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

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

До захисту

Завідувач кафедри
В.о. директора ННІНГ
_____ С. Савчук

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Удосконалення та дослідження універсального превентора із обертовим ущільнювачем

Пояснювальна записка

Керівник
Доцент Бучинський М.Я.
посада, наук. ступінь, ПІБ
_____ 13.01.25 р.
підпис, дата

Виконавець роботи
Даниленко Денис Вячеславович
студент, ПІБ
група 601-МН
_____
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
Доцент каф. НГІТ Савчук В.С.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н., доцент Шестеренко Т.М.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
Доцент каф. НГІТ Савчук В.С.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
к.т.н. доцент Мещанінов О.В.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.01.2025 р.

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. завідувача кафедри
_____ С. Гаврик
"__" _____20___ року

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

Даниленко Денис Вячеславович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Удосконалення та дослідження універсального превентора із обертовим ущільнювачем

Керівник роботи доцент Бучинський Мирослав Яремович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджена наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року № 898-с

2. Строк подання студентом роботи_____ 20___ року
3. Вихідні дані до роботи _____
_____
_____
_____
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1 Вибір та опис технологічного обладнання: 1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання. 1.2 Опис вибраного технологічного обладнання. 2 Опис технічної пропозиції: 2.1 Опис модернізованої конструкції. 2.2 Оцінка економічної ефективності. 3 Дослідно-конструкторська робота. 4 Розрахунки працездатності. 5 Монтаж і експлуатація обладнання: 5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання. 5.2 Експлуатація та ремонт обладнання. 5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання. Висновки. Список використаної літератури. Додатки
5. Перелік графічного матеріалу
_____
_____
_____
_____
_____

6. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент _____ Даниленко Д.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ М. Бучинський
(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 і устаткування та превенторів для герметизації гирла свердловини, обґрунтовано вибір бурової установки та противикидного обладнання. 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 універсального превентора, запропонована модернізована конструкція універсального превентора ПУГ-230х350, обґрунтовано її технічну доцільність.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" вдосконалені методи герметизації ущільнювача превентора, розроблено математичну модель напружено-деформованого стану ущільнювача превентора при різних поєднаннях властивостей шарів з введенням функції напружень в рівняння лінійної теорії пружності. Виконані дослідження повністю підтвердили працездатність і достовірність математичних моделей зношення ущільнюючих елементів модернізованих ущільнювальних пристроїв превентора.

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

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000 ЕУ, особливості проведення монтажу проти викидного обладнання та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. У розділі також описані умови експлуатації противикидного обладнання, подані типові види і причини спрацювання та відмов елементів обладнання, а також умови експлуатації та аналіз діючих навантажень, технологія відновлення спрацьованих деталей превенторів. Проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті проти викидного обладнання, методи і засоби для забезпечення нормальних умов його експлуатації, дано пропозиції по забезпеченню безпеки технологічного процесу, описані заходи з пожежної безпеки.

ЗМІСТ

Стор.

Вступ..... 4

1. Вибір та опис технологічного обладнання..... 6

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання 6

1.2 Управління противикидним обладнанням 15

2. Опис технічної пропозиції..... 22

2.1 Опис модернізованої конструкції універсального превентора 22

2.2 Оцінка економічної ефективності..... 25

3. Дослідно-конструкторська робота..... 36

3.1 Аналіз радіальних напружень та контактного тиску в ущільнювальних елементах превентора..... 36

3.2 Експериментальні дослідження напружено-деформованого стану багатошарового ущільнювача..... 37

3.3 Середньостатистичний профіль зношеної робочої поверхні гумового ущільнювача..... 39

4.Розрахунки працездатності..... 42

4.1 Розрахунок корпусу превентора 42

4.2 Розрахунок кришки універсального превентора 46

5. Монтаж і експлуатація обладнання..... 48

5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання 48

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання 54

5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації проти викидного обладнання 59

Висновки..... 72

Список використаної літератури 74

ВСТУП

Актуальність теми. Противикидне обладнання встановлюються на гирлі свердловини і призначене для перекриття гирла при нафтогазоводопроявах. Основною причиною таких явищ є перевищення пластового тиску над тиском стовпа промивальної рідини, яка заповнює свердловину. Раптовість викидів нафти і газу та непередбачуваність виникаючих аварійних ситуацій вимагають оперативних і безпечних засобів управління противикидним обладнанням, що зберігають працездатність в довільний момент часу. Ці вимоги задовольняються при використанні дистанційного гідравлічного приводу і механічного приводу, що застосовується як дублюючий.

До недоліків аналогового універсального превентора відноситься: невисока надійність і довговічність металоармованого конусного ущільнювача через видавлювання гумової маси ущільнювача (особливо при повному закриванні превентора); підвищена металоємність і великі габаритні розміри, обумовлені необхідністю використання системи гідроуправління превентора з підвищеною потужністю.

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення універсального превентора з метою підвищення безпеки при проведенні бурових робіт чи капітальному ремонті свердловин.

Мета роботи. Підвищення фонтанної безпеки при бурінні свердловин з модернізацією універсального превентора.

Об'єкт дослідження. Процеси руху рідини при нафтогазопроявах з використанням противикидного обладнання.

Предмет дослідження. Властивості і характеристики універсального превентора із обертовим ущільнювачем.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. При запровадженні модернізованого універсального превентора очікується: підвищена надійність і довговічність конусного

ущільнювача за рахунок зменшення видавлювання гумової маси ущільнювача; зниження необхідної потужності гідроприводу для керування превентором за рахунок використання свердловинного тиску; підвищена герметизуюча здатність конусного ущільнювача і превентора в цілому за рахунок використання ефекту "самоущільнення"; підвищена надійність довговічність основного ущільнювача за рахунок зменшення видавлювання гумової маси ущільнювача; зменшення вагових і габаритних розмірів превентора в зв'язку з можливістю зменшення потужності гідроприводу.

Наукова новизна.

- вдосконалені методи герметизації ущільнювача превентора, що забезпечують необхідну якість герметизації і зниження витрат при небезпеці нафтогазоводопроявів;

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

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 найменувань. Основна частина магістерської роботи викладена на 73 сторінках комп’ютерного набору і містить 15 рисунків і 11 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 77 сторінок.

1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання

1.1.1 Вихідні дані для магістерської роботи

Конструкція свердловини глибиною 4600 м подана на рис. 1.1.

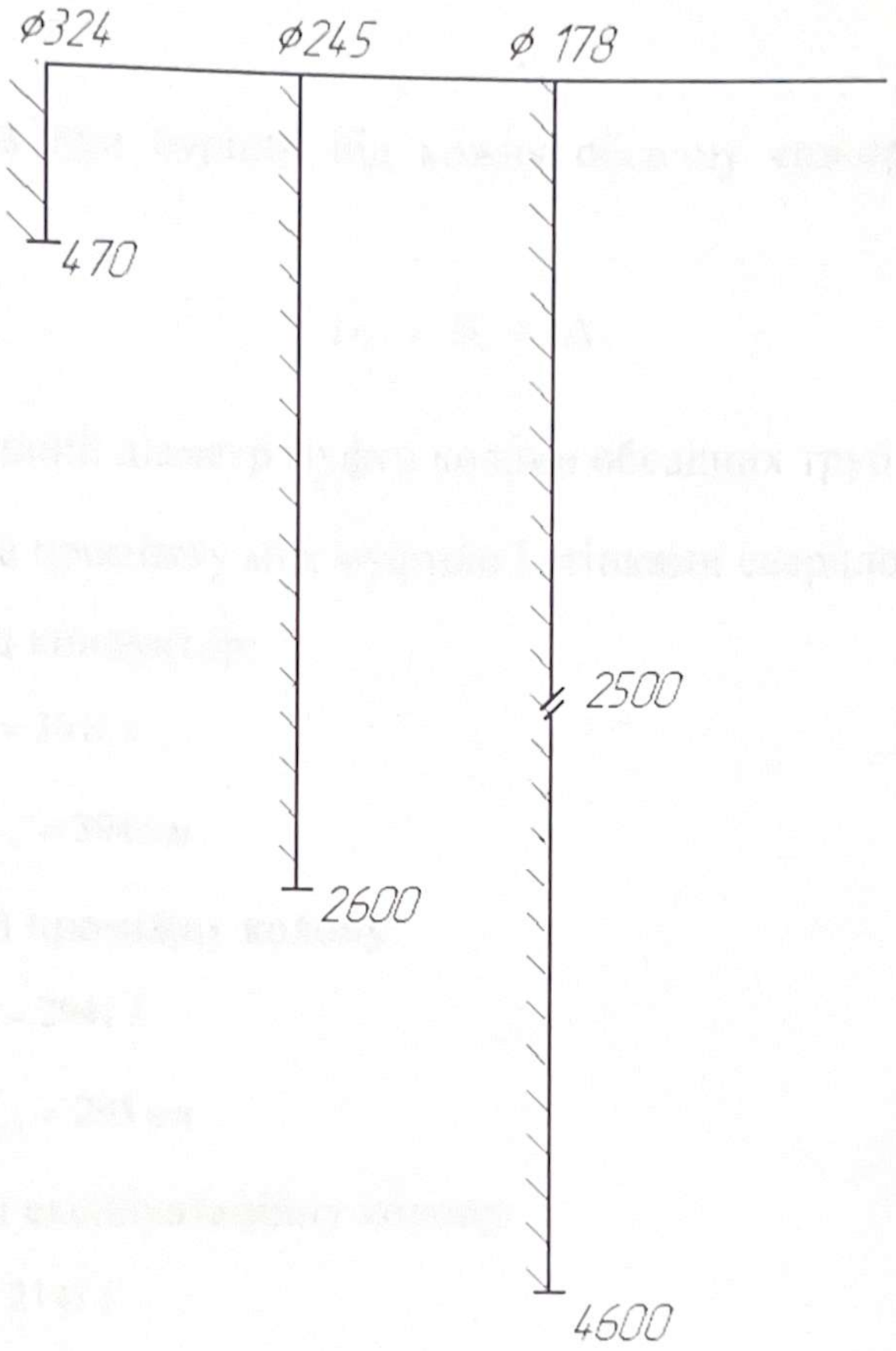

Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

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:

$D_{дол1} = 351 + 2 \cdot 20 = 391мм$

Приймаємо $D_{дол1} = 394мм$.

При бурінні під проміжну колону:

$D_{дол2} = 270 + 2 \cdot 12 = 294мм$

Приймаємо $D_{дол2} = 295мм$.

При бурінні під експлуатаційну колону:

$D_{дол3} = 198 + 2 \cdot 8 = 214мм$

Приймаємо $D_{дол3} = 214мм$.

1.1.3 Розрахунки обсадних і бурильних колон

Визначення довжини ОБТ

Довжину ОБТ при бурінні під кожну обсадну колону визначаємо за формулою

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

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

G – осьове навантаження на долото [4];

$q_{ОБТ}$ – вага 1м.п. ОБТ [4];

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

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

Під кондуктор:

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

Під проміжну колону ǿ 245 мм:

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

Під експлуатаційну колону:

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

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:

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

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.

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

$$\ell^{I}_{доп.} = \frac{1714,3\cdot10^{3} - 310\cdot970\left(1-\frac{1900}{7850}\right)}{277\cdot\left(1-\frac{1900}{7850}\right)} + 310 = 7389\ м$$

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.

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

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

$$\ell^{II}_{доп.} = \frac{1892,9\cdot10^{3} - 1714,3\cdot10^{3}}{305\cdot\left(1-\frac{1300}{7850}\right)} = 770\ м$$

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

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 5000 ЕУ.

Таблиця 1.5 - Основні параметри та технічні характеристики БУ 5000 ЕУ

Параметри	Значення
Допустиме навантаження на гаку, КН	2500
Умовна глибина буріння , м	5000
Розрахункова потужність на приведеному валу лебідки, кВт	550
Лебідка: Максимальне навантаження на рухомий кінець талевого каната, КН.	ЛБУ-1100 250
Буровий насос: Кількість насосів	У8-6МА2 2
Максимальне навантаження на стіл ротора, КН.	2500
Вертлюг: Максимальне навантаження, кН.	УВ-250 2500
Вишка: Корисна висота вишки, м	ВА-45-250 45
Вантажоздатність вишки, КН.	2500
Кронблок	УКБА-7-320
Талевий блок	УТБА-6-250
Привід	Електричний змінного струму
Ротор	Р-560
Оснастка талевої системи	6х7
Комплекс механізмів для виконання СПО	АСП-3М4
Маса комплекту бурової установки, т	379,7
Діаметр талевого канату, мм	32

1.2 Управління противикидним обладнанням

Раптовість викидів нафти і газу і непередбачуваність виникаючих аварійних ситуацій вимагають оперативних і безпечних засобів управління противикидним обладнанням, що зберігають працездатність в довільний момент часу. Ці вимоги задовольняються при використанні дистанційного гідравлічного приводу (рис. 1.2) і механічного приводу, що застосовується як дублюючий.

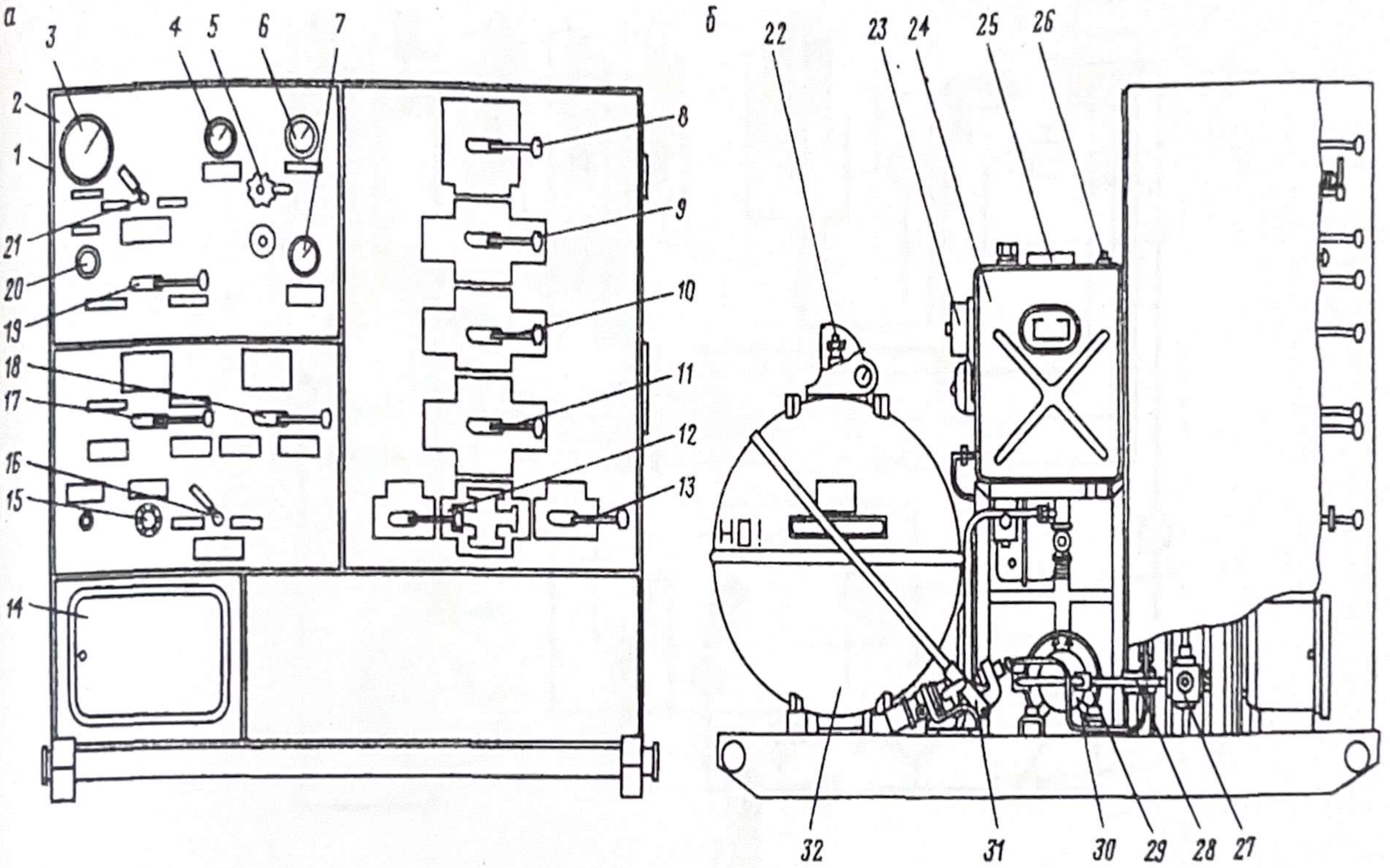

Рисунок 1.2 – Станція гідроуправління:

а - пульт основний; б - гідроаккумуляторна станція з основним пультом;

1 - корпус; 2 - панель приладів; 3, 4, 6, 7 - манометри; 5 - клапан редукційний;

8-13; 17-19 - рукоятки управління; 14 - електроустаткування; 15 - вентиль;

16, 21 - блок кранів; 20 - вимикач; 22 -вентиль; 23 - дзвінок гучного бою; 24 -

бак масляний; 25 - заливна горловина; 26 -щуп; 27 - клапан запобіжний;

28 - зворотний клапан; 29 - електродвигун; 30 - насос аксіально-поршневий;

31 - насос ручний; 32 – пневмогідроакумулятор

Превентори, засувки і дроселі відкриваються і закриваються з основного і

допоміжного пультів. Основний пульт разом із станцією гідравлічного управління встановлюється на відстані не меншого 10 м від гирла свердловини, забезпечуючий безпечність доступу до нього у разі виникнення пожежі. Допоміжний пульт розташовується у поста бурильника і дублює основний пульт управління. Механічний привід використовується для закриття плашкових превенторів і випадку відмови гідравлічного приводу, а також для фіксації плашок в закритому стані на тривалий час [16].

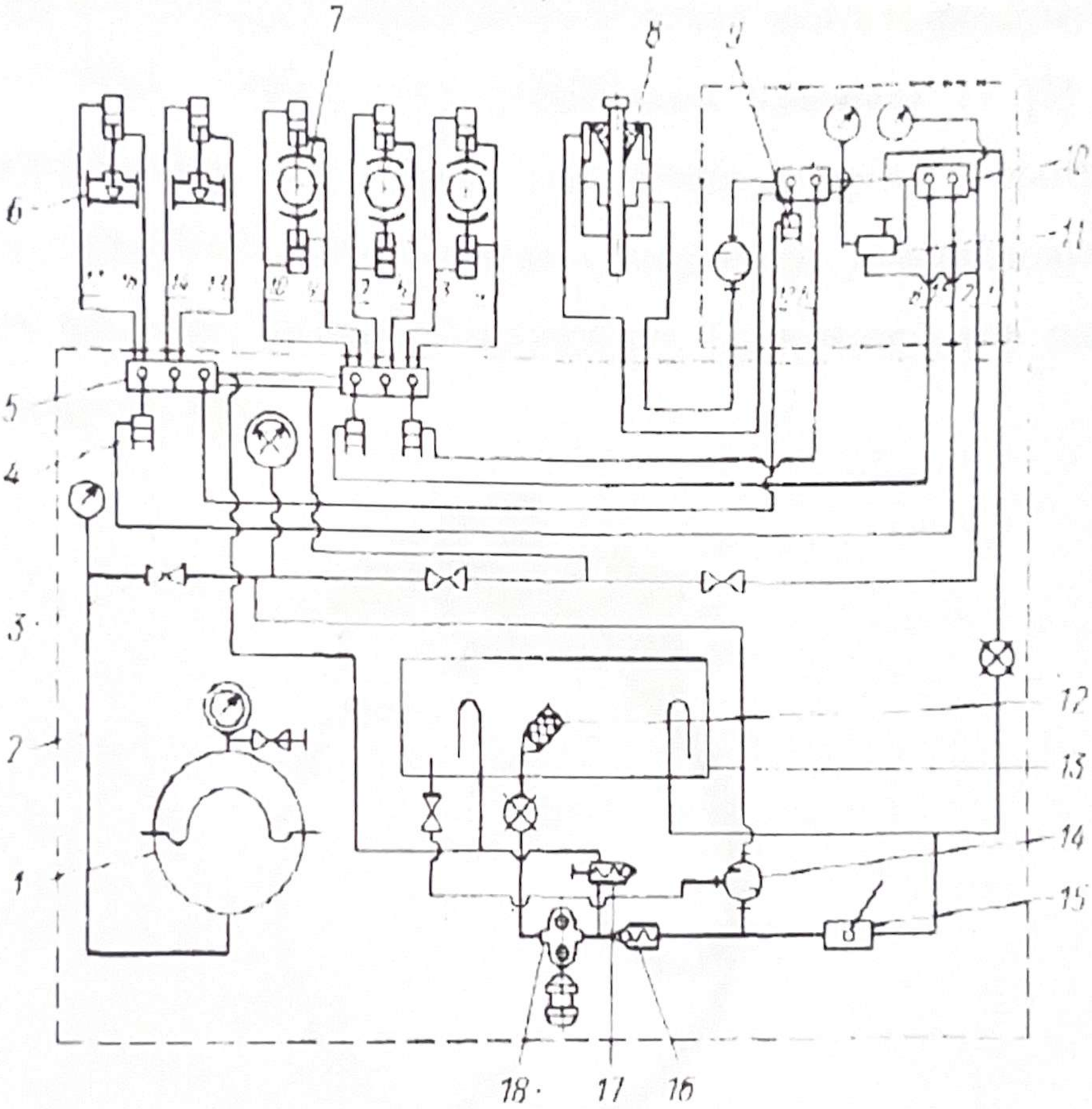

Рисунок 1.3 – Схема гідропривода:

1 - гідроакумулятор; 2 - трубопровід; 3 - вентилі; 4 - циліндри; 5,10 - блок розподільників; 6 - керуючі засувки; 7 - плашкові превентори; 8 - універсальні превентори; 9 - блоку-вальний циліндр; 11 - регулюючий клапан; 12 - маслозбірник; 13 - бак; 14 - фільтр; 15 - гідроакумулятор; 16 - зворотний клапан; 17 - запобіжний клапан; 18 - шестеренчатий насос

Основний і допоміжний пульти монтуються на окремих рамах, що є компактними транспортабельними блоками. Загальне уявлення про принцип дії

блок розподільників 5 основного пульта, керуючих засувками 6 і плашковими превенторами 7. З лівого розподільника основного пульта масло нагнітається в блокувальний циліндр 9 допоміжного пульта і далі в запірну камеру універсального превентора 8. Блокувальний циліндр має односторонню дію, при якій виключається можливість відкрити превентор з допоміжного пульта у тому випадку, коли він закривається з основного пульта.

Управління плашковими превенторами і засувками з допоміжного пульта здійснюється за допомогою блоку розподільників 10, що подають масло в блокувальні циліндри 4 відповідних розподільників 6 основного пульта. У даному випадку блокувальні циліндри використовуються для того, щоб виключити можливість управління плашковими превенторами і засувками з основного пульта при командах, що отримуються з допоміжного пульта. Розподільник блоку 10, керуючий універсальним превентором, живиться через регулюючий клапан 11, що автоматично підтримує встановлений тиск в запірній камері превентора при протяганні через ущільнювач бурильних труб і замків [3].

Відпрацьоване масло з превенторів і засувок поступає в приймальний бак 13, з якого знов подається насосом 18 або 15 в гідроакумулятор, здійснюючи замкнуту циркуляцію.

Універсальний превентор (рис. 1.5) призначений для герметизації гирла навколо будь-якої частини бурильної колони: труб, замка складного перетину (труба — замок), а також для повного перекриття свердловини при відсутності в ній інструмента. Превентор складається з корпуса, кришки, ущільнювача, конічного плунжера, запірної камери і регулюючого клапана.

Регулювальний клапан призначений для виконання наступних операцій:

а) встановлювати в запірній камері тиск, що відповідає тискові в свердловині, за умови постійного тиску в гідросистемі;

б) підтримувати встановлений тиск шляхом автоматичного скиданні зростаючого і підняття знижуємого тиску в запірній камері. Ця операція необхідна під час протягування замкового з'єднання бурильних труб через

ущільнювач універсального превентора, при цьому скидання тиску відбувається при відсіченій нагнітальній лінії.

Клапан забезпечує підтримання стабільного тиску при роботі з універсальним превентором з погрішністю не більш 0,3 МПа.

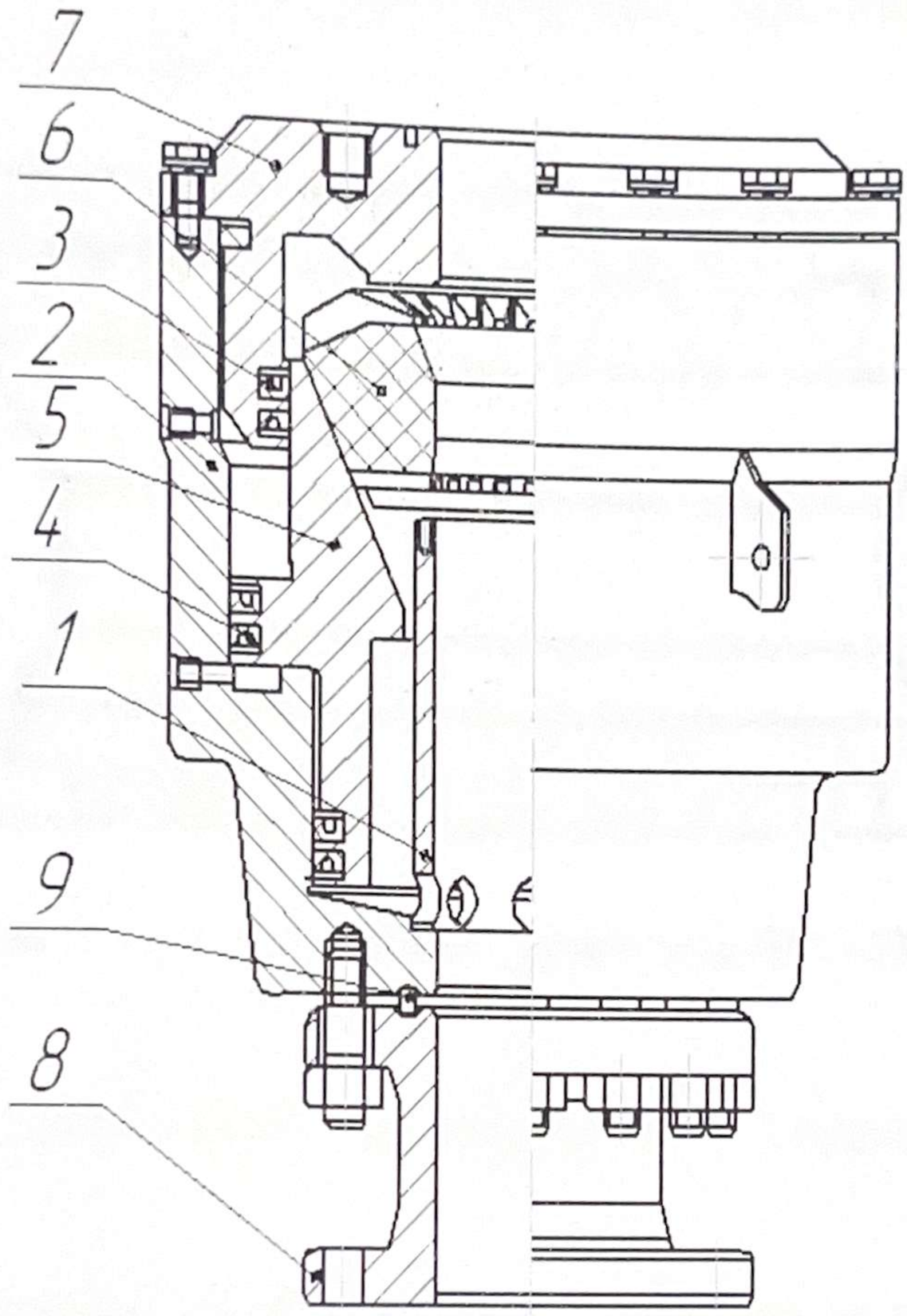

Рисунок 1.5 – Універсальний превентор ПУГ-230х350:

1— запобіжна втулка; 2 — корпус; 3,4 — ущільнювальне кільце; 5 — поршень; 6 — ущільнювальна манжета; 7—кришка; 8 – фланець; 9 – ущільнювальне кільце

Під час входу замка в ущільнювач тиск у запірній камері універсального превентора зростає, що викликає збільшення тиску в гідросистемі і порожнині клапана. По трубопроводу через порожнину клапана тиск передається на сервомеханізм, у результаті відкривається другий клапан і відбувається злив масла. Гумовий ущільнювач розширюється і бурильний замок проходить в

ущільнювач. При виході замка з ущільнювача додається відсутня кількість масла і підвищується тиск у порожнині регульованого клапана універсального превентора.

Ущільнювач (рис. 1.6) має форму масивного гумового кільця, армованого металевими вставками двотаврового перетину для жорсткості і зниження зносу ущільнювача.

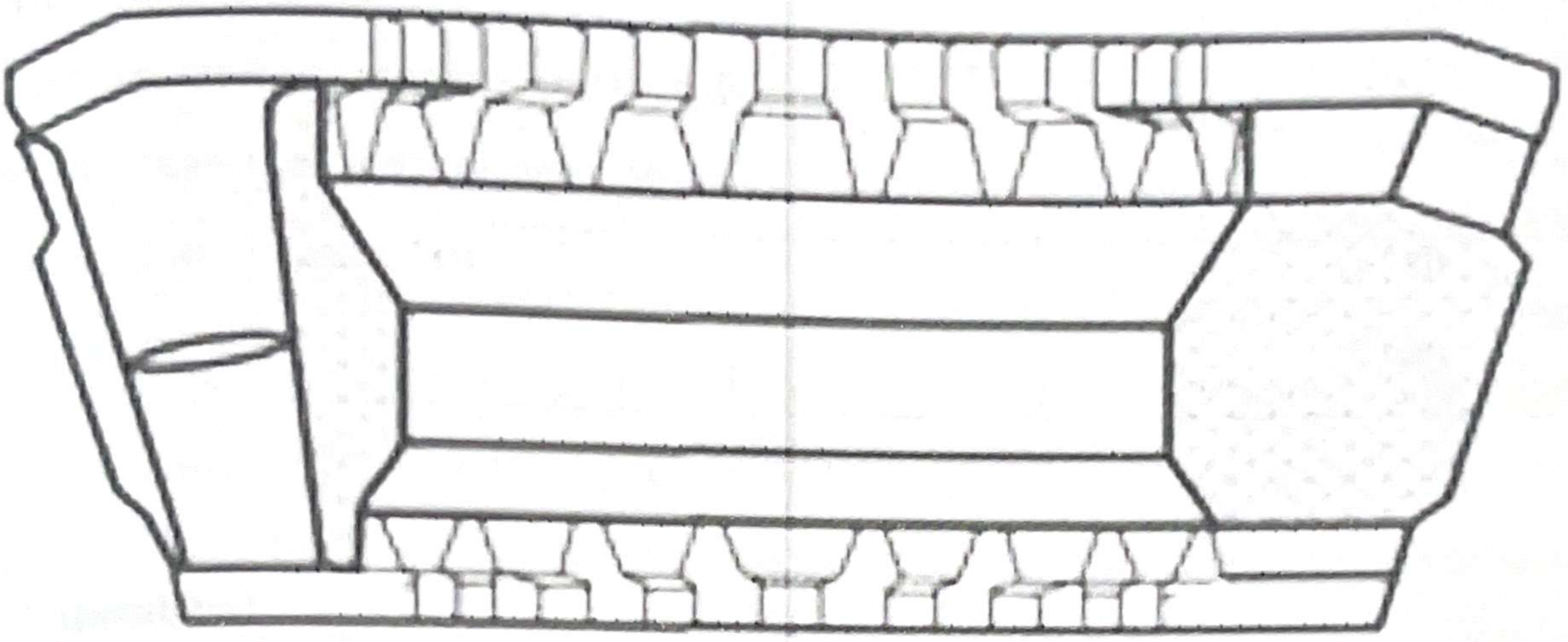

Рисунок 1.6 – Ущільнювач превентора ПУГ-230х350.

Кільцевий ущільнювач універсального превентора повинен дозволяти:

- протягання колони труб загальною довжиною не менше 2000 м при тиску зі свердловині не більше 10 МПа із замковими або муфтовими з'єднаннями із спеціальними знятими фасками під кутом 18°;
- розходження і провертання колони;
- відкриття і закриття превентора на розрахункове число циклів;
- швидку заміну кільцевого ущільнення без демонтажу превентора.

Циліндр розпору є опорою для гумового елементу і оберігає конічний плунжер від ударів провідною трубою і замками бурильних труб при спуску інструменту в свердловину. Для роботи в зимовий час при температурі нижче 0°С рекомендується застосовувати універсальний превентор ПУГ-230х320ХЛ, що обігрівається парою в нижній частині корпусу.

Таблиця 1.6 – Основні розміри і параметри превентора ПУГ 230х350.

Параметр	Значення
Діаметр прохідного отвору, мм	230
Робочий тиск, МПа (кгс/см^2)	35 (350)
Пробний тиск, МПа (кгс/см^2)	70 (700)
Діапазон зміни діаметру прохідного отвору ущільнювача, мм	Від 230 до 0
Найбільший умовний діаметр труб, що пропускаються з підвіскою, мм	146
Висота не більше, мм	1170
Маса, кг	3300

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, та за найбільшим тиском на гирлі свердловини вибраний універсальний превентор ПУГ-230х350.

До недоліків аналогового універсального превентора відноситься: невисока надійність і довговічність металоармованого конусного ущільнювача через видавлювання гумової маси ущільнювача (особливо при повному закриванні превентора); підвищена металоємність і великі габаритні розміри, обумовлені необхідністю використання системи гідроуправління превентора з підвищеною потужністю. В наступних розділах магістерської роботи для усунення даних недоліків модернізується конструкція універсального превентора.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції універсального превентора

Модернізований превентор (рис. 2.1) складається з корпусу 1, кришки 2 з виконаним в ній конусним отвором, в якому встановлений основний конусний металоармований гумовий ущільнювач 3. У нижній частині корпуса 1 виконана гідравлічна система для управління превентором, що включає плунжер 4 з елементами ущільнювачів 5 та 6 і конусного ущільнювача 3. Плунжер 4 розділяє дві порожнини I і II гідросистеми, в які через отвори 7 і 8 в залежності від напрямку переміщення плунжера 4 подається (або зливається) робоча рідина від станції управління. Корпус 1 превентора з'єднаний з фланцем 9. Для можливості провертання ущільнювача при затисканні його на бурильній трубі встановлений підшипник 10.

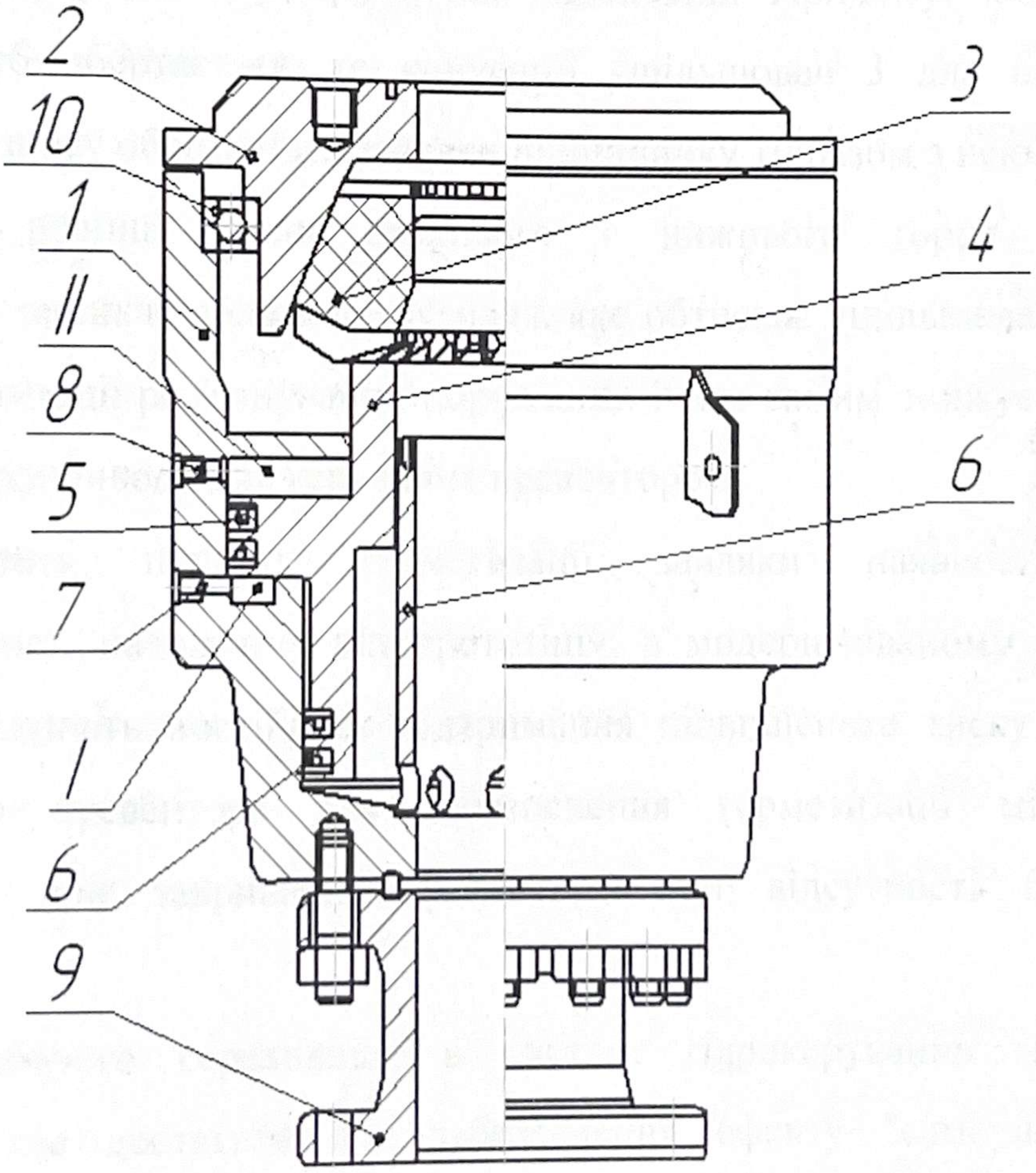

Рисунок 2.1 – Модернізований універсальний превентор

Принцип дії модернізованого універсального превентора полягає в наступному. В процесі закриття превентора тиск робочого подається через штуцер в отворі 7 в порожнину *I*, розташовану під поршнем плунжера 2. Останній, переміщаючись вгору, піднімає основний конусний ущільнювач 3 до щільного контакту з конусною поверхнею кришки 2. Подальше переміщення плунжера 4 вгору викликає радіальне обтиснення конусного ущільнювача 3. При цьому завдяки наявності металевих вставок майже повністю виключена осьова деформація конусного ущільнювача 3. При цьому за рахунок радіальної деформації конусного ущільнювача відбувається зменшення його внутрішнього діаметру до повного контакту з ущільнювальною трубою (процес закриття на трубі) або до повного змикання внутрішніх поверхонь ущільнювача (при відсутності інструменту в свердловині). В процесі обтискання ущільнювача до повного його закривання чинний тиск свердловинного середовища на ущільнювач зверху і знизу практично однаковий. Причому, якщо колона бурильних труб обертається, то конусний ущільнювач 3 для виключення надлишкового зносу обертається завдяки підшипнику 10 разом з нею.

Завдяки різниці площ верхнього і нижнього торця конусного ущільнювача 3 виникає додаткове зусилля, яке обтискає ущільнювач, і сприяє процесу герметизації роз'єднуваних порожнини і тим самим знижує необхідну потужність гідроприводу для керування превентором.

З моменту початку герметизації завдяки наявності ефекту "самоущільнення", на відміну від прототипу, в модернізованому превенторі відпадає необхідність постійного підтримання підвищеного тиску в системі гідрокерування превентора для забезпечення герметизації міжтрубного простору або при закриванні превентора при відсутності бурильного інструменту.

Тиск робочого середовища в системі гідрокерування може бути мінімальним, але достатнім для забезпечення ефекту "самоущільнення". В процесі відкривання превентора тиск робочого середовища від станції управління подається в порожнину *II*, розташовану над поршнем плунжера,

одночасно з'єднавши порожнину під поршнем із зливною лінією. При цьому плунжер 4 починає переміщатися вниз, забезпечуючи зменшення ступеня радіального обтискання ущільнювача 3. Таким чином відбувається розгерметизація міжколонного або внутрішньотрубного простору.

На рис. 2.2 схематично представлена технічна суть модернізації. Сумарне зусилля 1, діюче на конусний ущільнювач, складається з зусилля Рпл від дії плунжера, яке визначається тиском робочого середовища в системі гідрокерування і конструктивними розмірами плунжерної пари, а також із зусилля, діючого на конусний ущільнювач від впливу на нього тиску свердловинного середовища Р. На відміну від аналога зусилля, що діє на конусний ущільнювач від впливу тиску свердловинного середовища, збігається за напрямком із зусиллям, діючим на ущільнювач з боку плунжера гідросистеми, сприяючи тим самим закриванню превентора. Завдяки цьому для управління превентором вимагається гідросистема з меншою потужністю, ніж у аналога.

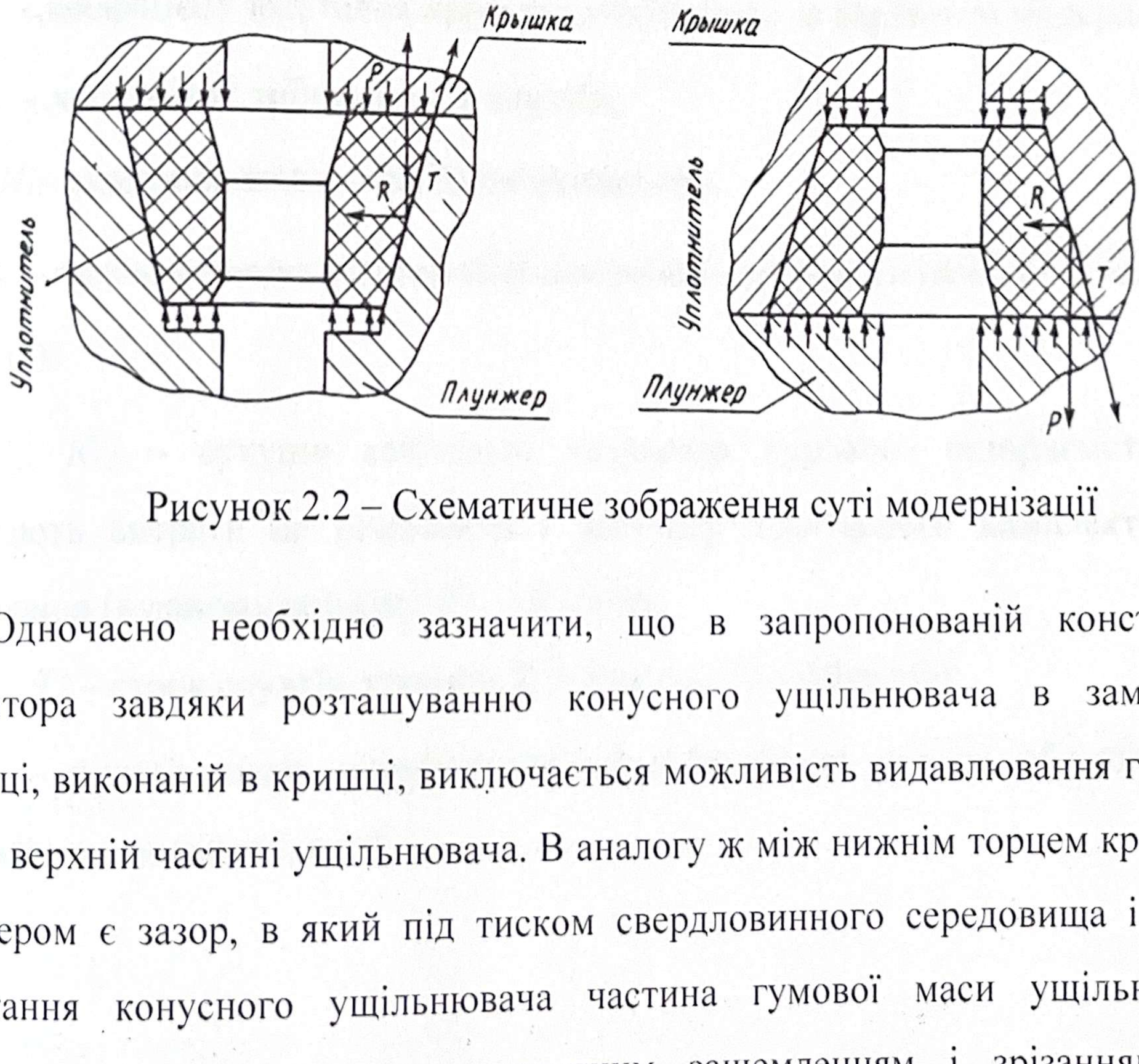

Рисунок 2.2 – Схематичне зображення суті модернізації

Одночасно необхідно зазначити, що в запропонованій конструкції превентора завдяки розташуванню конусного ущільнювача в замкнутій розточці, виконаній в кришці, виключається можливість видавлювання гумової маси у верхній частині ущільнювача. В аналогу ж між нижнім торцем кришки і плунжером є зазор, в який під тиском свердловинного середовища і тиску обтискання конусного ущільнювача частина гумової маси ущільнювача видавлюється в цей зазор з наступним защемленням і зрізанням при

подальшому переміщенні плунжера вгору. Цьому витискуванню гумової маси ущільнювача в зазначений вище зазор сприяє тангенціальна складова Т від загального зусилля Р.

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 витрат, 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 $K'_2 - K'_1 = 0$);

T_1, T_2 – строк служби техніки (T_1 = 8 років, T_2 = 10 років);

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

2.2.1 Визначення собівартості та оптової ціни універсального превентора

Собівартість універсального превентора-аналога визначимо за формулою

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

де $Ц_{AT}$ – оптова ціна обладнання базової конструкції, грн.; згідно діючих цін вартість універсального превентора базової конструкції $Ц_{AT}$ = 235000 грн. (дані Полтавського ВБР БУ "Укрбургаз");

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

$$C_0^a = \frac{235000}{1+0,3} = 180769,2 \text{ грн.}$$

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

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

де $\delta_n^{/}$ – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності звітного року до серійності, що відповідає одиниці переведення;

$\delta^{//}$ – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності, що відповідає одиниці приведення до планової серійності випуску нової техніки в розрахунковому році;

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

$$C_n^a = 180769,2 \cdot \frac{0,966}{0,953 \cdot 1} = 183235 грн.$$

Собівартість модернізованого плашкового превентора визначимо за формулою

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

де $B_{вив.}^{вд.}$ – вартість виведених вузлів і деталей з конструкції аналога після

модернізації; $B^{бд.}_{вив.} = 0$ грн., так як із конструкції превентора аналога не виводяться вузли і деталі;

$B^{бд.}_{введ.}$ – вартість додатково введених вузлів і деталей, грн.

Таблиця 2.1 – Перелік додатково введених вузлів в конструкцію універсального превентора

№ п/п	Назва деталі	Кількість, шт.	Ціна, грн.
1	Підшипник 21/530 ГОСТ 8328-75	1	1380
2	Кришка	1	1500
Всього витрат на вузли			2880

Собівартість модернізованого універсального превентора становить

$$C_{НТ} = 183235 - 0 + 2880 = 186115 \ грн.,$$

Оптова ціна універсального превентора розраховується за формулою

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

$$Ц_{НТ} = 186115 \cdot (1 + 0,3) = 241949,5 грн.$$

Знайдемо розрахунково-балансову вартість універсального превентора

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

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

$k_{Б} = 1,12$.

$$Ц^{б}_{АТ} = 235000 \cdot 1,12 = 263200 \text{ грн};$$

$$Ц^{б}_{НТ} = 241949,5 \cdot 1,12 = 270983,4 \text{ грн}.$$

2.2.2 Розрахунок річного фонду роботи універсального превентора

$$T_p = \frac{T_\phi \cdot k_B}{\frac{1}{k_{зм} \cdot t_{зм}} + Д_p^l}, маш.-год., \quad (2.7)$$

де T_ϕ – річний фонд робочого часу, $T_\phi = 365$ днів;

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

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

k_B - коефіцієнт використання, $k_B = 0,5$;

$Д_p$ – 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:

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

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

d_{pi} – тривалість перебування в i-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 $d_{ni} = 10$ днів;

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

$T_ц$ – час міжремонтного циклу.

Вихідні дані для розрахунку $Д_р$ занесемо до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Технічне обслуговування та ремонт універсального превентора

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	250	12	1	20
ПР	750	5	8	120
КР	4500	1	40	440
	Для модернізованої техніки			
ТО	310	12	1	20
ПР	930	5	8	120
КР	5580	1	40	440

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

$$Д_р^{АТ} = \frac{(1+0)\cdot 12+(8+0)\cdot 5+(40+10)\cdot 1}{4500} = 0,023 \frac{маш.-днів}{маш.-год};$$

$$Д_р^{АТ} = \frac{(1+0)\cdot 12+(8+0)\cdot 5+(40+10)\cdot 1}{5580} = 0,018 \frac{маш.-днів}{маш.-год};$$

Знайдемо річний ефективний фонд роботи обладнання до і після модернізації

$$T_р^{АТ} = \frac{365\cdot 0,5}{\frac{1}{8\cdot 3}+0,023} = 2820,7 год;$$

$$T_p^{HT} = \frac{365 \cdot 0,5}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,018} = 3057 год.$$

Коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації буде дорівнювати

$$k_1 = \frac{3057}{2820,7} = 1,084.$$

Знайдемо коефіцієнт зміни строків служби

$$k_2 = \frac{P_{AT} + E_H}{P_{HT} + E_H}, \quad (2.9)$$

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;

$$P_i = 1/T_i \quad (2.10)$$

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

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

$$P_{HT} = 1/10 = 0,1.$$

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

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

2.2.3 Визначення економії експлуатаційних витрат

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою:

$$\Delta И = (S_1^A - S_1^M) \cdot T_p^M, [грн], \quad (2.11)$$

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

T_p^M - річний фонд роботи модернізованого універсального превентора.

Визначимо вартість 1 маш.-год роботи універсального превентора:

$$S_1 = \frac{S}{T_p} \cdot [грн/маш.-год], \qquad (2.12)$$

де S - загальні поточні витрати підприємства, пов'язані з експлуатацією універсального превентора.

Загальні поточні витрати підприємства визначаються за формулою:

$$S = S_{ЗП} + S_{КР} + S_{ТОВ} + S_{ТОМ}, [грн], \qquad (2.13)$$

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

$S_{КР}$ - витрати на капітальний ремонт універсального превентора;

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

$S_{ТОМ}$ - витрати на матеріали та запчастини для універсального превентора.

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями розраховуються за формулою:

$$S_{ЗП} = k_{нв} \cdot \lambda \cdot T_p \cdot \sum_{i=1}^{Б} C_{ti}(1+H), грн, \qquad (2.14)$$

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

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

$Б$ - число робітників у ланці, приймаємо 1 робітника V розряду;

C_{ti} - годинна тарифна ставка робітника i-го розряду, що входить до складу ланки, приймаємо для робітника V розряду - 19,84 грн;

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

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

$$k_{нв} = 1 + \frac{H_{нв}}{100}, \qquad (2.15)$$

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

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

Підставивши отримані дані у формулу 2.14 ми отримаємо:

- для аналогового універсального превентора:

$$S_{ЗП} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 2820,7 \cdot 19,84 \cdot (1 + 0,3852) = 125969,2 грн;$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_{ЗП} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 3057 \cdot 19,84 \cdot (1 + 0,3852) = 136522,1 грн.$$

Визначаємо витрати на капітальний ремонт універсального превентора:

$$S_{КР} = \frac{k_{нп} \cdot A_{кр} \cdot Ц_{АТ(МТ)}}{100}, [грн], \qquad (2.16)$$

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

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

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

$$k_{нп} = 1 + \frac{H_{нп}}{100}, \qquad (2.17)$$

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

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

Підставивши отримані дані у формулу 2.16 визначимо витрати на капітальний ремонт універсального превентора:

$$S_{КР}^{A} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 263200}{100} = 14476 грн.$$

$$S_{КР}^{M} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 270983,4}{100} = 14904 грн.$$

Розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

$$S_{тов} = \frac{T_{роб}}{T_{ц}} \cdot k_{нв} \cdot \lambda \cdot C_{р} \cdot \sum_{i=1}^{n} a_i r_i \cdot (1+H), грн. \quad (2.18)$$

де $C_{р}$ - середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговує універсальний превентор, тарифна ставка приймається для робітника IV розряду - 17,32 грн;

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

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

Підставивши всі дані у формулу 2.18 розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

- для аналогового універсального превентора:

$$S_{тов} = \frac{2820,7}{4500} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,32 \cdot (12 \cdot 20 + 5 \cdot 120) \cdot (1 + 0,3852) = 20527,6 грн;$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_{тов} = \frac{3057}{5580} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,32 \cdot (12 \cdot 20 + 5 \cdot 120) \cdot (1 + 0,3852) = 17941,3 грн;$$

Визначимо витрати на матеріали і запчастини:

$$S_{том} = k_{пп} \cdot \frac{S_{тов} \cdot (1-H)}{k_{нв}} \cdot k_{ер}, [грн], \quad (2.19)$$

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

Підставивши всі дані у формулу 2.22 розрахуємо витрати на матеріали і запчастини:

- для аналогового універсального превентора:

$$S_{том} = 1,1 \cdot \frac{20527,6 \cdot (1-0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 13348,5 грн;$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_{том} = 1,1 \cdot \frac{17941,3 \cdot (1 - 0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 11666,7 грн.$$

Підставивши всі отримані дані у формулу 2.8 визначимо загальні поточні витрати бурового підприємства на експлуатацію універсального превентора:

- для аналогового універсального превентора:

$$S = 125969,2 + 14476 + 20527,6 + 13348,5 = 174321,3 грн;$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S = 136522,1 + 14904 + 17941,3 + 11666,7 = 181034,1 грн.$$

Визначаємо вартість 1 маш.-год роботи універсального превентора:

- для аналогового універсального превентора:

$$S_1 = \frac{174321,3}{2820,7} = 61,8 грн / маш.-год;$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_1 = \frac{181034,1}{3057} = 59,2 грн / маш.-год.$$

Економія експлуатаційних витрат складе:

$$\Delta И = (61,8 - 59,2) \cdot 3057 = 7948,2 грн.$$

2.2.4 Визначення економічної ефективності модернізації універсального превентора

Економічну ефективність модернізації універсального превентора визначаємо за формулою 2.1.

$$E = \left[263200 \cdot 1,084 \cdot 1,1 + \frac{7948,2}{0,1 + 0,15} - 270983,4 \right] \cdot 1 = 74649 \text{ грн.}$$

Висновки

В результаті модернізації універсального превентора ПУГ-230х350 отримано основні переваги пропонованої конструкції над аналогом: підвищена надійність і довговічність конусного ущільнювача за рахунок зменшення видавлювання гумової маси ущільнювача; зниження необхідної потужності

гідроприводу для керування превентором за рахунок використання свердловинного тиску; підвищена герметизуюча здатність конусного ущільнювача і превентора в цілому за рахунок використання ефекту "самоущільнення"; підвищена надійність довговічність основного ущільнювача за рахунок зменшення видавлювання гумової маси ущільнювача; зменшення вагових і габаритних розмірів превентора в зв'язку з можливістю зменшення потужності гідроприводу.

При впровадженні запропонованої модернізації економічний ефект складатиме 74649 грн., що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення універсального превентора.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Аналіз радіальних напружень та контактного тиску в ущільнювальних елементах превентора

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).

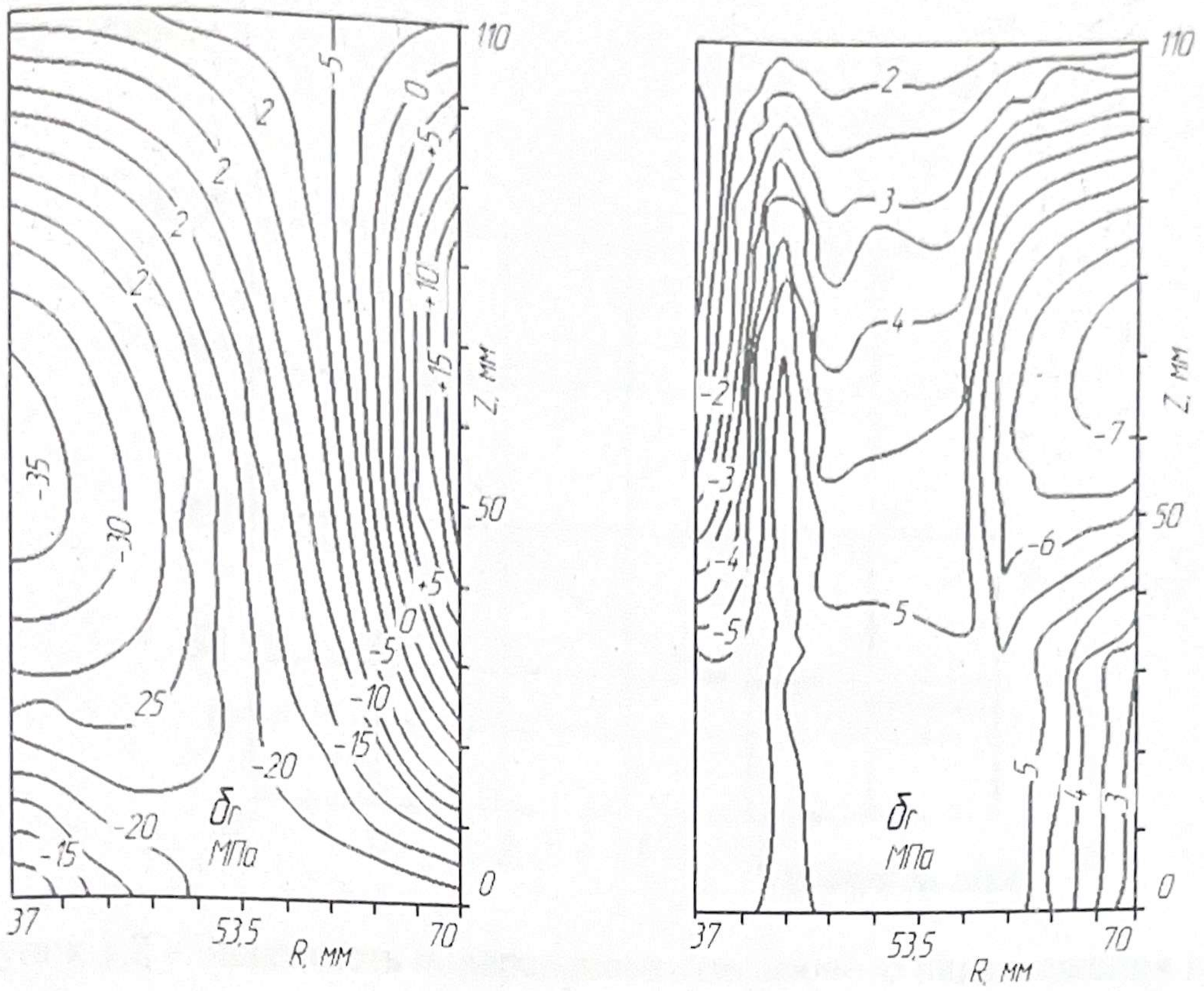

Рисунок 3.1 – Розподіл радіальних напружень по осьового перерізу стінки елементу ущільнювача на першому етапі установки ущільнювача:

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.

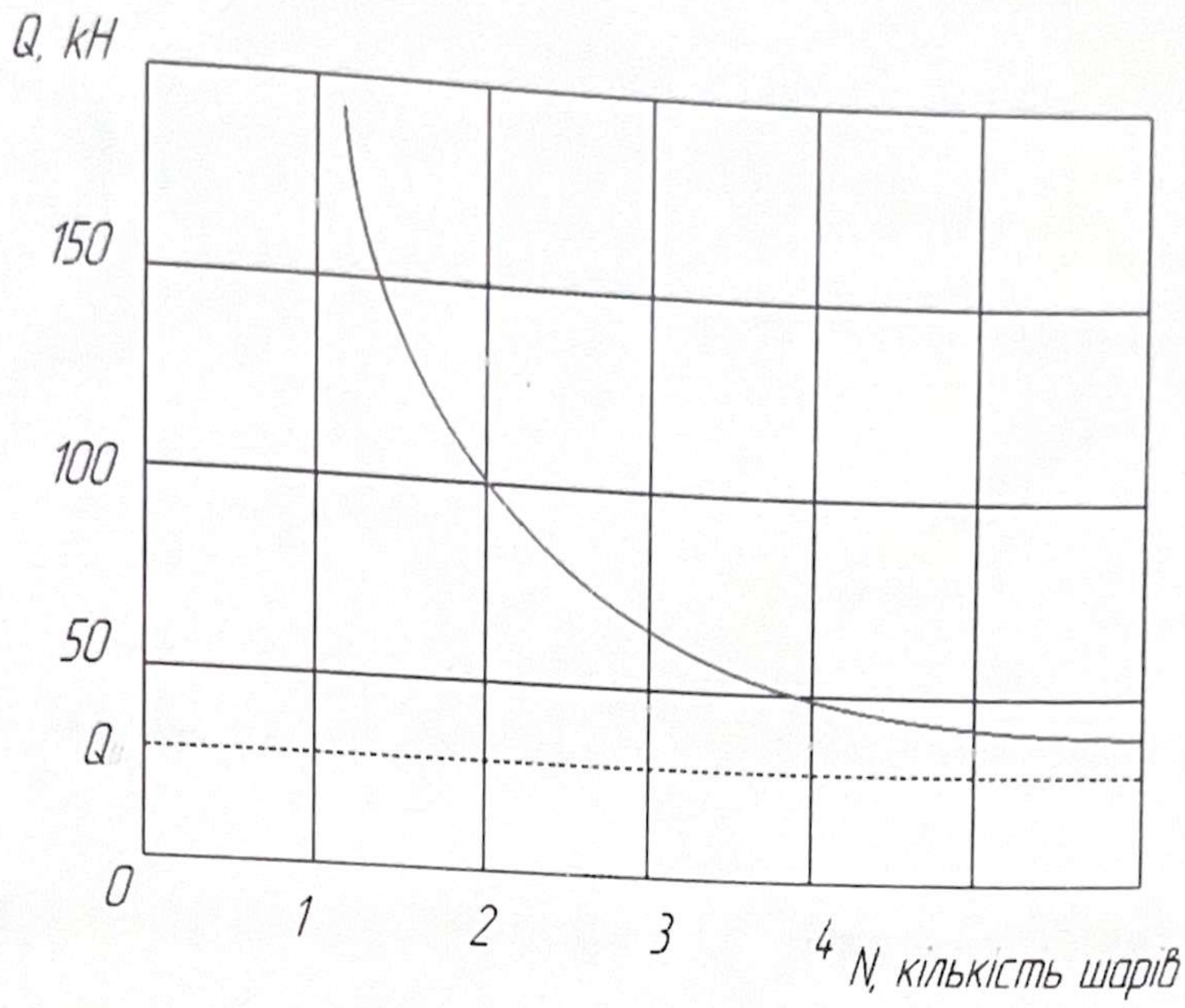

Рисунок 3.2 – Залежність попереднього стискаючого навантаження від кількості вертикальних шарів ущільнювача

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).

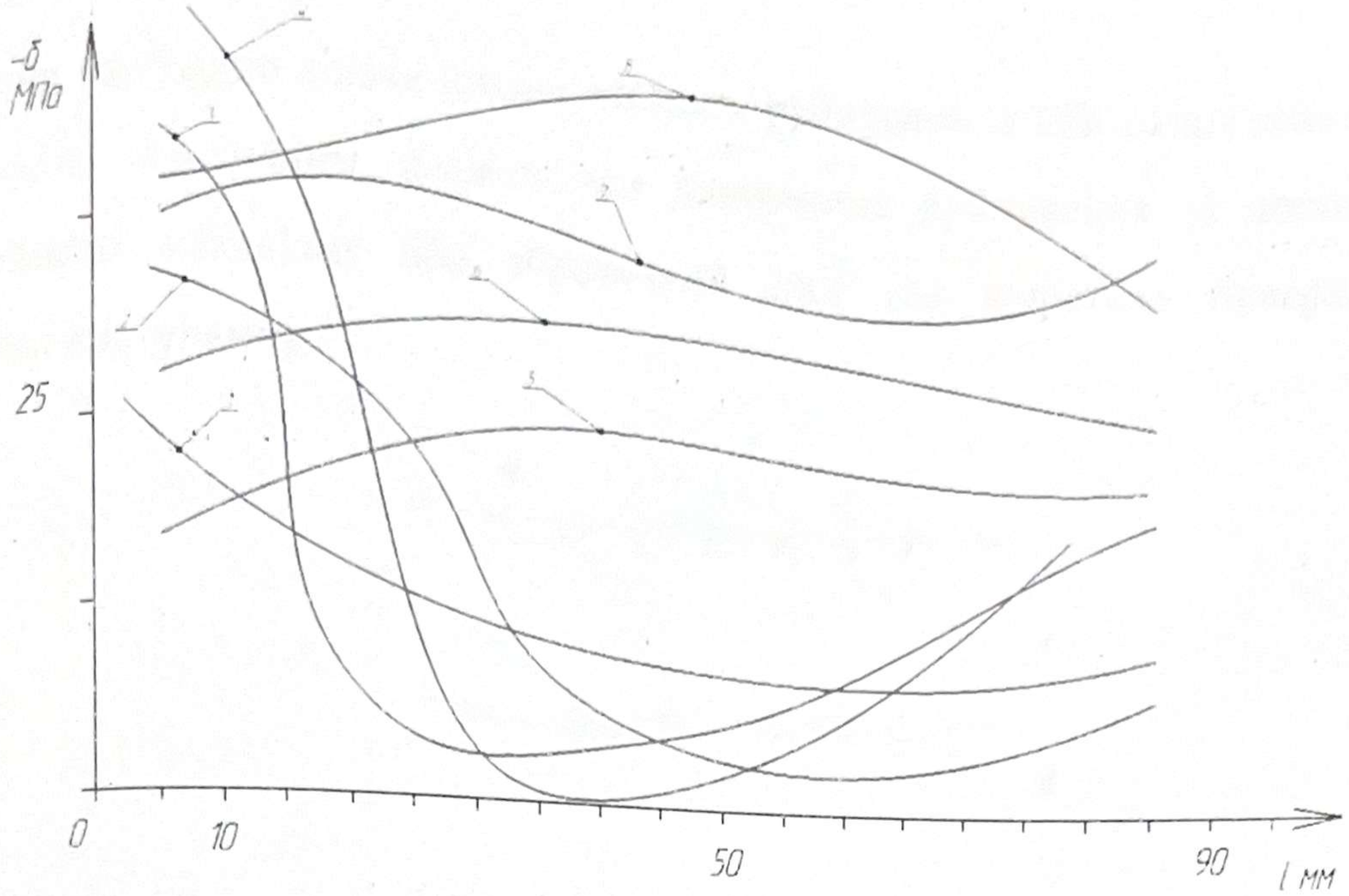

Рисунок 3.3 – Розподіл контактного тиску по довжині елементу ущільнювача залежно від швидкості прикладання навантаження:
а) стандартний ущільнювач – 1 (0,1 МПа/с), 2 (0,5 МПа/с), 3 (1 МПа/с), 4 (5 МПа/с), б) багатошаровий ущільнювач – 5 (0,1 МПа/с), 6 (0,5 МПа/с), 7 (1 МПа/с), 8 (5 МПа/с)

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

зношення необхідно кілька циклів втомних руйнувань, а при напруженнях, які дорівнюють критичним, реалізується одноразове руйнування за допомогою фрикційного механізму або абразивний знос (на шорстких поверхнях з гострими виступами).

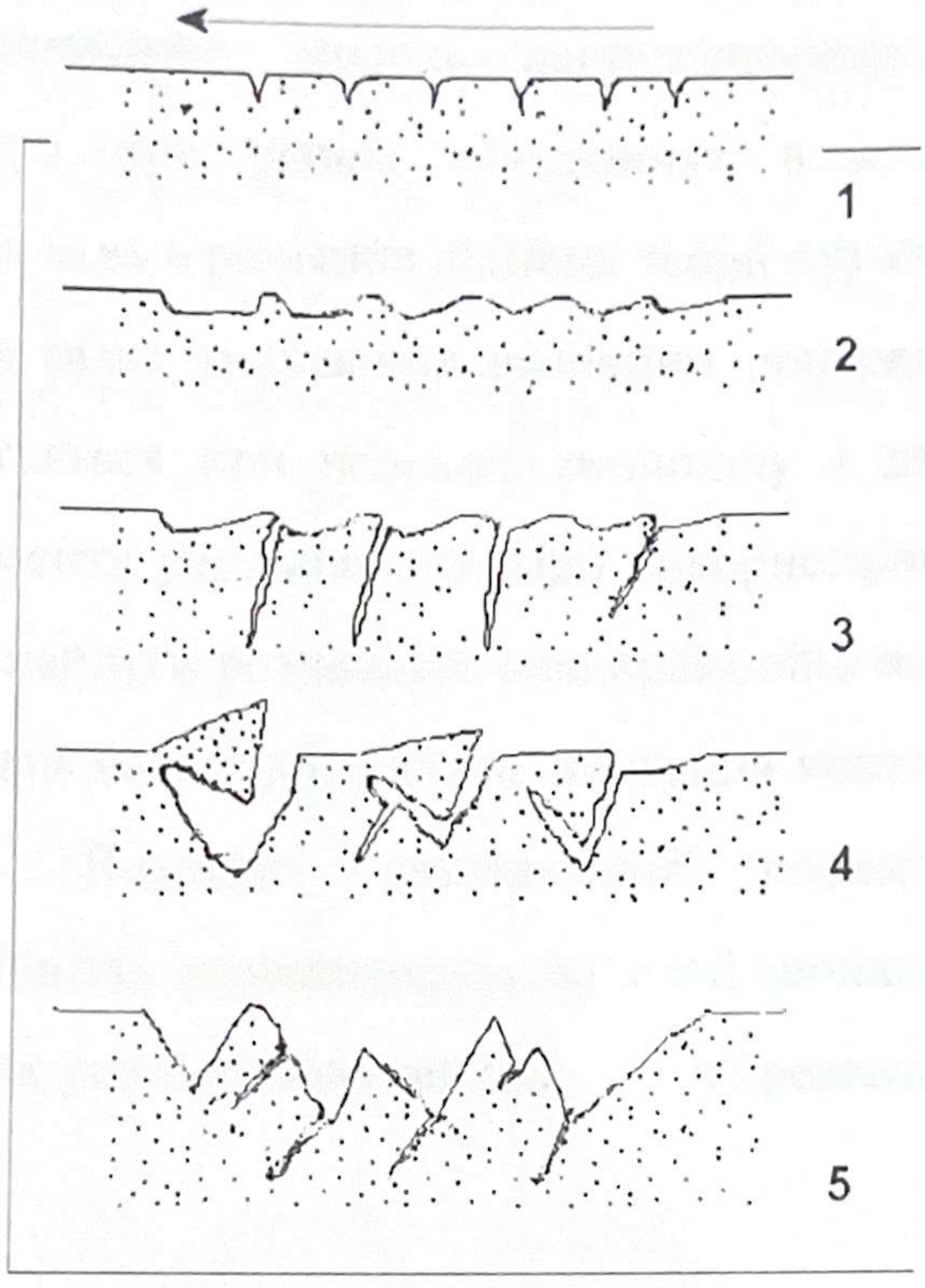

Рисунок 3.4 – Схема руйнування гум при задирному механізмі зношування: 1 – утворення тріщини; 2 – відділення фрагменту матеріалу; 3 – розвиток тріщини в глиб поверхневого шару; 4 – відділення мікрофрагментів великого розміру; 5 – розвиток тріщини на велику глибину

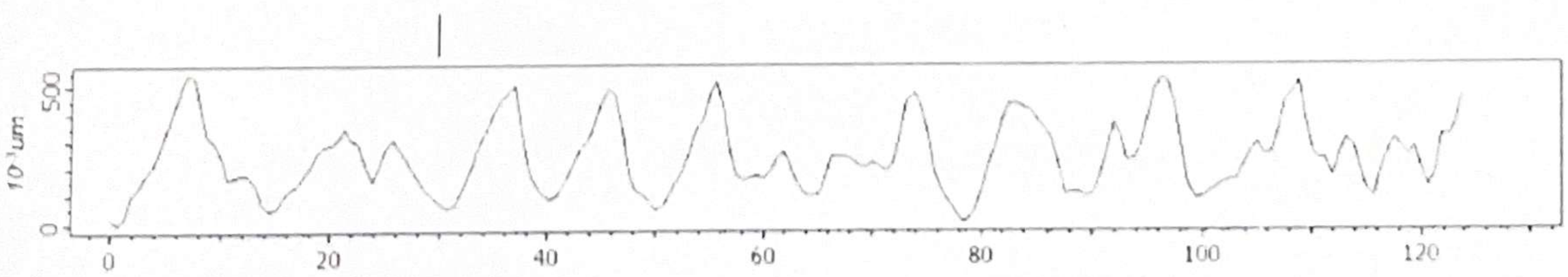

Рисунок 3.5 – Профіль гребінчастої форми

Висновки

В даному розділі магістерської роботи вдосконалені методи герметизації ущільнювача превентора, 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 превентора 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 превентора.

4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок корпусу превентора

Корпус превентора представляє порожнистий товстостінний ступінчатий циліндр складної форми [7].

Точний розрахунок таких деталей з врахуванням їх товстостінності можливий лише для деяких простих випадків навантаження і пов'язаний з вельми громіздкими обчисленнями.

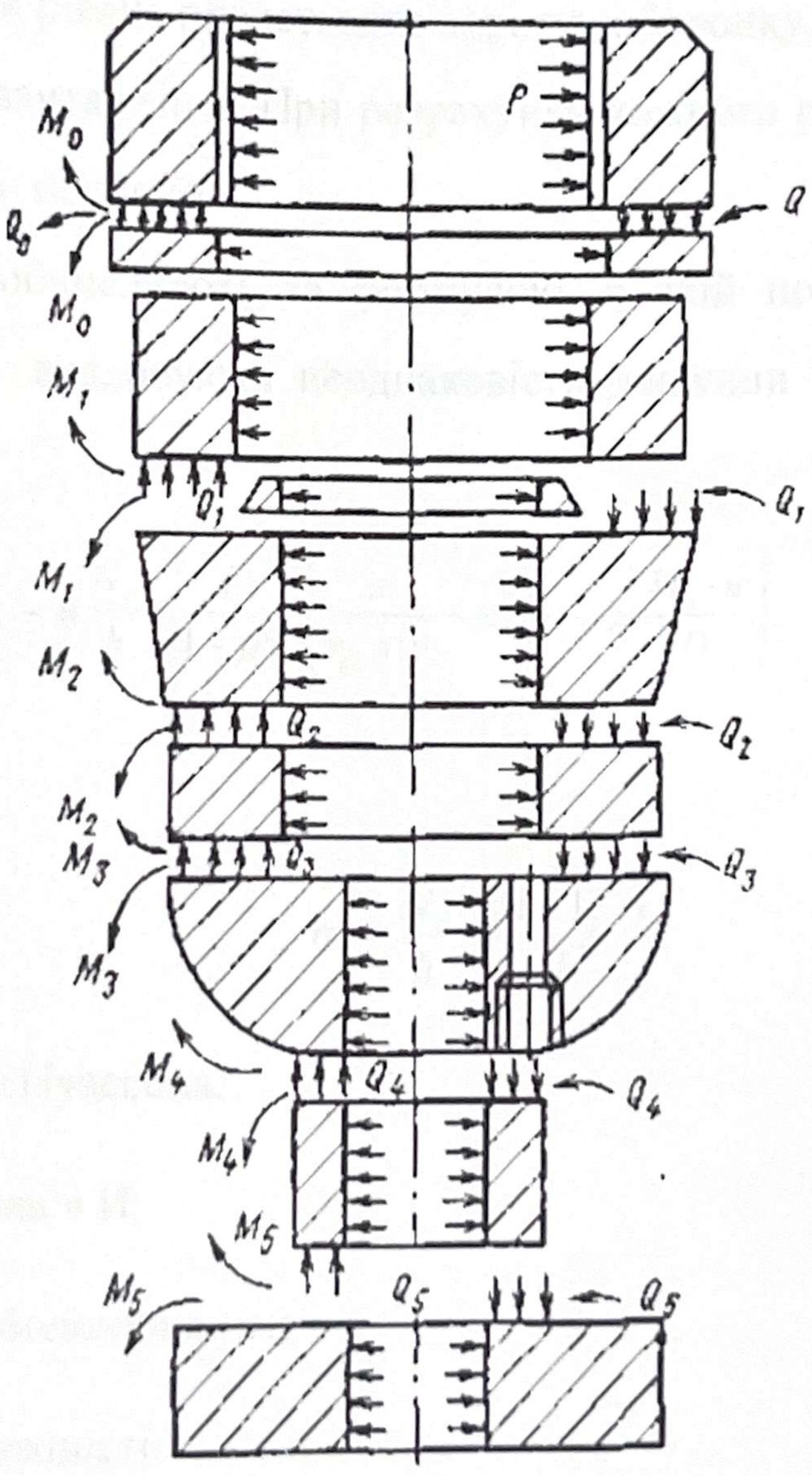

Рисунок 4.1 – Розрахунок корпусу превентора

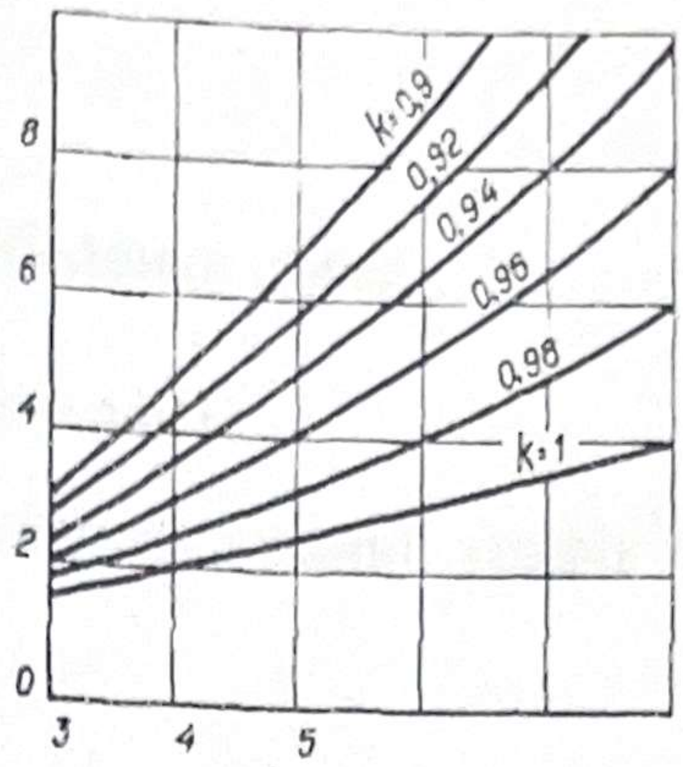

Рисунок 4.2 – Графік залежності f(φ)= σ/q

Тому при розрахунку корпус умовно розділяють на окремі циліндрові рівні (рис. 4.1). Кожний рівень представляє коротку оболонку, на яку діють відповідні окружні навантаження. При розрахунку кожного рівня корпусу використовують теорію оболонок.

Колову напругу обчислюють за формулою, в якій по знаменнику змінного радіусу $r_{ср}+y$ враховують неоднаковість довжини внутрішніх і зовнішніх волокон:

$$\sigma_t = \mu \frac{N_z}{h} + \frac{E}{1-\mu^2} \cdot \left(\frac{u}{r_{ср}+y} - \mu^2 \frac{u}{r_{ср}} - \mu \frac{M_z \cdot u}{D} \right). \qquad (4.1)$$

Осьова напруга:

$$\sigma_z = \frac{N_z}{h} - \frac{M_z \cdot 12 \cdot y}{h^3}, \qquad (4.2)$$

де μ— коефіцієнт Пуассона;

N_z — осьова сила в Н;

h — товщина оболонки в мм;

Е— модуль пружності;

u — радіальне переміщення в мм;

$r_{ср}$ — середній радіус оболонки в мм;

b — ордината, що вираховується від серединної поверхні у

напрямі зовнішньої нормалі, в мм;

D — зовнішній діаметр оболонки в мм;

M_z — меридіальний момент в МН.

При визначенні значень був побудований графік залежності (рис. 4.2),

$$\frac{\sigma_z}{q} = f(\varphi), \qquad (4.3)$$

для різних k = r/R

де r і R — середні радіуси рівнів корпусу, що сполучаються, в мм;

h — товщина оболонки в мм;

q — тиск при опресовуванні в МПа;

$$\varphi = \frac{R}{h} \qquad (4.4)$$

Такий метод розрахунку корпусу універсального превентора складний через громіздкість обчислень, тому для наближеного розрахунку можна користуватися широко відомими формулами опору матеріалів.

Оскільки для корпусу превентора δ/D=1/20 то для товстостінної посудини:

$$(\sigma_t - \sigma_z)_{max} = \frac{2 \cdot p_p \cdot r_1^2}{r_1^2 - r_2^2}, \qquad (4.5)$$

де p_p — робочий тиск в МПа;

r_1 і r_2 — зовнішній і внутрішній радіуси перетину в мм.

Обчислюючи за формулою (4.5) напругу в різних перерізах, підбирають товщину стінок превентора. Оскільки відношення товщини стінки до діаметру в корпусі превентора складає 1/9 (більше 1/20), то розрахунок такого циліндра ведуть по формулах (4.5) для товстостінного циліндра:

Для перерізу, в якому діє зусилля Q_0 (рис. 4.1), маємо

r_1=1250 мм; r_2 = 1040 мм.

$$(\sigma_1 - \sigma_2)_{max} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 10^6 \cdot 1.25^2}{1.25^2 - 1.04^2} = 227{,}43 \text{ МПа}.$$

У перерізі, в якому діє зусилля Q_4, r_1 =510 мм; r_2 = 350 мм:

$$(\sigma_1 - \sigma_2)_{max} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 10^6 \cdot 0.51^2}{0.51^2 - 0.35^2} = 132{,}31 \text{ МПа}.$$

Корпус універсального превентора відливають із сталі 20ХНГСМЛ для товщини стінок більше 100 мм [8].

Механічні властивості сталі 20ХНГСМЛ

Межа текучості $\sigma_т$, МПа	450
Ударна в'язкість, ак	6,0
Твердість, НВ	194—217
Відносне подовження δ, %	14

Для цієї сталі визначають напругу, що допускається, при коефіцієнті запасу n = 1,3,

$$[\sigma] = \frac{\sigma_т}{n};$$

$$[\sigma] = \frac{450}{1.3} = 346{,}15 \text{ МПа};$$

$$[\tau_{ск}] = 0{,}6[\sigma_р] = 0{,}6 \cdot 346{,}15 = 207{,}69 \text{ МПа};$$

$$[\sigma_и] = 1.2[\sigma_р] = 1{,}2 \cdot 346{,}15 = 415{,}38 \text{ МПа};$$

$$[\sigma_{см}] = 1{,}5[\sigma_р] = 1{,}5 \cdot 346{,}15 = 519{,}225 \text{ МПа}.$$

У розглянутому вище перетині Q_0 коефіцієнт запасу міцності не менше 1,3 і складає:

$$n = \frac{450}{227{,}43} = 1{,}97 .$$

У перерізі, де діє зусилля Q_0, напруга менша, і тому коефіцієнт запасу міцності буде більшим. Інші перерізи корпусу універсального

превентора менш небезпечні, тому і перевіряти їх не потрібно [16].

4.2 Розрахунок кришки універсального превентора

Кришку превентора розраховуємо для двох випадків.

1. Ущільнювачем перекрита вся свердловина (труби відсутні). Максимальна напруга в кришці визначається за формулою:

$$\sigma_{max} = \frac{3P_{max}}{8\pi n S^2}\left[\frac{2a^2(m+1)\ln\frac{a}{b}}{a^2-b^2} + (m-1)\right] \quad ; \qquad (4.6)$$

де P_{max} – найбільше навантаження, яке діє на кришку через вставку ущільнювача; визначаємо за формулою:

$$p_{max} = \frac{\pi D_2^2}{4} p_p + \frac{\pi\left(D_1^2 - D_2^2\right)}{4} p_г \quad ; \qquad (4.7)$$

де – D_1, D_2 – зовнішній і внутрішній діаметри запірної камери; D_1=970мм; D_2=885мм;

p_p – робочий тиск превентора, який рівний 35МПа;

$p_г$ – тиск в гідравлічній системі управління, який рівний 10МПа

$$p_{max} = \frac{\pi \cdot 885^2}{4} \cdot 35 + \frac{\pi\left(970^2 - 885^2\right)}{4} 10 = 18{,}9 \cdot 10^6 \ H$$

Тому максимальна напруга в кришці

$$\sigma_{max} = \frac{3 \cdot 18{,}9 \cdot 10^6}{8 \cdot 3{,}14 \cdot 3{,}33 \cdot 274^2}\left[\frac{2 \cdot 366^2 (3{,}33+1)\ln\frac{366}{214}}{366^2 - 214^2} + (3{,}33-1)\right] = 148.8 МПа$$

Кришка універсального превентора виготовляється із сталі 20ХНГСМЛ, для якої $[\sigma_p]$ = 446 МПа. Тому коефіцієнт запасу міцності

кришки превентора, коли ущільнювачем перекрита вся свердловина

$$K = \frac{446}{148.8} = 3$$

що можна вважати достатнім для кришки універсального превентора.

2. В процесі максимальна напруга визначається за формулою:

$$\sigma_{max} = -\frac{3P}{8\pi m S^2}\left[(3m+1)-(m+3)\frac{r_c^2}{a^2}\right] \quad ; \qquad (4.7)$$

де r_c – середній радіус прокладки; r_c = 140мм;

P – навантаження, яке діє на пластинку; визначається за формулою:

$$P = \pi \cdot a^2 \cdot p_в \quad ; \qquad (4.8)$$

де $P_в$ - тиск випробовування превентора; приймаємо двохкратний тиск випробовування порівняно з робочим тиском; $P_в$ = 70 МПа

$$P = 3{,}14 \cdot 366^2 \cdot 70 = 16 \cdot 10^6 H$$

Максимальна напруга при випробовуванні превентора складатиме

$$\sigma_{max} = \frac{3 \cdot 16 \cdot 10^6}{8 \cdot 3{,}14 \cdot 3{,}33 \cdot 274^2}\left[(3 \cdot 3{,}33+1)-(3{,}33+3)\frac{140^2}{366^2}\right] = 75.2 МПа$$

Тому коефіцієнт запасу міцності кришки превентора, коли проводяться випробовування універсального превентора на тиск 70 МПа

$$K = \frac{446}{75.2} = 5{,}9$$

що можна вважати достатнім для кришки універсального превентора.

Висновки. Проведені розрахунки в даному розділі магістерської роботи підтверджують ефективність технічного рішення з модернізації превентора, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5 МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання

5.1.1 Підготовчі роботи перед монтажем обладнання

Монтажним роботам бурової установки БУ 5000 ЕУ, яка вибрана для спорудження свердловини глибиною 4600 м, передують наступні підготовчі роботи.

Із поверхні будівельного майданчика зрізають родючий шар і переміщують 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 траншеї під фундаменти під привишкові споруди бурять буровою машиною, яка обладнана на шасі автомобіля. Траншеї, котловани і ями під фундаменти риють екскаваторами.

Потім проводяться наступні роботи:

- будівництво під'їзних доріг;
- транспортування обладнання (блоків і вузлів) на площадку.

На підготовленому будівельному майданчику 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 застосовувати 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 пруткової сталі.

5.1.2 Монтаж противикидного обладнання

Противикидне обладнання монтується на проміжній обсадній колоні діаметром d = 245мм після її цементування.

Буріння свердловин, спуск обсадних колон, їх обв'язування на гирлі свердловини здійснюються у визначеній послідовності. За спуском направлення буриться свердловина під першу обсадну колону (кондуктор). Після буріння цього інтервалу спускається перша обсадна колона і на неї встановлюється колонний фланець, потім він кріпиться до колони за допомогою різьби або зварюванням. До фланця шпильками приєднується хрестовина, на якій монтуються превентори.

Збірка плашкових превенторів установлюється на хрестовину колонної головки талевою системою між підроторними балками і закріплюється до фланця хрестовини шпильками. Карданні вали превенторів при цьому орієнтуються в напрямі місця установлення ручного привода.

Універсальний превентор установлюється на верхній плашковий превентор. За необхідності він закріплюється відтяжками за вушка.

Над превенторами ставиться двофланцева котушка і розйомний жолоб, через який гирло свердловини з'єднується з циркуляційною системою і монтуються маніфольди.

Потім буриться другий інтервал свердловини й спускається наступна обсадна колона (проміжна). При спуску цієї колони для герметизації кільцевого простору використовується секція колонної головки, яка встановлюється на колонний фланець першої колони. Секція колонної головки складається із корпусу клинових захватів і ущільнюючих манжетів. Клинові захвати служать для підвіски наступної колони на гирлі свердловини, а манжети – для герметизації міжтрубного кільцевого простору.

На колонну головку встановлюється хрестовина, а потім превентори в тій же послідовності, як і на першу колону.

Після монтажу превенторів збирається маніфольд за встановленою

схемою. Викидні лінії маніфольда повинні бути прямолінійними із невеликим нахилом від гирла свердловини, довжиною не менше ніж 50 м, а при небезпеці фонтанування свердловини газом – не менше ніж 100 м. Повороти викидних ліній допускаються тільки у виняткових випадках і лише з використанням кованих кутників. Лінії маніфольда кріпляться до забетонованих металевих стійок (тумб) хомутами. Стійки встановлюються через кожні 7 – 8 м.

Основні пульти управління превенторами монтуються на відстані не менше ніж 15 м від гирла свердловини. Пульти управління й ручні штурвали поміщаються в пересувній металевій будці або біля них споруджується щит. На стінці щита перед кожним ручним штурвалом водостійкою фарбою вказується кількість і напрям обертів, які забезпечують повне закривання превентора, а також робляться мітки на штурвалі та стінці при повному відкриванні превентора. Допоміжні дублюючі пульти встановлюються біля пульта бурильника.

5.1.3 Підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання

Після закінчення збирання превентори і маніфольд опресовують водою з тиском, допустимим для обсадної колони, але не більше від тиску випробування установки протягом 30 хвилин. Гідравлічна система управління опресовується тиском мастила 10 МПа впродовж 5 хвилин. У маніфольді послідовно перевіряються герметичність затвора засувки, робота системи гідравлічного управління робочих засувок і надійність кріплень. Герметичність гумових ущільнюючих кілець між штоком та кришкою плашкових превенторів перевіряється викручуванням спеціальної пробки на кришці. Опресовкою універсального превентора перевіряється відкривання-закривання ущільнювача, герметичність ущільнювача і манжет.

Масляний бак заправляється мастилом АМГ–10 або ДП–8 залежно від сезону експлуатації, а акумулятори – газом до тиску 6 – 6,5 МПа. Перевіряється правильність регулювання електроконтактного манометра і показів інших манометрів. Повітряні пробки усуваються в гідравлічній системі шляхом

багаторазового закривання й відкривання превентора та засувок до тих пір, поки час їх закривання не стане постійним. Після цього акумулятори заповнюються до тиску 10 МПа.

На збирання й опресування противикидного обладнання складається акт.

5.1.4 Розрахунок чисельності монтажної бригади

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

$$R = \frac{\sum T}{F_{Д.р} \times k}, \tag{5.1}$$

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:

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

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

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

Звідси:

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

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

Для визначення трудомісткості виконання монтажу бурової установки БУ 5000 ЕУ використовуємо норми часу на її крупноблоковий монтаж, 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	2066,96
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	123,01
7	Монтаж маніфольда циркуляційної системи	303,89
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	19,54
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	182,71
20	Електромонтажні роботи	825,08
21	Заключні роботи	71,95
22	Всього:	4728,74

Трудомісткість монтажу БУ 5000 ЕУ, тому сумарна

$$\sum T = 1 \text{ x } 4740,14 = 4728,74 \text{ люд.-год.}$$

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

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

Тоді кількість основних робітників по даному виду робіт буде рівна:

$$R = \frac{4728,74}{240} = 19 \text{ чол.}$$

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

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

Професії робітників	Розряд	Кількісний склад
Бригадир	VI	1
Вишкомонтажник	VI	1
Вишкомонтажник	V	4
Вишкомонтажник	IV	3
Вишкомонтажник	III	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 Типовий процес ремонту превенторів

Швидкозношуваними деталями превенторів є гумові ущільнювальні елементи і плашки.

При поточному ремонті превенторів проводяться наступні профілактичні і ремонтні роботи: перевірка стану ущільнюючих елементів і при необхідності їх заміна, перевірка стану кріпильних деталей і при необхідності їх підтяжка, перевірка стану системи управління превентора, перевірка роботи превенторів шляхом їх закриття та відкриття і змащення деталей тертя.

При середньому ремонті превенторів розбираються вузли, що підлягають ремонту, відновлюються або замінюються неосновні деталі (ущільнюючі елементи, плашки, ущільнювальні кільця), виконуються також роботи, що проводяться при поточному ремонті.

При капітальному ремонті проводиться повне розбирання превенторів, дефектоскопія всіх деталей, відновлення або заміна деталей (в тому числі поршнів і циліндрів гідроприводу), ремонт корпусу та системи управління, випробування після ремонту.

Поточний ремонт превенторів здійснюється на місці їх установки, а середній і капітальний – в ремонтно-механічних майстерень.

Перед розбиранням превентори очищають від бруду і промивають.

Потім знімають гумові ущільнення з плашок, відгвинтивши болти.

Після закінчення розбирання превентора всі деталі промиваються і піддаються дефектоскопії відповідно до технічних умов на розбракування деталей при ремонті.

Ремонт корпусу превентора полягає у відновленні або перенарізанні кріпильних різьб, зачистці від задирок і забоїн поверхонь канавок для ущільнювальних металевих кілець і поверхонь, по яких переміщаються плашки.

Зношені плашки замінюють новими або відновлюють електродуговим наплавленням з подальшою механічною обробкою на номінальні розміри. Зношені гумові ущільнення замінюють новими.

Превентор збирають в послідовності, зворотній до розбирання. При складанні слід звертати особливу увагу на установку гумових кілець ущільнювачів між відкидними кришками і корпусом та ущільнення штоків, не допускати їх перекосу і защемлення.

Після закінчення ремонту превентор випробовують гідравлічним тиском, який в 1,5 рази перевищує допустимий робочий тиск, протягом 5 хв. При цьому пропуски рідини через плашки та ущільнення відкидних кришок не допускаються. Під час випробування перевіряють також герметичність гумових кілець ущільнення штока, для чого відгвинчують спеціальні пробки на відкидних кришках. Поява води в отворах пробок не допускається.

Основні вимоги, що ставляться до відремонтованих превенторів.

1. Деталі превенторів необхідно виготовити або відремонтувати в повній відповідності з діючими кресленнями і технічними умовами на ремонт. Знос деталей, що використовуються повторно, не повинен перевищувати граничних розмірів, встановлених технічними умовами на розбракування деталей при ремонті.

2. Різьба шпильок і гайок не повинна мати зносу, забоїн і задирок. Гайки повинні легко нагвинчує від руки, але не мати люфта.

3. Поверхні ущільнювальних кілець і канавок під них не повинні мати забоїн, рисок і задирок. Кільця не повинні мати деформації.

4. Не допускаються сліди зносу і місцеві пошкодження в гумових ущільнювачах, що впливають на герметичність.

5. Плашки повинні вільно переміщатися при обертанні гвинта з допомогою важеля довжиною 0,5 м.

5. Превентори необхідно випробовувати гідравлічним тиском, що перевищує в 1,5 рази максимально допустимий робочий тиск.

7. Превентори слід фарбувати, а ущільнювальні поверхні і частини, що труться, змащувати антикорозійним мастилом або солідолом.

5.2.2 Умови експлуатації та аналіз діючих навантажень

В процесі буріння свердловин превенторна установка може знаходитися в двох режимах готовності.

1. Режим оперативної готовності, коли буріння ведеться в пластах з можливими нафтогазовими проявами.

2. Режим нормальної готовності, коли безпосередня загроза викиду відсутня.

При оперативній готовності превенторна установка знаходиться в такому стані, коли превентори можуть бути закриті, а засувки відкриті в будь-який момент з будь-якого пульта без додаткових підготовчих робіт.

В цьому випадку вентилі на панелі приладів відкриті, електроживлення включено і тиск в гідросистемі підтримується 9 - 10 МПа.

При оперативній готовності буровий майстер і бурильник зобов'язані перевіряти справність превенторної установки перед кожним спуском і підйомом бурильного інструменту. Усі виявлені несправності повинні бути усунені до початку робіт.

Після усунення нафтогазопрояву або викиду перевіряється превенторна установка і обпресовується обв'язка.

При нормальному режимі готовності превенторної установки, коли безпосередня загроза нафтогазопроявів відсутня, вентиль відсічення

розподільників від гідроакумулятора знаходиться в закритому положенні, що знижує можливість витоку мастила.

В процесі експлуатації превенторів його деталі безперервно зношуються, в результаті змінюються їх розміри і порушуються посадки в місцях з'єднання. В даному обладнанні найчастіше спрацьовуються ущільнюючі елементи і плашки.

В процесі експлуатації превенторної установки проводять наступні роботи.

1. Стежать за надійністю кріплення різьбових з'єднань. Не допускають протікання превенторів, вузлів маніфольда, трубопроводів гідрокерування і паропроводів.

2. Стежать за станом гумових ущільнень плашок.

3. Не рідше одного разу на місяць перевіряють тиск азоту в акумуляторах. При падінні тиску азоту до 5,5 МПа виконують його дозаправку до тиску 6,5 МПа.

4. Не рідше одного разу на 3 місяці перевіряють мастило гідросистеми на наявність в ньому продуктів зносу, промивальної рідини і інших механічних домішок, які призводять до підвищеного зносу механізмів гідросистеми. Вміст домішок в мастилі допускається по ГОСТу 6370-89 не більше 0,005% за вагою. У разі забруднення гідросистеми масло зливають, а акумулятор і всю гідросистему промивають.

5. Не рідше двох разів на місяць відкривають кришки превентора і промивають порожнину та самі плашки для видалення рідини і вибуреної породи, оскільки накопичення шламу в порожнині плашок перешкоджає їх руху. Перед відкриттям кришок необхідно переконатися в повному відкритті плашок, щоб уникнути деформації штока.

5. Не рідше одного разу на 2 роки повністю замінюють гумові ущільнення превенторів і гідрокерування.

7. При відключенні подачі пари зливають конденсат.

8. Не рідше одного разу на місяць перевіряють рівень мастила в баку,

який повинен бути не нижче середньої риски щупа при тиску в системі 10 МПа.

9. Превенторну установку змащують відповідно до карти змащування.

10. Оглядають і випробовують гідроакумулятори у відповідності з правилами експлуатації посудин, що працюють під тиском.

Результати перевірки справності превенторної установки записують в журнал огляду обладнання.

Перелік робіт, які проводяться при ремонті превенторів:

1. Розбирання превентора по деталях.

2. Зовнішній огляд і визначення дефектів.

3. Зняття старої фарби і слідів твердих фракцій нафтопродуктів і мастила термічною обробкою (відпалюванням).

4. Миття вузлів і деталей.

5. Розподіл деталей на ремонтнопридатні і непридатні.

5. Відновлення умовного проходу методом наплавлення з наступним розточенням.

7. Відновлення ущільнювальних канавок на фланцях превентора методом наплавлення.

8. Відновлення отворів на фланцях превентора і їх обробка.

9. Обробка верхніх дзеркал превентора під наплавлення.

10. Ремонт приводів превентора.

11. Заміна всіх ущільнювальних кілець.

12. Ремонт плашок превентора.

13. Збирання превентора.

14. Випробування на міцність 2-кратним робочим тиском.

15. Випробування на герметичність робочим тиском.

15. Ґрунтування і фарбування превентора.

17. Контроль ВТК і оформлення актів, паспортів на превентор.

5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації проти викидного обладнання

5.3.1. Характеристика технологічного обладнання, щодо небезпечності та шкідливості

З точки зору заходів з охорони праці противикидне обладнання призначене для створення безпечних умов праці робітникам при бурінні, випробуванні, ремонті та освоєнні свердловин. Тому основна небезпека виникає при недотриманні вимог експлуатації та монтажу проти викидного обладнання, що приводить до виникнення відкритих фонтанів, які створюють загрозу для життя працюючих.

Розглядаємо такий елемент комплексу противикидного обладнання як універсальний превентор превентор.

Монтаж універсального превентора на устя свердловини здійснюється за допомогою талевої системи бурової установки за допомогою монтажних штропів. Потенційною небезпекою є падіння превентора внаслідок неправильного кріплення або несправної допоміжної лебідки.

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

В систему керування превентором входить також електрична схема для приводу шестеренчастого насосу високого тиску. Привід насосу здійснюється електродвигуном потужністю 3 кВт від мережі змінного струму 380 В. Підвід

електроструму до станції управління здійснюється кабелем в гумовій оболонці січенням від 3х2,5 до 1х1,5. До потенційних небезпек відноситься: замикання на корпус електродвигуна, замикання на металоконструкцію станції керування кабелю внаслідок пошкодження ізоляції.

В процесі монтажу проти викидного обладнання можливі травми при використанні подовжувачів на ключі. Можливі враження уламками превентора, якщо він не витримав випробного тиску. В момент роботи з превенторами, наприклад при їх монтажі можливе падіння інструменту з колу бурової устав ноки.

Як фактори впливу на людину ііри експлуатації превентора, можна виділити:

-незадовільні мікрокліматичні умови;

-ураження органів дихання і слизових оболонок токсичними продуктами;

-травмування робітників обертовими елементами устаткування;

-шум при експлуатації устаткування.

-ураження електричним струмом, можливе при пошкодженні ізоляції електрообладнання, порушенні технологічного обслуговування електроустаткування, несправності автоматики і засобів контролю;

-утворення вибухо- та пожежонебезпечних газоповітряних сумішей у повітрі робочої зони, оскільки практично усі наявні на установці продукти – горючі речовини;

Характеристика впливу шкідливих і небезпечних виробничих факторів наведена в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

№ з. п	Назва фактору	Небезпечний/ шкідливий спосіб дії на людину	Можливі наслідки для працівника	Норма та документ, що її визначає
1	Ураження електрични м струмом.	– Термічна дія – біологічна дія; – електролі тична дія	– електричні травми; – електричний удар; – електричні	Стандарти і правила експлуатації електроустановок відповідно до НПАОП 40.1– 1.21– 98 "Правила

			опіки; – електричний шок; – втрата свідомості; – зупинка серця.	безпечної експлуатації електроустановок споживачів" Rнорм=10 Ом
2	Шум:	– Через органи слуху.	– зменшення слухової чутливості; – глухота; – ендокринія; – астено–вегетативний синдром; – ангіоспастичний синдром.	ГОСТ 12.1.003– 83 та ДСН 3.3.6.037– 99 „Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку" Lдоп=80 дБ
3	Вібрація	Через тіло працівників	– Вібраційна хвороба, – зниження уваги, – неврози	ДСН 3.3.6.039– 99 «Державні санітарні норми загальної та локальної вібрації» Lдоп=112 дБ
4	Запиленість.	Через органи дихання: – легені; – шкіру; Через органи зору: – очі.	– алергія; – пневмоконіоз.	ГОСТ 12.1.005– 88 «Загальні санітарно–гігієнічні вимоги до повітря робочої зони» «Будівельні норми і правила;
5	Механічні ушкодження	Доторкання до обертових частин	Травми різного ступеня	Вимоги до обладнання
6	Пожежа внаслідок роботи зварювальн огнапівавто мат	Утворення пожежо – та вибухо–небезпечних газоповітряних сумішей	– опіки; – отруєння.	НАПБ Б.03.002-2007, ДБН В.2.5.– 13– 98 „Інженерне обладнання будинків і споруд;"

5.3.2 Пропозиції по забезпеченню безпеки технологічного процесу

1. Керування превенторами повинно бути дистанційним і механізованим з обов'язковою наявністю дублюючого механізму ручного приводу.

Дистанційне механізоване керування превенторами здійснюється з двох взаємно зблокованих пультів: основного і допоміжного.

Основний пульт призначений для керування обладнанням з безпечної відстані поза буровою, віддаленого від гирла свердловини не менше, ніж на 10 м, а від викидних трубопроводів не менше, ніж на 3 м. Електропривід станції гідравлічного керування та основний пульт розташовуються під навісом, який має бути виконано з дощок завтовшки не менше 50 мм, з металевим облицюванням завтовшки 2 мм, або з металевого листа завтовшки не менше 5 мм із стіною, оберненою в бік свердловини і освітлюються джерелом світла в вибухонебезпечному виконанні. Сюди ж виводяться штурвали ручного керування. На стінці перед кожним штурвалом водостійкою фарбою має бути нанесено: стрілки, що вказують напрямки обертання штурвалу на закриття і відкриття, цифри, що вказують кількість обертів штурвалу до повного закриття, мітку, суміщення якої з міткою на валу штурвалу відповідає повному закриттю превентора, тиск опресування колони, діаметр встановлених плашок, порядковий номер превентора знизу вгору. Штурвали повинні також обладнуватися вказівниками числа обертів.

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

2. Для контролю за тиском на викидних трубопроводах повинні встановлюватися манометри з такою шкалою, щоб при робочому тиску стрілка знаходилася в середній частині шкали. Діаметр корпуса манометра повинен бути не менше 100 мм. На манометрах повинні бути нанесені мітки, які обмежують допустимий тиск для останньої спущеної колони.

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

4. На корпусі основного пульта керування встановлене реле рівня масла і дзвінок гучного бою. При зниженні рівня масла в баку нижче допустимого із-за аварійних витікань в гідросистемі, реле спрацьовує і вмикає дзвінок гучного бою. При доливанні масла в дзвінок вимикається.

5. Основний пульт керування превенторами заземлюють спеціальною шпонкою. Допоміжний пульт встановлюють на чотирьох шпонках, приварюючи їх до полу основи вежового блока.

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

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

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

5.3.3 Забезпечення безпеки технологічного процесу та обладнання

При виконанні робіт з монтажу, опресування і експлуатації гирлового противикидного обладнання необхідно дотримуватись вимог ДНАОП 0 00-1 21 98, ДНАОП 0 00-4 33-99, НАОП 1 121-1 18-82, НАПБ А 01 001-95, НАШ В 01 027-85/112, НАПБ 01 035 97, а також "Вимог до монтажу та експлуатації противикидного обладнання на бурових" та інструкцій з експлуатації обладнання заводів-виготовлювачів

Противикидне обладнання встановлюється на кондуктор і технічну колону, при бурінні нижче яких можливі газонафтоводопрояви а також на

експлуатаційну колону при проведенні в ній робіт з розкритим продуктивним пластом. Обсадні колони обв'язуються між собою за допомогою колонної головки.

Робочий тиск колонної головки, блоку превенторів і маніфольда повинен бути не нижчий за тиск опресування обсадної колони на герметичність, що розраховується на кожному етапі буріння свердловини за умови повної заміни в свердловині бурового розчин) пластовим флюїдом або газорідинною сумішшю при загерметизованому гирлі.

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

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

- для нафтових свердловин з газовим фактором менше 200 $м^3$ /т - не менше 50 м,
- для нафтових свердловин з газовим фактором понад 200 $м^3$/т, газових і розвідувальних свердловин - не менше 100 м

Повороти викидних ліній превенторної обв'язки допускаються в окремих випадках з застосуванням кованих косинців на різях і фланцях або трійників з буферним пристроєм, попередньо опресованих на максимальний робочий тиск превенторної установки і встановлена на них запірна арматура повинні мати внутрішній діаметр, однаковий з внутрішнім діаметром відводів хрестовини

Після блоку засувок допускається збільшення їх діаметра не більше, ніж на 30 мм. Відстань від кінців викидною маніфольда до всіх комунікацій і споруд, які не відносяться до об'єктів бурової установки, повинна бути не менше 100 м для всіх категорій свердловин. Відстань кінця викидного

маніфольду від діючих нафтових свердловин - не менше 50м, відповідно для газових - не менше 100м.

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

Застосування даних деталей і вузлів не повинно знижувати надійність противикидного обладнання.

Для управління превенторами і гідравлічними засувками встановлюються основний і допоміжний пульти. Основний пульт керування - на відстані не менше 15 м від гирла свердловини у зручному і безпечному місці. Допоміжний -безпосередньо біля пульта бурильника. Він вмикається у режим оперативної готовності при розкритті продуктивних і газонафтоводопроявлюючих пластів

Штурвали для ручної фіксації плашок превенторів повинні бути встановлені в легкодоступному місці, мати укриття і вибухобезпечне освітлення. На стінці укриття повинні бути нанесені стрілки напрямку обертання штурвалів, контрольні мітки і кількість обертів, необхідних для закриття превентора порядковий номер кожного превентора знизу вверх, тип та розмір плашок.

Превентори разом із хрестовинами та корінними засувками до встановлення на гирло свердловини опресовуються водою на робочий тиск, зазначений у паспорті. При кущовому способі буріння терміни опресування ОП на робочий тиск визначаються за узгодженням з органами Держнаглядохоронпраці України. Після ремонту, пов'язаного зі зварюванням і токарною обробкою корпусу, превентори опресовуються на пробний тиск. Превентор із зрізуючими плашками повинен бути опресований на стенді на робочий тиск при закритих плашках, а працездатність превентора перевірена шляхом відкриття і закриття плашок. Результати опресування оформлюються актом.

Після монтажу противикидного обладнання або спуску чергової обсадної колони, у тому числі потайної, до розбурювання цементного стакану противикидне обладнання до кінцевих засувок маніфольдів високого тиску повинне бути опресоване ні тиск опресування обсадної колони. Після спуску експлуатаційної колони противикидне обладнання опресовується повітрям, у всіх інших випадках - опресовується водою.

Викидні лінії після кінцевих засувок опресовуються водою на тиск:

- 5 МПа - для противикидного обладнання розрахованого на тиск до 21 МПа,

- 10 МПа - для противикидного обладнання, розрахованого на тиск вище 21 МПа Результати опресування оформлюються актом.

Універсальні превентори повинні періодично перевірятись на закриття і відкриття. Періодичність перевірки встановлюється буровим підприємством.

При заміні деталей превентора або одного з вузлів противикидного обладнання що вийшли з ладу, зміні плашок на гирлі, превенторна установка підлягає додатковому опресуванню на величину тиску випробування колони. Результати опресування оформлюються актом.

Плашки превенторів, встановлених на гирлі свердловини, повинні відповідати діаметру бурильних груб, що використовуються. Глухі плашки встановлюють у нижньому превенторі, якщо в комплекті обладнання відсутній превентор зі зрізуючими плашками.

У випадку застосування у компоновці бурильної колони труб різних типорозмірів, на містках повинна знаходитись опресована бурильна ("аварійна') труба, яка за діаметром повинна відповідати діаметру плашок превентора та міцносним характеристикам верхньої секції бурильної колони, з кульовим краном у відкритому стані і перехідниками на інші діаметри труб, що застосовуються для роботи у свердловині. Бурильна труба перехідний і кульовий кран фарбуються в червоний колір.

При спусканні обсадних колон у свердловини з розкритими високонапірними пластами (аномальний пластовий тиск) і невідповідності

встановленого універсального превентора очікуваним гирловим тискам, плашки одного з превенторів замінюються на пташки, які відповідають діаметру обсадної колони, що опускається, або на прийомних містках повинна знаходитися спеціальна (сталева, з відповідними міцнисними характеристиками) бурильна труба з перехідником під обсадну трубу та кульовим краном у відкритому положенні, які опресовані на відповідний тиск.

Підходи до гирлового обладнання, превенторів і засувок повинні мати тверде покриття (бетонне, металеве чи дерев'яне), що забезпечує безпечне обслуговування їх в процесі експлуатації.

Підходи повинні утримуватись в чистоті і не захаращуватись сторонніми предметами..

Монтаж, ремонт і обслуговування гирлового і противикидного обладнання на висоті більше 0,75м від рівня землі повинні здійснюватися з застосуванням спеціальних площадок, що відповідають вимогам діючих правил безпеки.

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

Забороняється докріплювати фланцеві, нарізні і швидкозбірш з'єднання, що знаходяться під тиском.

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

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

Опресування гирлового і противикидного обладнання на свердловині повинне проводитися, як правило, на протязі світлового дня.

Допускається проведення робіт з опресування в нічний час за умови виконання вимог освітленості згідно з діючими нормами.

В процесі опресування забороняється присутність людей біля противикидного обладнання, що знаходиться під тиском.

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

5.3.4 Заходи з пожежної безпеки

Система пожежної безпеки – це комплекс організаційних заходів і технічних засобів, спрямованих на запобігання пожежі та збиткам від неї.

Пожежобезпека об'єкта – стан об'єкта, за якого з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення і розвитку пожежі та впливу на людей небезпечних факторів пожежі, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Рівень забезпечення пожежної безпеки – кількісна оцінка попереджених збитків у разі можливої пожежі.

Основними напрямками забезпечення пожежної безпеки є усунення умов виникнення пожежі та мінімізація її наслідків

Для забезпечення контролю і попередження пожежі в зоні проведенняробіт повинен бути ящик з піском і пожежний щит: вогнегасник, відро, багор, лопата, сокира.

На випадок пожежі для її гасіння потрібно використовувати:

– пінні (ВП–1), аерозольні (ВВПА–400) або порошкові (ВП–04) вогнегасники, та вогнегасники на основі діоксину вуглецю (ВУ–2, ВУ–4, ВУ–25), Приймаємо кількість вогнегасників, виходячи з площі цеха (з урахуванням службово-побутових приміщень), із розрахунку 2 вогнегасника на 50 м^2;

– системи автоматичного центрального пожежогасіння;

– сухий пісок.

Відповідно до Правил пожежної безпеки в Україні основними організаційними заходами щодо забезпечення пожежної безпеки є:

– визначення обов'язків посадових осіб щодо забезпечення пожежної безпеки;

– призначення відповідальних за пожежну безпеку окремих будівель,

споруд, приміщень, дільниць тощо, технологічного та інженерного устаткування, а також за утримання і експлуатацію наявних технічних засобів протипожежного захисту;

– встановлення на кожному підприємстві (установі, організації) відповідного протипожежного режиму;

– розробка й затвердження загальнооб'єктової інструкції про заходи пожежної безпеки та відповідних інструкцій для всіх вибухопожежонебезпечних та пожежонебезпечних приміщень, організація вивчення цих інструкцій працівниками;

– розробка планів (схем) евакуації людей на випадок пожежі;

– встановлення порядку (системи) оповіщення людей про пожежу, ознайомлення з ним всіх працюючих;

– визначення категорій будівель та приміщень за вибухопожежною та пожежною небезпекою відповідно до вимог чинних нормативних документів, встановлення класів зон за Правилами улаштування електроустановок;

– забезпечення територій, будівель та приміщень відповідними знаками пожежної безпеки, табличками із зазначенням номера телефону та порядку виклику пожежної охорони;

– створення та організація роботи пожежно-технічних комісій, добровільних пожежних дружин та команд.

В першу чергу на кожному підприємстві (об'єкті) з урахуванням його пожежної небезпеки наказом необхідно призначити відповідальних за пожежну безпеку, визначити обов'язки посадових осіб щодо забезпечення пожежної безпеки та встановити відповідний протипожежний режим.

Конкретні особи з числа керівництва об'єкту та персоналу призначаються відповідальними за пожежну безпеку окремих будівель, споруд, приміщень, дільниць тощо, технологічного та інженерного устаткування, а також за утримання і експлуатацію технічних засобів протипожежного захисту.

Основні напрямки роботи осіб, відповідальних за пожежну безпеку:

– забезпечення необхідною інформацією, підготовка і розробка

документів (наказів, інструкцій, планів евакуації на випадок пожежі тощо);

– ведення документації;

– розробка та виконання протипожежних заходів;

– створення та організація роботи добровільних пожежних дружин та пожежно–технічних комісій;

– організація та проведення протипожежних інструктажів. Практичне відпрацювання планів евакуації, дій у разі пожежі з персоналом об'єкта;

– аналіз виявлених порушень вимог пожежної безпеки, а також загорянь і пожеж, що мали місце;

– організація та підтримання протипожежного режиму;

– придбання, експлуатація, утримання, перевірка технічних засобів і систем протипожежного захисту.

– вивчення та впровадження позитивного досвіду, сучасних технологій забезпечення пожежної безпеки;

– взаємодія з пожежною охороною та іншими організаціями щодо забезпечення пожежної безпеки.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000 ЕУ, особливості проведення монтажу проти викидного обладнання та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, отримано 19 робітників; кількісний склад монтажної бригади поданий в таблиці. Для оснащення вишкомонтажної бригади технологічними машинами, механізмами, інструментами та іншими пристосуваннями при монтажі установки використовуються кран КП-25, кран КС-3575, трактор транспортний Т-130. Для перевезення крупних блоків застосовуються ваговози ТГ-60. Для припіднімання блоків обладнання використовуються домкрати

вантажопідніманьністю 40 т.

У розділі також описані умови експлуатації противикидного обладнання, подані типові види і причини спрацювання та відмов елементів обладнання, а також умови експлуатації та аналіз діючих навантажень, технологія відновлення спрацьованих деталей превенторів. Проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті проти викидного обладнання, методи і засоби для забезпечення нормальних умов його експлуатації, дано пропозиції по забезпеченню безпеки технологічного процесу, описані заходи з пожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено порівняльно-критичний аналіз бурових установок для буріння глибоких розвідувальних та експлуатаційних свердловин та противикидного обладнання й устаткування, охарактеризовано позитивні та негативні сторони бурових та превенторних установок, проведено розрахунок основних параметрів та на його основі було вибрано бурову установку для буріння свердловини глибиною 4600 м, коротко розглянуто конструкційні та технологічні особливості вибраного противикидного обладнання.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” обґрунтована доцільність та економічна ефективність введення запропонованих технічних рішень з модернізації універсального превентора, запропоновано вдосконалення конструкції універсального превентора ПУГ-230х350, обґрунтовано її технічну доцільність. В результаті модернізації універсального превентора ПУГ-230х350 отримано основні переваги пропонованої конструкції над аналогом: підвищена надійність і довговічність конусного ущільнювача за рахунок зменшення видавлювання гумової маси ущільнювача; зниження необхідної потужності гідроприводу для керування превентором за рахунок використання свердловинного тиску; підвищена герметизуюча здатність конусного ущільнювача і превентора в цілому за рахунок використання ефекту "самоущільнення"; підвищена надійність довговічність основного ущільнювача за рахунок зменшення видавлювання гумової маси ущільнювача; зменшення вагових і габаритних розмірів превентора в зв'язку з можливістю зменшення потужності гідроприводу. При впровадженні запропонованої модернізації економічний ефект складатиме 74649 грн., що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення універсального превентора.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” вдосконалені методи герметизації ущільнювача превентора, 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 превентора 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 превентора.

4. Проведені розрахунки в розділі "Розрахунки працездатності" підтверджують ефективність технічного рішення з модернізації універсального превентора, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000 ЕУ, особливості проведення монтажу проти викидного обладнання та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, отримано 19 робітників. У розділі також описані умови експлуатації противикидного обладнання, подані типові види і причини спрацювання та відмов елементів обладнання, а також умови експлуатації та аналіз діючих навантажень, технологія відновлення спрацьованих деталей превенторів. Проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті проти викидного обладнання, методи і засоби для забезпечення нормальних умов його експлуатації, дано пропозиції по забезпеченню безпеки технологічного процесу, описані заходи з пожежної безпеки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Баласанян Р.А. Атлас деталей машин: Навч. посібник для техн. вузів. – Харків: Основа, 1996. – 134 с.

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

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

4. Бойчук Ю. Д. Шульга М. В. Основи екології та екологічного права. Навч. посіб. Університетська книга – Суми-Київ, 2005. – 235 с.

5. Вольченко О.І. Курс лекцій з деталей машин та тестові завдання / О.І. Вольченко, В.С. Ловейкін, Д.Ю. Журавльов, В.Я. Малик – Івано-Франківськ. Вид-во Прикарпатського університету ім. Василя Стефаника, 2011. – 246 с.

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

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

8. ДНАОП 0.00-1.32-01. Електрообладнання спеціальних установок.

9. ДсанПін 3.3.2.007-98. Норми опромінення при виконанні робіт.

10. ДБН В. 1.1.-7-2002. Державні будівельні норми України. Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва - К.: - 2002.

11. Деталі машин. Методичні вказівки до самостійної роботи. Розділ «Механічні передачі» для студентів інженерно-технічних спеціальностей вищих навчальних закладів. / Стаценко В.Є . – Житомир: ЖДТУ, 2008. – 82 с.

12. Економіка підприємства: Навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / Я. С. Витвицький, У. Я. Витвицька, М. О. Данилюк, А. О. Устенко, І. І. Цигилик. За ред.. Я.С.Витвицького – Івано-Франківськ : IME, 2002. – 318 с.

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

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

15. Закон України «Про охорону праці».

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

17. 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.

18. Кран кульовий КК-65х14. Керівництво з експлуатації.

19. Коновалюк Д.М. Деталі машин: Підручник / Д.М. Коновалюк, Р.М. Ковальчук – Вид. 2-ге. – К.: Кондор, 2004. – 584 с.

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

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

22. Курмаз Л.В. Основи конструювання деталей машин / Л.В. Курмаз – Харків: Підручник НТУ ХПІ, 2010. – 531 с.

23. Крижанівський Є.І. Системи верхнього привода в бурових установках: аналітичний огляд параметрів і конструкцій / Є.І. Крижанівський, Ю.В. Міронов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 56 с.

24. Малащенко В.О. Деталі машин. Збірник завдань та прикладів розрахунку / В.О. Малащенко, В.Т. Павлище – Львів. Новий світ – 2000, 2011. – 216 с.

25. Міняйло А.В. Деталі машин. Підручник / А.В. Міняйло, Л.М. Тіщенко, Д.І. Мазоренко та інш. – К.: «Агроосвіта», 2013. – 448 с.

26. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння – 2004. – 294 с.

27. НПАО 1.1-21.1-20-08. Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України.

28. Овчаров Б.З. Розрахунки і проектування деталей машин / Б.З. Овчаров, А.В. Міняйло, Д.І. Мазоренко, Л.М. Тіщенко – Харків: ХНТУСГ, 2008. – 315 с.

29. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: Навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк, У. Я. Витвицька, В. М. Чарковський. За ред. М. О. Данилюк. – Івано-Франківськ, 2009. – 364 с.

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

31. Покропивний С.Ф. Економіка виробництва. - К.ІКНЕУ, 2001. - 528 с., іл.

32. Павлище В.Т. Основи конструювання та розрахунок деталей машин / В.Т. Павлище. – К.: Вищ. шк., 2003. – 560 с.

33. Павловський М.А. Теоретична механіка. / М.А. Павловський – К.: Техніка, 2002. -- 512 с.

34. Перелік потенційно небезпечних об'єктів Полтавської області, які зареєстровані у Державному реєстрі потенційно небезпечних об`єктів. Електронний доступ: http://sfd.archives.gov.ua/user-files/Poltava.pdf.

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

36. 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.

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

38. Райковська Г.О. Деталі машин. Курсове проектування: навч.-метод. посібник / Г.О. Райковська, В.Д. Головня. – Житомир: ЖДТУ, 2016. – 126 с.

39. Світлицький В.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвіснко, В.І. Коцаба – Харків. – КП "Міська друкарня", 2014. – 352 с.

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