,6 \cdot 600 = 360 \frac{H}{мм^2}.$$

$$\sigma_{0зг} = 0,5\sigma_в = 0,5 \cdot 600 = 300 \frac{H}{мм^2}.$$

коефіцієнта запасу міцності визначаємо за формулою:

$$K = \frac{\sigma_{0p}}{\sigma_{0зг}} = \frac{300}{175,4} = 1,71\,, \tag{4.18}$$

що цілком допустимо.

$$\sigma_{1max} = 93,6\frac{150^2 + \left(\frac{140}{2}\right)^2}{150^2 - \left(\frac{140}{2}\right)^2} = 145,7\frac{H}{мм^2}.$$

$$K = \frac{300}{145,7} = 2,06.$$

це є цілком достатнім.

4.3 Розрахунок працездатності пальця стропа вертлюга

Вихідні дані:

матеріал пальця – сталь 40ХН.

Розміри й зусилля (рис. 4.3):

b= 100мм; $\sigma_{по} = 450\frac{H}{мм^2}$; l_2=88мм; $\sigma_в = 750\frac{H}{мм^2}$; l_1=72мм

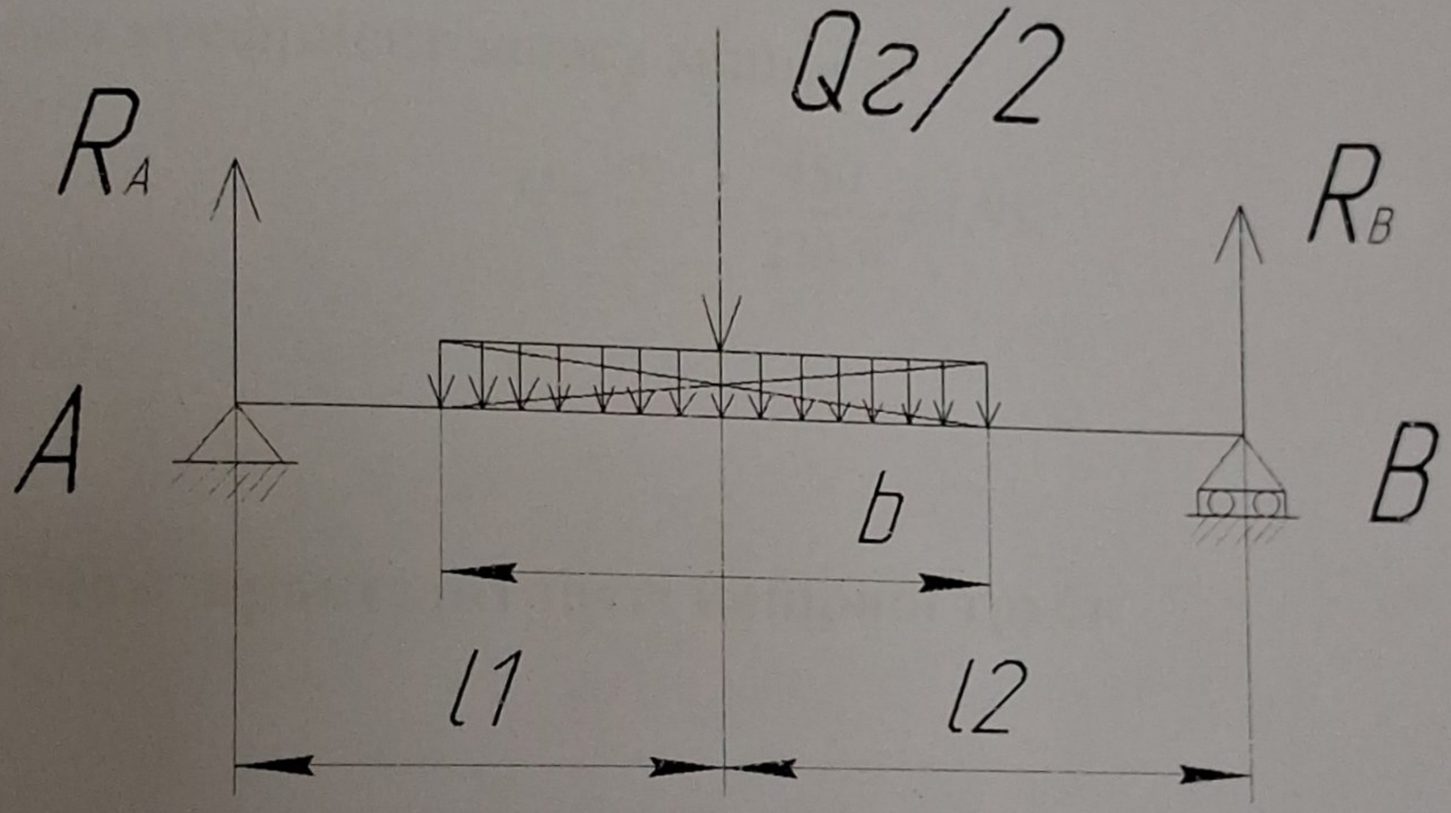


Рисунок 4.3 – Схема зусиль, які діючих в процесі експлуатації на палець

На палець стропа вертлюга діють напруження згину та зрізу. Але небезпечнішою є деформація згину. Тому проводимо розрахунок на працездатність при напругах згину.

Реакції Ra і $Rв$ неоднакові, тому що $l_1 < l_2$. Беремо суму моментів відносно опори А, завдяки чому визначаємо реакцію $Rв$.

$$R_в(l_1 + l_2) - \frac{Q_г}{2}l_1 = 0 \qquad (4.24)$$

$$R_a = \frac{Q_г \cdot l_1}{2 \cdot (l_1 + l_2)} = \frac{2620000 \cdot 72}{2 \cdot (88 + 72)} = 589,5 кН$$

$$R_a + R_a = \frac{Q_г}{2}, \qquad (4.25)$$

звідси:

$$R_a = \frac{Q_г}{2} - R_в = 1310 - 589,5 = 720,5 кН.$$

Розраховуємо найбільший згинальний момент:

$$M_{зг} = R_в l_2 - \frac{Q_г b}{16}. \qquad (4.26)$$

$$M_{зг} = 589,5 \cdot 88 - \frac{3620 \cdot 100}{16} = 35501 кН \cdot мм.$$

Знаходимо напругу згину:

$$\sigma_{зг} = \frac{M_{зг}}{W}; \qquad (4.27)$$

$$\sigma_{зг} = \frac{35501000}{0,1 \cdot 115^3} = 233,4 Н / мм^2;$$

Розраховуємо коефіцієнт запасу міцності:

$$K = \frac{\sigma_{по}}{\sigma_{зг}} = \frac{450}{233,4} = 1,93.$$

Це достатньо.

4.4 Розрахунок працездатності напірної труби

Вихідні дані:

найбільший робочий тиск p=25 МПа;

матеріал напірної труби – сталь 40ХН,

межа міцності $\sigma_в = 75$ МПа.

Напірну трубу розраховуємо за формулою:

$$\sigma_p = \frac{2 \cdot p \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2}{\left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2 - 1}, \qquad (4.28)$$

де p – найбільший робочий тиск;

D_2 – внутрішній діаметр напірної труби, D_2=76 мм;

D_1 – найменший зовнішній діаметр напірної труби, D_1=90 мм.

Використовуючи формулу 4.28, отримуємо:

$$\sigma_p = \frac{2 \cdot 25 \cdot \left(\frac{0,09}{0,076}\right)^2}{\left(\frac{0,09}{0,076}\right)^2 - 1} = 22,4 \text{ МПа}.$$

Визначаємо границю втоми при розтягу:

$$\sigma_{ор} = 0,5 \cdot \sigma_в = 0,5 \cdot 75 = 37,5 \text{ МПа}. \quad (4.29)$$

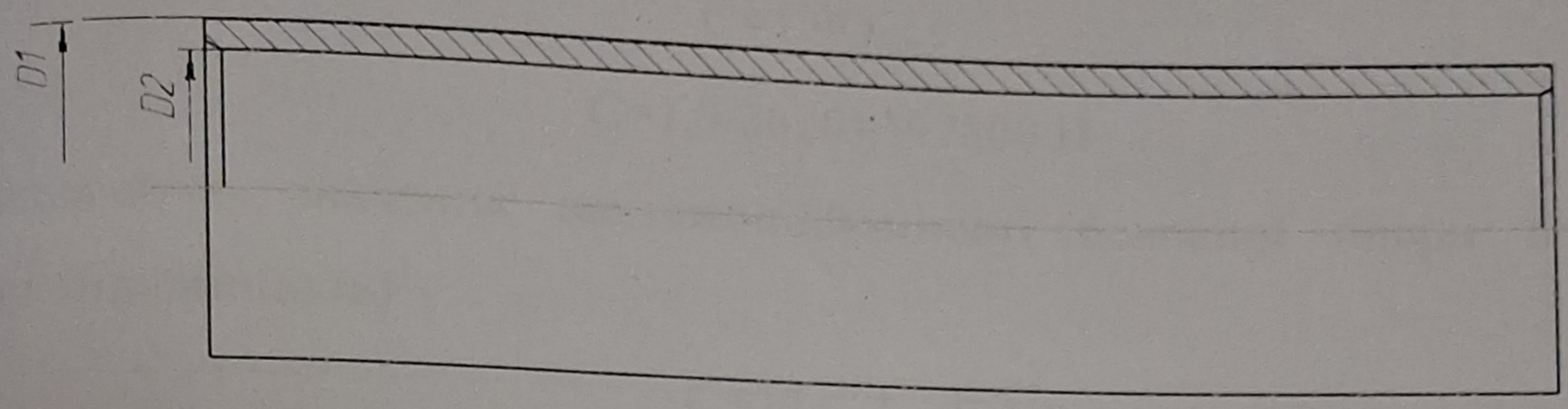


Рисунок 4.4 – Напірна труба вертлюга

Тому коефіцієнт запасу міцності:

$$K = \frac{\sigma_{ор}}{\sigma_p} = \frac{37,5}{22,4} = 1,67, \quad (4.30)$$

Це допустимо.

4.5 Розрахунок працездатності підшипників основної опори

Вихідні дані:

1. Навантаження на підшипник прямопропорційне найбільшій вазі колони бурильних труб [18].

2. Враховуємо зменшення навантаження через полегшення бурильної колони в промивальній рідині 15% та навантаження на бурове долото – 15% від ваги бурильної колони. Відповідне коефіцієнт пропорційності ваги колони

бурильних труб в повітрі $Q_{бур}$ та навантаженням на буровий вертлюг буде дорівнювати $0,85^2$.

3. Коефіцієнтом перевантаження враховуються перевантаження опор вертлюга через повздовжні і поперечні коливання бурильної колони, $К_п$=1,24.

4. Для врахування ймовірності неруйнування B=0,95 застосовуємо коефіцієнт запасу k_o= 1,2.

4. Температурний коефіцієнт $k_т$=1.

Розраховуємо коефіцієнт еквівалентності на 3000 годин служби опори:

$$k_e=1,84(T/3000)^{1/3}=1,84. \quad (4.31)$$

Розраховуємо динамічну вантажопідйомність, яка необхідна:

$$C=1,9Q_{бур}; \quad (4.32)$$

$$C=1,9\cdot2620=497800 \text{ Н}.$$

Визначаємо значення вантажопідйомності основної опори вертлюга (упорних підшипників):

$$C=15z^{3/4}l^{7/9}d^{29/27}; \quad (4.33)$$

z=1; l=107 мм; d=52 мм.

$$C=15\cdot1^{3/4}\cdot107^{7/9}\cdot52^{29/27}=15\cdot1\cdot36,53\cdot68,56=375720,1 \text{ Н}.$$

$$Q_{ст}=10zdl; \quad (4.34)$$

$$Q_{ст}=10\cdot1\cdot52\cdot107=556400 \text{ Н}.$$

Проведені розрахунки вказують на достатню довговічність підшипників основної опори вертлюга.

Висновки

Проведені розрахунки в даному розділі магістерської роботи підтверджують ефективність технічного рішення з модернізації вертлюга УВ-250МА, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5 МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Особливості монтажу бурового вертлюга і обладнання насосно-циркуляційної системи бурової установки

5.1.1 Підготовчі роботи перед монтажем обладнання

Монтажним роботам бурової установки БУ 5000 ЕУ, яка вибрана для спорудження свердловини глибиною 4600м, передують наступні підготовчі роботи. Земельна ділянка під бурову (будівельний майданчик) відведена в установленому порядку організації-будівельникові (Полтавському відділенню бурових робіт).

Із поверхні будівельного майданчика зрізають родючий шар і переміщають його за межі будівельного майданчика для складування й наступного (після демонтажу бурової) використання з метою відновлення (рекультивації) земель. Для цієї мети використовують бульдозери. Ями під опори електропередач і привишкові споруди бурять буровою машиною, яка обладнана на шасі автомобіля. Траншеї, котловани і ями під фундаменти риють екскаваторами.

Потім проводяться наступні роботи [2]:

- будівництво під'їзного шляху, передбаченого проектом;

- до початку монтажу повинні бути закінчені наступні підготовчі роботи:

1) планування площадки;

2) визначені межі земельної ділянки;

3) територія земельної ділянки очищена від кущів;

4) на магістральних дорогах встановлені дорожні знаки, які вказують напрям руху до бурової.

- розбивку майданчика для бурової установки необхідно проводити таким чином, щоб схил місцевості забезпечував рух стічних вод в сторону шламового амбару, а також з урахуванням рози вітрів. Напрямок

факельних ліній вибирається в сторону від прилеглих комунікацій (доріг, ЛЕП та ін.) і населених пунктів.

На підготовленій будівельній площадці вибирають напрямок прийомних містків, приступають до розбивання і утворення фундаментів і їх спорудженню [2]. Для монтажу бурового обладнання використовуємо фундаменти із готових залізобетонних блоків, які можна використовувати багаторазово. Для таких фундаментів риємо котлован, у який насипаємо піщану подушку і на неї укладаємо відповідні фундаментні блоки. Для витягування блоків за допомогою крана вони мають спеціальні петлі із круткового заліза.

5.1.2 Монтаж вертлюга і обладнання циркуляційної системи

Загальна довжина насосно-циркуляційної системи залежить від параметрів бурових розчинів, що застосовуються, умов і технології буріння, а також механізмів, що використовуються для очищення і дегазації розчину. Циркуляційна система бурової установки Уралмаш 5000 ЕУ включає в себе: 50 м жолобів, гідроциклон, два вібросита, дві гідромішалки, шість ємностей для реагентів по 10 та 15 м^3, приймальні ємності на 80 та 120 м^3. Ширина жолобів 800 мм, а висота 600 мм.

Монтуємо циркуляційну систему з нахилом 1:100 в сторону руху розчину. З гирлом свердловини циркуляційна система з'єднується жолобом меншого перерізу. Велика жорсткість жолобів напівкруглого перерізу дозволяє приварювати до них спеціальні кронштейни для перехідних шляхів [1]. Монтаж жолобів розпочинається із встановлення під них металічних козлів через кожні 10-12 м. Для зменшення швидкості течії промивальної рідини в жолобах приварюють перегородки висотою 150-180 мм. Зменшення швидкості течії промивальної рідини сприяє випаданню шламу із розчину. Перед кожною перегородкою на дні жолоба змонтована пара гніздо-клапан насосу з невеликим відвідним жолобом із

труб діаметром 325 мм для відводу шламу в амбар. Такі жолоби дуже зручні при монтажі та перевезенні, оскільки не деформується; в зимовий період розчин не замерзає на стінках.

В буровій установці Уралмаш-5000ЕУ використовується комплекс АСП-3М2 для автоматизації СПО. Тому вертлюг при монтажі підвішується до автоматичного елеватора, який замінює буровий гак, за допомогою додаткової проміжної ланки – підвіски вертлюга. До відводу вертлюга приєднується буровий рукав за допомогою фланцевого з'єднання. Другий кінець бурового рукава приєднаний до горловини стояка маніфольда бурового насоса.

Після монтажу вертлюга перевіряється якість приєднання бурового рукава до фланця відводу для запобігання його розриву або зриву зі штуцера. Потім вертлюг повинен пройти обкатку без навантаження на протязі 1-1,5 год. Якщо в момент його доставки свердловина буде пробурена на велику глибину, то рекомендується при обкатці поступово доводити навантаження до повної ваги колони.

5.1.3 Підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання

Перед початком експлуатації вертлюга на новій буровій перевіряють наступне [15]:

1. Плавність обертання ствола. Ствол повинний обертатися від зусилля, прикладеного одним робітником до рукоятки ключа довжиною в 1 м. Якщо ствол не обертається, то необхідно послабити ущільнення внутрішньої труби. Якщо і після цього ствол не провертається, то вертлюг повинний бути замінений.

2. Стан ствола і перевідника шляхом зовнішнього огляду. У випадку виявлення тріщин, зносу або ушкоджень різьби вертлюг відправляють у ремонт.

3. Надійність кріплення горловини, кришки вертлюга і нижнього

фланця, при цьому звертають особливу увагу на кріплення гайок, щоб уникнути самовідгвинчування.

4. Стан штропів шляхом зовнішнього огляду, а також його обертання на пальцях.

5. Рівень і якість мастила у вертикальному положенні вертлюга. При необхідності мастило додається або заміняється свіжим.

6. Стан нижнього ущільнення. При витоку мастила замінюють асбографітові манжети і селенітові кільця. Порожнина селенітового ущільнення набивається густим мастилом.

7. Наявність змащення в пальцях штропа.

Після приєднання бурового рукава до вертлюга розпочинається його експлуатація, у процесі якої перед початком і під час роботи командою вахти роблять наступні роботи по нагляду за вертлюгом [15].

1. Перевіряють надійність кріплення усіх вузлів.

2. Перевіряють стан мастила і його рівень у ванні.

3. Стежать за станом підшипників. У випадку підвищення температури підшипників вище 70° С припиняють роботу і виясняють причини.

4. Стежать за станом ущільнення. У випадку появи протікання через ущільнення припиняють роботу й усувають несправності,

5.Стежать за станом перевідника. З появою протікання промивальної рідини через з'єднання перевідника зі стволом або через ведучу трубу припиняють роботу і докріплюють різьбове з'єднання.

6.Стежать за станом нижнього ущільнення.

5.Змащують вертлюг відповідно до карти змащення.

5.1.4 Розрахунок чисельності монтажної бригади

Кількість основних робітників розраховують за професіями, виходячи з трудомісткості річної програми по видах робіт [9]:

$$R = \frac{\sum T}{F_{Д.р.} \times k}. \qquad (5.1)$$

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

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

k – коефіцієнт використання робочого часу робітника.

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

$$F_{Д.Р.} = F_{Д.Р.}^{норм} - \left(0{,}12 \cdot F_{Д.Р.}^{норм}\right), \qquad (5.2)$$

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

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

Звідси:

$$F_{Д.Р.}^{НОРМ.} = (Д_К - Д_В - Д_{СВ} - Д_{ПСВ}) * Д_{рг} / Д_{рд} + Д_{ПСВ} * T_{зм}, \qquad (5.3)$$

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

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

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

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

$Д_{рг}$ – кількість робочих годин у тижні, $Д_{рг}$=40 год.;

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

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

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

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

Для визначення трудомісткості виконання монтажу бурової установки БУ 5000 ЕУ використовуємо норми часу на її крупноблоковий монтаж [10], розроблені нормативно-аналітичним центром Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" згідно таблиці 5.1.

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

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

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

$$F_{Д.Р.} = 260 - (0{,}12 * 260) = 240 \text{ год.}$$

Тоді кількість основних робітників по даному виду робіт буде рівна:

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

Отже, для проведення робіт даного виду необхідно 19 чоловік відповідної кваліфікації, подані в таблиці 5.2.

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

Професії робітників	Розряд	Кількісний склад
Бригадир	VI	1
Вишкомонтажник	VI	1
Вишкомонтажник	V	4
Вишкомонтажник	IV	3
Вишкомонтажник	III	4
Вишкомонтажник	II	2
Вишкомонтажник-зварювальник	VI	1
Вишкомонтажник-зварювальник	IV	1
Вишкомонтажник-електромонтер	V	1
Вишкомонтажник-електромонтер	IV	1
Разом		19

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання

5.2.1 Зміст технічного обслуговування

Бурове обладнання працює на відкритому повітрі і підлягає всім шкідливим впливам навколишнього середовища, а також корозійній дії глинистого розчину, соляної води і нафти. Крім цього, вузли і деталі обладнання піддаються динамічному і вібраційному навантаженню. Всі ці причини викликають інтенсивний знос агрегатів [16].

Для підтримки устаткування в постійній технічній справності і експлуатаційній готовності, а також з метою попередження аварій і поломок має бути створена система технічного обслуговування. Технічне обслуговування включає спостереження за виконанням правил експлуатації устаткування, вказаних в технічних умовах і паспортах на устаткування. Воно проводиться з метою перевірки технічного стану обладнання, усунення дрібних несправностей і виявлення об'єму підготовчих робіт, що підлягають виконанню при черговому плановому ремонті.

Міжремонтне технічне обслуговування планується по часу і проводиться незалежно від технічного стану обладнання. Міжремонтне технічне обслуговування слід, по можливості, проводити під час технологічних простоїв обладнання.

Для бурового і експлуатаційного устаткування встановлюються наступні види технічного обслуговування [16]:

1. Після завершення монтажу устаткування до початку проведення робіт проводиться зовнішній огляд, перевіряються з'єднання, працездатність устаткування і приладів.

2. При короткочасних зупинках, якщо по кількості відроблених часів устаткування не підлягає складнішому технічному обслуговуванню, проводиться зовнішній огляд устаткування в об'ємі технічного обслуговування, а також усуваються несправності, відмічені обслуговуючим персоналом.

вузлів і деталей, міцність кріплення і точність установки устаткування.

3. Періодичні види технічного обслуговування виконуються через певну кількість відпрацьованого часу. Об'єми однойменних періодичних видів технічного обслуговування дорівнюють один одному, об'єм же кожного подальшого виду обслуговування включає в себе об'єм попереднього виду.

Міжремонтне технічне обслуговування виконує обслуговуючий персонал, у разі потреби – черговий персонал ремонтної служби. Результати технічного обслуговування заносяться в спеціальний журнал.

5.2.2 Перелік та послідовність робіт при поточному ремонті

Системою планово-попереджувального ремонту, залежно від об'єму і складності ремонтних робіт, передбачається проведення поточного, середнього і капітального ремонтів [21].

Поточний ремонт – це найменший по об'єму плановий ремонт, за допомогою якого обладнання підтримується в працездатному стані. Він виконується безпосередньо на місці встановлення обладнання.

При поточному ремонті перевіряють стан обладнання, замінюють швидкозношувані деталі, замінюють при необхідності мастило та ліквідують дефекти, які не потребують розбирання складних вузлів обладнання. Ті несправності обладнання, які не можуть бути усунені силами служби технічного обслуговування, ліквідують виїзні ремонтні бригади. Перелік ремонтних робіт при поточному ремонті визначаються класифікатором ремонту. Після ремонту перевіряють роботу обладнання, регулюють вузли і механізми.

В процесі експлуатації вертлюга необхідно проводити його поточні ремонти, при яких окрім профілактичних заходів замінюють сальникові або манжети ущільнення. Деталі ущільнюючих пристроїв – швидкозношувані і вимагають періодичної заміни. При проектуванні допускається планування

апітального ремонту вертлюга із заміною основної опори і перенарізанням риєднувальної різьби ствола.

Ремонт деталей поділяється на групи [17]:

1) Ремонт деталей типу валів.

Більшість деталей цього типу в процесі роботи сприймають значні крутні оменти (вали, шпинделі) чи знакозмінні осьові навантаження (штоки, лунжери).

На валах, які сприймають великі навантаження, спрямовані ерпендикулярно осі, спостерігаються прогини. Останні приводять до ксцентричного обертання вала і, як наслідок цього, до швидкого зношування порних поверхонь. У місцях посадки шестерень, шківів або кулачкових муфт ідбувається руйнування чи зминання шпонкового паза.

2) Ремонт деталей типу втулок.

До деталей типу втулок належать вкладиші підшипників, що направляють втулки, деталі чепцевих ущільнень, гільзи циліндрів компресорів, циліндрові втулки насосів та ін. Основні дефекти деталей цього типу — зношення овнішніх, внутрішніх циліндричних і торцевих поверхонь, зношення різьблень, риски на тертьових поверхнях, тріщини.

При ремонті подібних деталей спочатку усувають тріщини, а потім нарощують зношені робочі поверхні способами наплавлення, металізації, гальванічними й пластмасовими покриттями чи заливанням антифрикційними сплавами.

3) Ремонт деталей типу дисків

До цієї групи деталей бурового та нафтогазопромислового устаткування, які ремонтуються, належать зубчасті колеса редукторів і коробка швидкостей, ланцюгові колеса лебідок, шківи й ін.

Характерними дефектами цих деталей є зношення, ризики на робочих поверхнях, зминання шпонкових канавок, жолоблення чи погнутість. Ці деталі ремонтують переважно способами механічного оброблення, зокрема способом ремонтних розмірів або додаткових ремонтних деталей.

5.3 Охорона праці й техніка безпеки при монтажі та експлуатації обладнання

В процесі буріння вертлюг підвішується до автоматичного елеватора і за допомогою гнучкого шланга з'єднується зі стояком напірного трубопроводу бурових насосів. При цьому ведуча труба бурильної колони з'єднується за допомогою різьби із стволом вертлюга, який обертається і оснащений прохідним отвором для бурового розчину. Під час спуско-підіймальних операцій вертлюг з ведучою трубою і буровим рукавом встановлюється в шурф від'єднується від талевого блоку. При бурінні вибійними двигунами вертлюг використовується при періодичних провертаннях бурильної колони з метою запобігання прихоплень.

Вертлюг і обладнання талевої системи мають небезпечний характер експлуатації. В процесі експлуатації вертлюга, кронблока, талевого блока і каната може відбутись обрив канату, обрив штропа вертлюга та спадання штропа з підвіски.

Обрив талевого канату має місце при значних вібраціях в процесі буріння свердловин, а також при СПО. Навантаження на піднімальну систему при спуску колон іноді можуть бути небезпечнішими, ніж при підйомі. Наприклад, вага обсадних колон, що спускаються, може бути значно більше ваги бурильних колон, що піднімаються, або різке гальмування бурильних колон, що спускаються з великою швидкістю, може викликати значні динамічні зусилля. Це зумовлено тим, що у бурових установках навантаження створюється бурильною колоною, зануреною в буровий розчин. Відносна щільність розчину може бути різної (від 0,8 до 2,5); крім того, колона рухається практично завжди в викривленій свердловині. Через тертя колони до стінки свердловини навантаження на піднімальну систему може то збільшуватися, то зменшуватися залежно від напрямку руху колони; при спуску сили тертя зменшують навантаження на гаку, а при підйомі збільшують.

Освітлення бурової установки розраховується методом коефіцієнта використання світлового потоку, точковим методом або за допомогою таблиць питомої потужності та прямих нормативів.

Метод коефіцієнта використання світлового потоку, а також розрахунок освітлення за питомою потужністю застосовують при розрахунках загального рівномірного освітлення горизонтальної поверхні в закритих приміщеннях .

Точковий метод використовують під час перевірки розрахунків освітлення, а також при прямих розрахунках:

- загального локалізованого освітлення;
- місцевого освітлення;
- освітлення не горизонтальних площин;
- зовнішнього освітлення (площ, відкритих просторів).

Для розрахунку освітленості робочої зони проведення робіт з вертлюгом будемо користуватися методом світлового потоку.

Вихідні дані: розміри майданчика а = 11,15 м, b = 7,5 м; нормоване освітлення проектованого майданчика $E_н$ = 100 лк; лампи типу ДРЛ; кількість ламп у прожекторі n = 5шт.

Враховуючи світлорозподіл, умови навколишнього середовища та економічність, вибираємо для розрахунку метод питомої потужності в такій послідовності.

1. Потрібну потужність однієї лампи прожектора визначаємо за формулою

$$P_П = \frac{m \cdot E_Н \cdot k \cdot S}{n} \qquad (5.31)$$

де m - коефіцієнт, що враховує залежність між світловим потоком і потужністю лампи; для ламп типу ДРЛ $m = 0{,}22$;

k - коефіцієнт запасу на запилення; для ламп типу ДРЛ $k = 1{,}7$;

S - площа, що освітлюється, м^2;

$$S = a \cdot в = 11{,}15 \cdot 7{,}5 = 83{,}6 \text{ м}^2 \qquad (5.32)$$

$$P_{\Pi} = \frac{0{,}22 \cdot 100 \cdot 1{,}7 \cdot 83{,}6}{5} = 625 кВт$$

2. Приймаємо тип лампи для встановлення в прожектор ДРЛ потужністю $P_{\Pi} = 700 кВт$ та з силою світла $I = 36000$ кд

3. Мінімальна висота встановлення прожекторів над поверхнею, що світлюється:

$$h_{\min} = \sqrt{\frac{I}{300}} \qquad (5.33)$$

$$h_{\min} = \sqrt{\frac{36000}{300}} = 11 м$$

В нашому випадку зручно встановити по одному прожектору на протилежних ногах вежі на висоті 11 м для освітлення бурового майданчика.

Техніка безпеки при експлуатації та обслуговуванні обладнання

При монтажі піднімання вертлюга проводиться за допомогою консольно-поворотного крану. Підвішування здійснюється за дві точки. При підніманні приділяється особлива обережність. Підйом вертлюга в робоче положення здійснюється за допомогою талевої системи. Конструкція з'єднань вертлюга повинна виключати самовідгвинчування окремих його деталей та їх падіння.

Пуск в експлуатацію вертлюга після закінчення монтажу і випробування механізму в роботі вирішується спеціальною комісією за участю представника гірничотехнічної інспекції.

Для виключення заїдань вертлюга слід суворо стежити за станом мастила і його рівнем у ванні. Перевірка рівня мастила повинна здійснюватись по термінах, вказаних в карті мащення. Щоб уникнути виникнення нещасних випадків вертлюг слід замінити, якщо:

1) деформація стропа (увігнутість), або знос його шийки по діаметру складає більше 10 мм , або ж отвір під цапфою зносився більше номінального діаметра на 1,5 мм;

2) утруднено введення гака в строп вертлюга і виведення його унаслідок заїдання стропа в цапфах.

До експлуатації допускаються вертлюги, сальникове ущільнення яких
ресовано на тиск, в 1,5 рази більший від робочого.
Ствол, строп і пальці стропа вертлюга періодично перевіряються
льтразвуковою дефектоскопією.
Після проведеної модернізації конструкції швидкоз'ємного
щільнюючого вузла вертлюга УВ-250МА технічне обслуговування вертлюга
ожливо без зняття вертлюга з підвіски, що при бурінні виключає
непродуктивні простої.
Завдяки такому виконанню:
1) забезпечується регулювання зазорів у верхньому напрямному
ідшипнику без розбирання вертлюга, що підвищує довговічність роботи
ерхніх напрямних і опорного підшипників та підвищує безпеку їх
бслуговування;
2) забезпечується зміна верхнього й нижнього ущільнень без розбирання
ертлюга;
3) забезпечується можливість подачі змащення в порожнину між
манжетами нижнього ущільнення після збирання й у процесі експлуатації, що
також підвищує рівень безпеки при експлуатації вертлюга;
4) в цілому підвищуються надійність і довговічність роботи підшипників і
нижнього ущільнення.
Все це в цілому підвищує надійність, довговічність та безпеку роботи під
час експлуатації модернізованого вертлюга УВ-250 та його технічного
обслуговування при експлуатації.

Заходи з пожежної безпеки

Відповідно до протипожежних норм всі виробництва по ступені
пожежної небезпеки підрозділяються на п'ять категорій. Основним
показником для підрозділу виробництв по ступені їхньої пожежної
небезпеки є фізико-хімічні властивості речовин, застосовуваних у
виробничому процесі. Розглядувані у магістерській роботі процеси
спорудження свердловини (закачування бурового розчину, очищення і його

ригтування, монтажні роботи бурової вишки, талевої системи і вертлюга), ожна віднести до категорії Б. До цієї категорії відносяться виробництва, в'язані з обробкою, застосуванням, утворенням або зберіганням:

а) газів і парів з нижньою межею вибуховості більше 10% до об'єму овітря, що втримуються в кількостях, достатніх для утворення вибухових умішей;

б) рідин з температурою спалаху пари вище 28—120°С;

в) горючих речовин, що виділяють пил або волокна в кількості, остатній для утворення з повітрям вибухонебезпечних сумішей.

При бурінні свердловин необхідно дотримуватись вимог „Правил ожежної безпеки в газовій промисловості". Ступінь пожежної небезпеки алежить також від особливостей технологічного процесу виробництва.

До протипожежного інвентарю відносять бочки з водою, ящики з іском, ломи, сокири, лопати, багри й інші пристосування, які повинні находитися на видних місцях. Доступ до засобів пожежогасінні повинен бути ільний.

На відміну від звичайного господарського інвентарю протипожежний нвентар фарбують у червоні кольори. Ящики з піском повинні бути розраховані на зберігання 0,5 $м^3$ піску. Їх щільно закривають для запобігання іску від забруднення й зволоження. На ящику білою фарбою робиться апис «Для гасіння пожежі». На відрах роблять напис «Пожежне відро».

Комплект первинних засобів гасіння пожежі збирають на щитах, які вивішують на видних і легкодоступних місцях. Місця розміщення щитів визначаються за узгодженням з пожежною охороною. В магістерській роботі передбачено місце розміщення засобів пожежогасіння у вишковому блоці. На території бурової установки вони групуються на спеціальних пожежних пунктах.

Відповідальність за придбання пожежного інвентарю і засобів пожежогасіння покладає на керівника підприємства, а за збереженість і догляд за ними на об'єктах – на керівників об'єктів (начальника бурової).

Причиною загорянь на буровому підприємстві із спорудження нафтових та газових свердловин можуть стати горючі розчини, паливо, легкозаймисті речовини. Тому одним із основних правил пожежної безпеки є підтримання об'єктів у чистоті і порядку. Контроль за наявністю, справністю й правильним використанням засобів пожежогасіння здійснюється відповідальною особою за пожежну безпеку. На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє водозабезпечення для пожежогасіння.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу вертлюга і обладнання циркуляційної системи та порядок дій під час монтажу, підготовка до запуску і запуск вертлюга. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, згідно яких потрібно 19 робітників.

Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації вертлюга, роботи при його поточному та капітальному ремонтах. У розділі також проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті вертлюгів, методи і засоби для забезпечення нормальних умов їх експлуатації, заходи з техніки безпеки та пожежної безпеки при монтажі та експлуатації обладнання.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" проведено порівняльний огляд бурових комплексів та аналіз конструктивних особливостей вертлюгів, охарактеризовано позитивні та негативні сторони бурових установок, проведено розрахунок основних параметрів та на його основі було вибрано бурову установку для буріння свердловини глибиною 3600 м, коротко розглянуто конструкційні та технологічні особливості вибраного обладнання.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" обґрунтована доцільність та економічна ефективність введення запропонованих технічних рішень з модернізації вертлюга, обґрунтовано її технічну доцільність. Суть технічного рішення з модернізації вертлюга полягає в тому, що порівняно з аналогом у модернізованому вертлюгу змінена конструкція швидкозмінного сальникового ущільнення, яке складається з нижньої та верхньої натискних гайок, стакана, торцевої і радіальної манжет, кільця, напірної труби, манжет та масльонки. Завдяки проведеній модернізації вертлюга УВ-250МА збільшується термін його служби в процесі буріння свердловин. При впровадженні модернізованої конструкції швидкозмінного сальникового ущільнення вертлюга УВ-250МА економічний ефект складатиме 222,9 тис. грн. на рік, що свідчить про доцільність запропонованого технічного рішення.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" вдосконалені методи герметизації ущільнювача вертлюга, що забезпечують необхідну якість герметизації і зниження витрат при бурінні свердловин, підвищення екологічної безпеки із застосуванням багатошарових ущільнювачів з пластичними оболонками. Розроблено математичну модель напружено-деформованого стану ущільнювача вертлюга при різних поєднаннях властивостей шарів з введенням функції напружень в рівняння лінійної теорії пружності. Встановлено, що різке зменшення величини попередньо

тискаючого навантаження спостерігається при переході розподілу з двох ертикальних шарів на три шари елементу ущільнювача. При використанні агатошарового ущільнювача контактні напруги розподіляються практично по сій його висоті, причому по краях ущільнювача відбувається зниження онтактних напружень щодо робочої зони. Виконані дослідження повністю ідтвердили працездатність і достовірність математичних моделей зношення ільнюючих елементів модернізованих ущільнювальних пристроїв вертлюга.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведені розрахунки ідтверджують ефективність технічного рішення з модернізації вертлюга В-250, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розроблений комплекс обіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу вертлюга і обладнання иркуляційної системи та порядок дій під час монтажу. Кількість робітників онтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, згідно яких потрібно 19 робітників. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації вертлюга. У розділі також проаналізовані отенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті вертлюгів, методи і засоби для забезпечення нормальних умов їх експлуатації, заходи з техніки безпеки та пожежної безпеки при монтажі та експлуатації обладнання.

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

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

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

5. Дурняк Б.Г. Основи проектування цифрових логічних пристроїв: Навчальний посібник / Б.Г. Дурняк, І.Т. Стрепко, Г.Н. Тітов, Я.В. Тимошенко. – Львів: Видавництво Української академії друкарства, 2006. – 212 с.

6. 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.

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

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

9. Івасенко, В.М. Метрологічне забезпечення газоаналітичних вимірювань / В.М. Івасенко, А.В. Жужа // Гиротехнології, навігація, керування рухом і конструювання аварійно-космічної техніки: IX міжн. наук.-тех. конф., 17-18 квітня 2013 р.: тези доп. – Київ, 2013. – С.425 - 428.

10. Ісаєв І. А. Види негативного впливу на навколишнє середовище та заходи з охорони навколишнього середовища при будівництві (бурінні) нафтогазоконденсатних свердловин // Молодий вчений. – 2014. – №10. – С. 112-116.

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

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

13. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин : підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння" / Я.С. Коцкулич, О.В. Іщенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

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

15. Лівак І.Д., Одосій З.М., Чаплінський С.С. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.

16. 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.

17. 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.

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

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

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

21. Одосій З. М., Чаплінський С.С. Математичне моделювання роботи гідравлічної частини поршневих насосів з самодіючими клапанами // Авиационно-космическая техника и технология. – 2004. - №2/10. – С. 26-32.

22. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: Навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк,

Я. Витвицька, В. М. Чарковський. За ред. М. О. Данилюк. – Івано-Франківськ, 2009. – 364 с.

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

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

25. Пат. 117553, МПК F16K15/06, F16K1/36. Клапан бурового насоса / О.О. Макушкин, А.Ф. Мурашко, А.В. Давыдов. 5894585/73-21, Заявлено 29.03.2007; Опубл. 20.03.2008. Бюл. 43.

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

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

28. 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.

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

30. 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.

31. Семенцов Г.Н. Автоматизація процессу буріння свердловин. Навчальний посібник / Г.Н. Семенцов. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – 300 с.

32. Типовий проект безпечної організації вишкомонтажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки БУ 5000 ДГУ. Загальні вимоги. – Чернігів, 2002. – 30 с.

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

34. Ткачов В.В. Технічні засоби автоматизації / В.В. Ткачов, В.П. Чернишев, М.М. Одновол. – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 174 с.

35. Huchel, S. Stramke, Dewaxing and pulsed plasma nitriding in one step - Production Experiences.//Munich Trade Fair Centre, Germany, Oct. 1997. - p. 15-17. Huchel, S. Stramke, Dewaxing and pulsed plasma nitriding in one step - Production Experiences.//Munich Trade Fair Centre, Germany, Oct. 1997. - p. 15-17.

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

37. Чаплінський С.С., Одосій З. М., Процюк В. Р. Алгоритм розв'язання математичної моделі руху тарілок клапанів поршневого бурового насоса // Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №1(7). – С. 31-36.

38. Чаплінський С.С., Одосій З. М., Лівак І.Д. Математична модель роботи клапанів поршневого бурового насоса // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. - №4(9). – С. 54-59.

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

40. Shraiber A.A., Gavin L.B., Naumov V.A., Yatsenko V.P. Turbulent flows in gas suspensions. - New York, Hemisphere Corporation, 1990. - 242 p.