

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. Зарубина *напис*  
*С. Гаврик*

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження роботи противикидного обладнання для герметизації  
гірла свердловини з модернізацією універсального превентора

Пояснювальна записка

Керівник

Доцент Бучинський М.Я.

посада, наук. ступінь, ПІБ

*М.Я. Бучинський* 26.12.2024

підпис, дата

Виконавець роботи

Оболенцев Данило Борисович

студент, ПІБ

група 602/МН

*Д.Б. Оболенцев*  
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. Савчук В.М.

*В.М. Савчук*

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. Фішук Металієвська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. Савчук В.М.

*В.М. Савчук*

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. Голос Івасюк Т.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

23.01.2025

Полтава, 2025

## АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено порівняльно-критичний аналіз бурових установок для буріння глибоких розвідувальних та експлуатаційних свердловин та противикидного обладнання, 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, розрахований економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції універсального превентора.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” на основі досліджень модернізованого превентора побудовано графічну залежність середнього часу простою противикидного обладнання від глибини буріння свердловини.

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

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розглянуто комплекс робіт з монтажу та підготовки до експлуатації модернізованого обладнання, описано технічні заходи з обслуговування та ремонту противикидного обладнання, проаналізовані потенційні небезпеки при експлуатації противикидного обладнання, а також методи і засоби для забезпечення нормальних умов праці, наведені інженерні розрахунки.

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. Заремко

“ ” 20 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Оболенцев Данило Борисович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження роботи противикидного обладнання для герметизації гирла свердловини з модернізацією універсального превентора

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 № 818-Ф/2

2. Строк подання студентом роботи 27.12. 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Кондуктор  $d=426$  мм спускається на глибину 150 м з метою керування верхніх кустових порід формиса колона  $d=324$  мм спускається на глибину 300 м. Форма селарелли. Формиса колона  $d=245$  мм спускається на глибину 100 м.

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

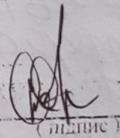
Презентація із демонстрацією результатів аналізу кожного, вихідні дані роботи, координату координату на шкатулках згідно. Опис основного технологічного обладнання, загальний вигляд обладнання, графічні результати моделювання, загальні висновки по роботі

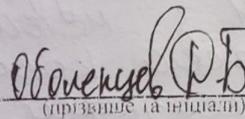
6. Дата видачі завдання 14.10.2024

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

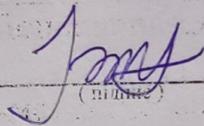
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-03.11
2	Експериментальна частина	04.11-24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11-15.12
4	Впровадження результатів досліджень	16.12-05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01-12.01
6	Попередні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

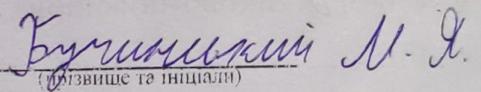
Студент

  
 (підпис)

  
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
 (підпис)

  
 (прізвище та ініціали)

1. Вибір та опис технологічного обладнання.....	6
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання .....	6
1.2 Конструкція вибраного обладнання.....	15
2. Опис технічної пропозиції.....	22
2.1 Опис модернізованої конструкції .....	22
2.2 Оцінка економічної ефективності.....	25
3. Дослідно-конструкторська робота.....	36
3.1 Визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого технічного рішення, які вимагають проведення науково-дослідних робіт..	36
3.2 Обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки .....	39
3.3 Дослідження гумового ущільнювача універсального превентора .....	41
4. Розрахунки працездатності.....	49
4.1 Розрахунок корпусу модернізованого превентора .....	49
4.2 Розрахунок кришки універсального превентора .....	52
4.3 Розрахунок покажчика положення ущільнювальної манжети .....	54
4.4 Розрахунок шпильок для кріплення фланця на міцність .....	56
5. Монтаж і експлуатація обладнання.....	57
5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу противикидного обладнання.....	57
5.2 Експлуатація та ремонт обладнання .....	63
5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації проти викидного обладнання .....	74
Висновки.....	87
Список використаної літератури .....	89

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Відкриті фонтани і викиди пластової рідини становлять небезпеку для обслуговуючого персоналу, призводять до забруднення навколишнього середовища і пожеж, гасіння яких вимагає великих матеріальних витрат. Противикидне обладнання призначено для герметизації гирла свердловини з метою запобігання відкритих викидів рідини або газорідинної суміші і фонтанів при бурінні, випробуванні та освоєнні свердловин. Основною причиною таких явищ є перевищення пластового тиску (тиску в продуктивному пласті покладу) над тиском стовпа промивальної рідини, яка заповнює свердловину.

Противикидне обладнання має мати абсолютну надійність та високу ступінь готовності. Лише за таких умов можна забезпечити своєчасне перекриття гирла свердловини при наявності або відсутності в ній бурильної колони.

Ефективність функціонування універсальних превенторів напряму залежить від довговічності та надійності роботи ущільнювальної манжети. На сьогодні найбільшого розповсюдження одержали універсальні превентори, які складаються із корпусу, кришки, запобіжної втулки і ущільнювальної манжети [7, 20]. Недоліком таких превенторів є неможливість визначення величини ходу ущільнювальної манжети і величини її зносу. Це суперечить вимогам безпеки праці. Універсальні превентори передбачають можливість розходжування і повертання труб при закритій ущільнювальній манжеті. Це призводить до її зносу, а, отже, до збільшення ходу поршня. При граничній величині зносу ущільнювальної манжети ходу поршня буде недостатньо для закривання ущільнювальної манжети і герметизації гирла, що може призвести до відкритого фонтану. Тому відсутність у превенторі покажчика, який буде забезпечувати контроль стану та величини ходу поршня, знижує безпеку його експлуатації. Це підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції

універсального превентора з метою підвищення надійності його роботи за рахунок можливості здійснення візуального контролю відкривання або закривання універсального превентора.

**Мета роботи.** Модернізація універсального превентора та дослідження роботи противикидного обладнання для герметизації гирла свердловини.

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

**Предмет дослідження.** Властивості і характеристики універсального превентора, оснащеного механізмом контролю положень плунжера.

**Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення.** При запровадженні модернізованої конструкції універсального превентора, який оснащений механізмом контролю положень плунжера, очікується: підвищення надійності роботи, міжремонтного ресурсу, загальної довжини бурильних труб із замками, що протягаються через закритий превентор під максимальним тиском, довговічність і ремонтпридатність превентора.

**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 88 сторінках комп'ютерного набору і містить 17 рисунків і 11 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 92 сторінки.

# 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 5200 м подана на рис. 1.1.

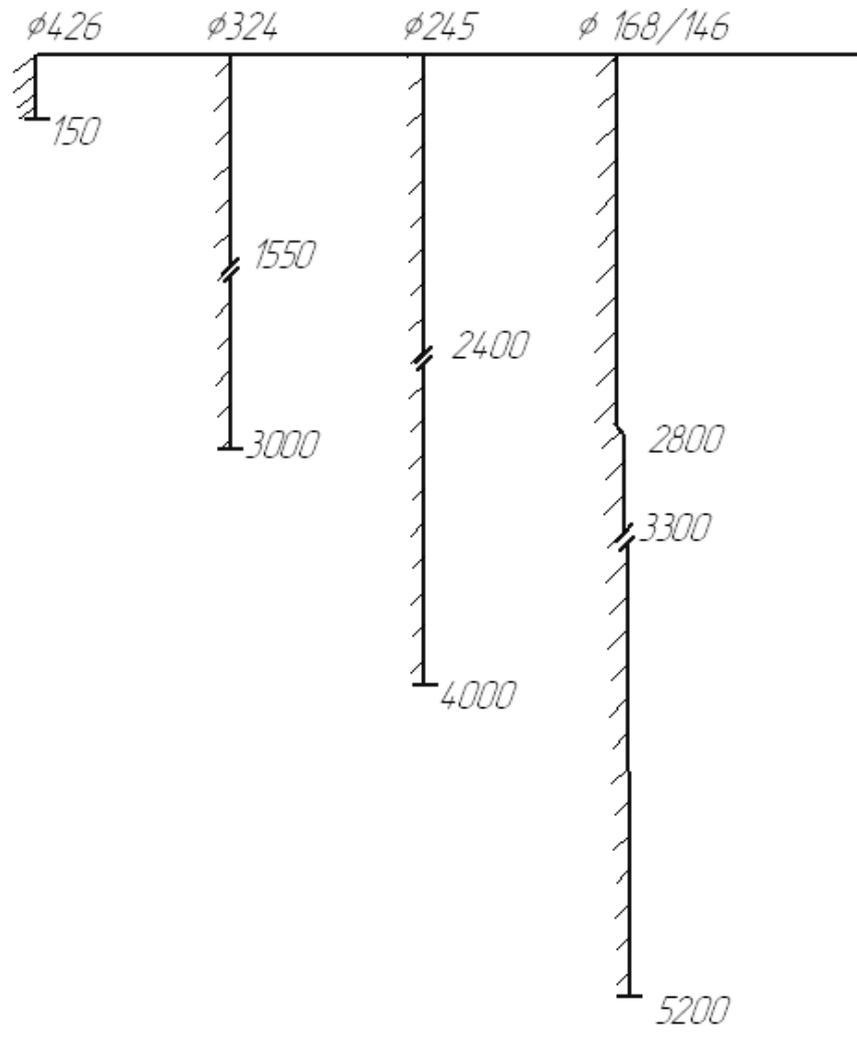


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

Кондуктор  $d = 426$  мм спускається на глибину 150 м з метою перекриття верхніх нестійких порід. Цементується по всій довжині.

Проміжна колона  $d = 324$  мм спускається на глибину 3000 м двома секціями із стиковками на глибині 1550 м з метою перекриття відкладів пермі, схильних до поглинань, а також кам'яно-вугільних відкладів, схильних до

обсипань і обвалів, ізоляції пластів з нижчим пластовим тиском. Цементується колона по всій довжині.

Проміжна колона  $d = 245$  мм спускається на глибину 4000 м двома секціями із стиковкою на глибині 2400 м з метою перекриття частини стрийських відкладів з аномально-високим пластовим тиском. Цементується колона по всій довжині.

Експлуатаційна колона  $d = 168/146$  мм спускається до проектної глибини 5200 м двома секціями із стиковкою на глибині 3300 м і переходом на глибині 2800 м. Цементується колона по всій довжині.

### 1.1.2 Розрахунок діаметрів доліт

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

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

де  $D_m$  – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб [11];

$2\Delta$  – величина проміжку між муфтою і стінками свердловини [11].

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

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

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

Під експлуатаційну колону  $D_{\text{дол}}^{146} = 166 + 20 = 186$  мм; приймаємо  $D_{\text{дол}}^{146} = 190$  мм.

### 1.1.3 Розрахунки обсадних і бурильних колон

#### 1.1.3.1 Визначення довжини ОБТ

Довжину ОБТ при бурінні під кожну обсадну колону визначаємо за формулою

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

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

$G$  – осьове навантаження на долото [11];

$q_{\text{ОБТ}}$  – вага 1 м.п. ОБТ [11];

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

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

Під кондуктор:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{426} = \frac{1,25 \cdot 60 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1120}{7850}\right)} = 55 \text{ м}$$

Під проміжну колону  $\phi 324$  мм:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{324} = \frac{1,25 \cdot 200 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 160 \text{ м}$$

Під проміжну колону  $\phi 245$  мм:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{245} = \frac{1,25 \cdot 180 \cdot 10^3}{1890 \left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 150 \text{ м}$$

Під експлуатаційну колону:

$$\ell_{\text{ОБТ}}^{146} = \frac{1,25 \cdot 140 \cdot 10^3}{970 \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} = 210 \text{ м.}$$

### 1.1.3.2 Визначення довжини бурильного інструменту

Розраховуємо бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону.

Для I-ої секції бурильної колони приймаємо бурильну трубу  $\phi 114$  мм із товщиною стінки 9 мм групи міцності Д. Визначаємо допустиму глибину

бурильних труб за формулою:

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

де  $q^I_{\text{нр.}}$  – вага 1 м.п. бурильної труби [11];

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

$$Q^I_{\text{дон}} = \frac{Q^I_{\text{р.}}}{K}, \quad (1.4)$$

де  $Q_p$  – розтягуюче навантаження, при якому напруження у тілі труби досягає межі текучості [11];

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

$$Q^I_{\text{дон}} = \frac{1950}{1,4} = 1393 \text{ кН};$$

$$\ell_{\text{дон}} = \frac{1393 \cdot 10^3 - 210 \cdot 970 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)}{277 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} + 210 = 5607 \text{ м}$$

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

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

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

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

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

$$Q^{\text{II}}_{\text{дон}} = \frac{2150}{1,4} = 1536 \text{ кН};$$

$$\ell^{II}_{дон.} = \frac{1536 \cdot 10^3 - 1393 \cdot 10^3}{305 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} = 572 \text{ м}$$

Третю секцію бурильних труб складемо із труб діаметром 140 мм із товщиною стінки 9 мм групи міцності Д. Допустиму довжину визначаємо аналогічно допустимій довжині 2-ої секції за формулою

$$\ell^{III}_{дон.} = \frac{Q^{III}_{дон.} - Q^{II}_{дон.}}{q^{III}_{пр.} \cdot \left(1 - \frac{j_{б.р.}}{j_m}\right)}; \quad (1.7)$$

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

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

$$Q^{III}_{дон.} = \frac{Q^{III}_p}{K} \quad (1.8)$$

$$Q^{III}_{дон.} = \frac{2400}{1,4} = 1714 \text{ кН}$$

$$\ell^{III}_{дон.} = \frac{1714 \cdot 10^3 - 1536 \cdot 10^3}{360 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} = 603 \text{ м}$$

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
140	9Д	360	603
127	9Д	305	572
114	9Д	277	4005
ОБТ-108	-	970	210

Таблиця 1.2 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону  $\phi$  245 мм

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	9Д	277	3850
ОБТ-197	-	1890	150

Таблиця 1.3 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону  $\phi$  324 мм

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	9Д	277	2840
ОБТ-203	-	1920	160

Таблиця 1.4 – Робочий інструмент при бурінні під кондуктор

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	9Д	277	95
ОБТ-203	-	1920	55

### 1.1.3.3 Визначення ваги колони бурильних і обсадних труб

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

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

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

$Q_{\text{ОБТ}}$  – вага колони ОБТ;

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

Під експлуатаційну колону:

$$Q_{\text{б.к.}}^e = (360 \cdot 603 + 305 \cdot 572 + 277 \cdot 4005 + 970 \cdot 210) \cdot 1,3 = 2216013 \text{ Н} \approx 2216 \text{ кН}$$

Під проміжну колону  $\phi$  245 мм:

$$Q_{\text{б.к.}}^{np} = (277 \cdot 3850 + 1890 \cdot 150) \cdot 1,3 = 1754935 \text{ Н} \approx 1755 \text{ кН}$$

Під проміжну колону  $\phi$  324 мм:

$$Q_{\text{б.к.}}^{np} = (277 \cdot 2840 + 1920 \cdot 160) \cdot 1,3 = 1422044 \text{ Н} \approx 1422 \text{ кН}$$

Під кондуктор:

$$Q_{\text{б.к.}}^k = (277 \cdot 95 + 1920 \cdot 55) \cdot 1,3 = 171490 \text{ Н} \approx 172 \text{ кН}$$

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

для обсадної колони  $k = 1,15$ .

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

1-ша секція довжиною 1900 м:

$$Q^I_e = (3300 \cdot 277 + 780 \cdot 393 + 1120 \cdot 360) \cdot 1,15 = 1867301 \text{ Н} \approx 1867 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 3300 м:

$$Q^{II}_e = (1330 \cdot 471 + 1470 \cdot 435 + 500 \cdot 393) \cdot 1,15 = 1682278,7 \text{ Н} \approx 1682 \text{ кН}$$

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

1-ша секція довжиною 1600 м:

$$Q^I_{np} = (2400 \cdot 277 + 220 \cdot 627 + 1380 \cdot 568) \cdot 1,15 = 1824567 \text{ Н} \approx 1825 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2400 м:

$$Q^{II}_{np} = (1100 \cdot 824 + 900 \cdot 693 + 400 \cdot 627) \cdot 1,15 = 2048035 \text{ Н} \approx 2048 \text{ кН}$$

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

1-ша секція довжиною 1450 м:

$$Q^I_{np} = (1550 \cdot 277 + 500 \cdot 918 + 950 \cdot 839) \cdot 1,15 = 1938210 \text{ Н} \approx 1938 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 1550 м:

$$Q^{II}_{np} = (1200 \cdot 996 + 350 \cdot 918) \cdot 1,15 = 1743975 \text{ Н} \approx 1744 \text{ кН}$$

Визначаємо вагу кондуктора діаметром 426 мм і довжиною 150 м:

$$Q_k = 150 \cdot 1260 \cdot 1,15 = 217350 \text{ Н} \approx 217 \text{ кН}$$

Таблиця 1.5 – Зведена вагова характеристика обсадних і бурильних колон

№ $n/n$	Назва колони	Діаметр труб, мм	Товщина стілки, мм і група міцн.	Глибина спуску, м	Вага колони, кН
1	Бурильний інструмент під експлуатаційну колону	140	9Д	674	2216
		127	9Д	656	
		114	9Д	3660	
		ОБТ-146	-	210	
2	Бурильний інструмент під	127	9Д	190	1755
		114	9Д	3660	

	проміжну колону $\varnothing$ 245 мм	ОБТ-197	-	150	
3	Бурильний інструмент під проміжну колону $\varnothing$ 324 мм	114 ОБТ-203	9Д -	2840 160	1422
4	Бурильний інструмент під кондуктор	114 ОБТ-203	9Д -	95 55	172
5	Експлуатаційна колона	114 146	9Д 11Л 11Е 10К 10Д	3300 300 480 720 400	1867
		168 146	12К 11К 11Д 11Л	1330 800 670 500	1682
6	Проміжна колона $\varnothing$ 245 мм	114 245	9Д 10К 9Д 9К	2400 220 740 640	1825
		245	13,84Р110 11Д 10К	1100 900 400	2048
7	Проміжна колона $\varnothing$ 324 мм	114 324	9Д 11Д 10К 10Д	1550 500 310 640	1938
		324	12К 12Д 11К	220 980 350	1744
8	Кондуктор	426	12Д	150	217

#### 1.1.4 Вибір типу бурової установки та її технічна характеристика

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

$$G_{\text{б.у.}} \geq G_{\text{max}}; \quad 2500 \geq 2216.$$

Тому вибираємо бурову установку НБО-Д з найбільшою

вантажопідйомністю 2500 кН. Враховуючи, що максимальний тиск на гирлі при бурінні проектованої свердловини глибиною 5200 м складатиме 35 МПа, для обв'язки гирла свердловини вибираємо схему превенторної установки із трьома превенторами і трьома лініями маніфольда ОП-230х350 (рис. 1.2).

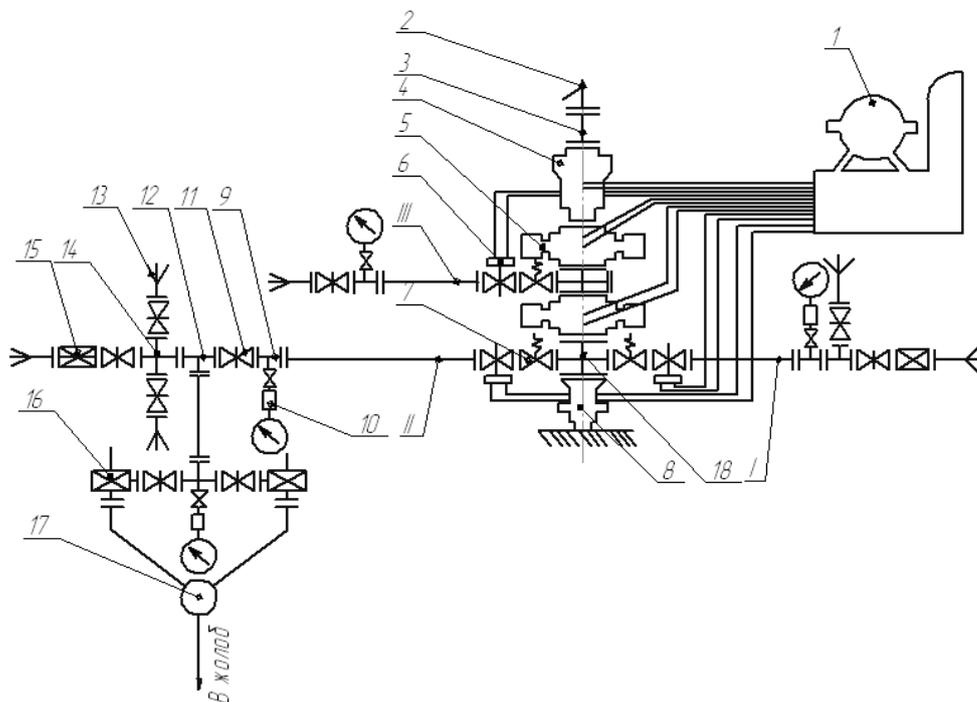


Рисунок 1.2 – Схема превенторної установки ОП-230х350:

- I – лінія глушіння; II – лінія дроселювання; III – резервна лінія; 1 – установка гідравлічного управління; 2 – жолоб роз'ємний; 3 – фланцева котушка; 4 – універсальний превентор; 5 – плашковий превентор; 6 – засувка прямоточна гідропривідна; 7 – відсікач; 8 – колонна головка; 9 – фланець; 10 – роздільник; 11 – засувка прямоточна; 12 – трійник; 13 – з'єднання швидкознімне; 14 – хрестовина; 15 – штуцер швидкоз'ємний; 16 – штуцер регулюючий; 17 – камера відбійна; 18 – хрестовина гирлова

Згідно вибраної схеми на колонній головці встановлюється гирлова хрестовина 18, два плашкових превентори 5, розділених між собою хрестовиною, і універсальний превентор 4. Маніфольд превенторної установки має три струни I, II і III. Маніфольд превенторної установки складається із гідропривідних засувок 6, засувок 11 із ручним управлінням, регулюючих 16 і

швидко знімних 15 штуцерів, вентилів з манометрами, хрестовин, катушок, трійників і т. д. Регулюючі штуцери 16 із відбійною камерою 17 встановлюються на нижній струні, нижче першого плашкового превентора. При такому розміщенні регулюючих штуцерів забезпечується більша надійність проти викидного обладнання, так як при закриванні нижнього превентора верхній не піддається дії робочого середовища із свердловини. При виході з ладу ущільнень нижнього превентора верхній може перекрити гирло свердловини.

## **1.2 Конструкція вибраного обладнання**

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 (рис. 1.3) і механічного приводу, що застосовується як дублюючий.

Станція керування противикидним обладнанням призначена для керування превенторами і гідропривідними засувками маніфольда, що входять до складу комплексу ПВО і обігріву превенторів робочою рідиною в холодну пору року, з метою виконання необхідних технологічних операцій при бурінні та капітальному ремонті нафтових і газових свердловин.

Станція забезпечує:

- безперебійну подачу робочої рідини до гідропривідних систем ПВО по команді з основного пульта керування або дистанційного пульта керування бурильника;
- підтримку необхідного тиску робочої рідини.



Рисунок 1.3 – Станція керування противикидним обладнанням:  
 1 – насос трьохплунжерний з електроприводом; 2 – масляний бак;  
 3 – пульт керування електродвигуном; 4 – вимірювальні прилади;  
 5 – пневмогідроакумулятор; 6 – регулюючий клапан;  
 7 – гідророзподільний кран керування; 8 – насос з пневмоприводом.

Комплект обладнання:

- насосно-акумуляторна станція з основним пультом керування;
- дистанційний пульт керування бурильника;
- гнучкі з'єднувальні рукави високого тиску.

Станція оснащена наступними елементами:

- пневмогідролічними акумуляторами поршневого або балонного типу, що піддуваються азотом;
- основним і допоміжним насосами;
- вимірювальними приладами, змонтованими на пульті керування;
- електрогідролічними перетворювачами для перетворення гідравлічного тиску в електричні сигнали, що передаються на дистанційний

пульт керування;

- запобіжними і регулюючими клапанами;
- гідророзподільними кранами для керування превенторами та

засувками.

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, що забезпечує безпечність доступу до нього у разі виникнення пожежі.

Допоміжний пульт розташовується біля пульта бурильника і дублює основний пульт управління. Механічний привід використовується для закривання плашкових превенторів у випадку відмови гідравлічного приводу, а також для фіксації плашок в закритому стані на тривалий час [41].

Основний і допоміжний пульти монтуються на окремих рамах, що є компактними транспортабельними блоками. Загальне уявлення про принцип дії приводу противикидного обладнання можна отримати з розгляду схеми на рис. 1.4.

Масло, використовуване як робоча рідина гідроприводу, з бака 18 по маслозбірнику 12 засмоктується шестеренчастим насосом 10 і нагнітається через зворотний клапан 8 і фільтр 6 в гідроаккумулятор 20, що є сферичним балоном з діафрагмою, і відокремлює масло від азоту, який заповнює наддіафрагмову камеру гідроаккумулятора.

У міру надходження масла об'єм газової камери зменшується і внаслідок цього тиск газу в гідроаккумуляторі зростає. Робочий тиск в гідроаккумуляторі не перевищує 10 МПа і обмежується запобіжним клапаном 7 [20, 38]. Завдяки гідроаккумулятору можна накопичити енергію, яка необхідна для оперативного управління превенторами і засувками, використовуючи при цьому насоси порівняно невеликої потужності. Гідроаккумулятор закачується азотом тиском до 6,0 МПа.

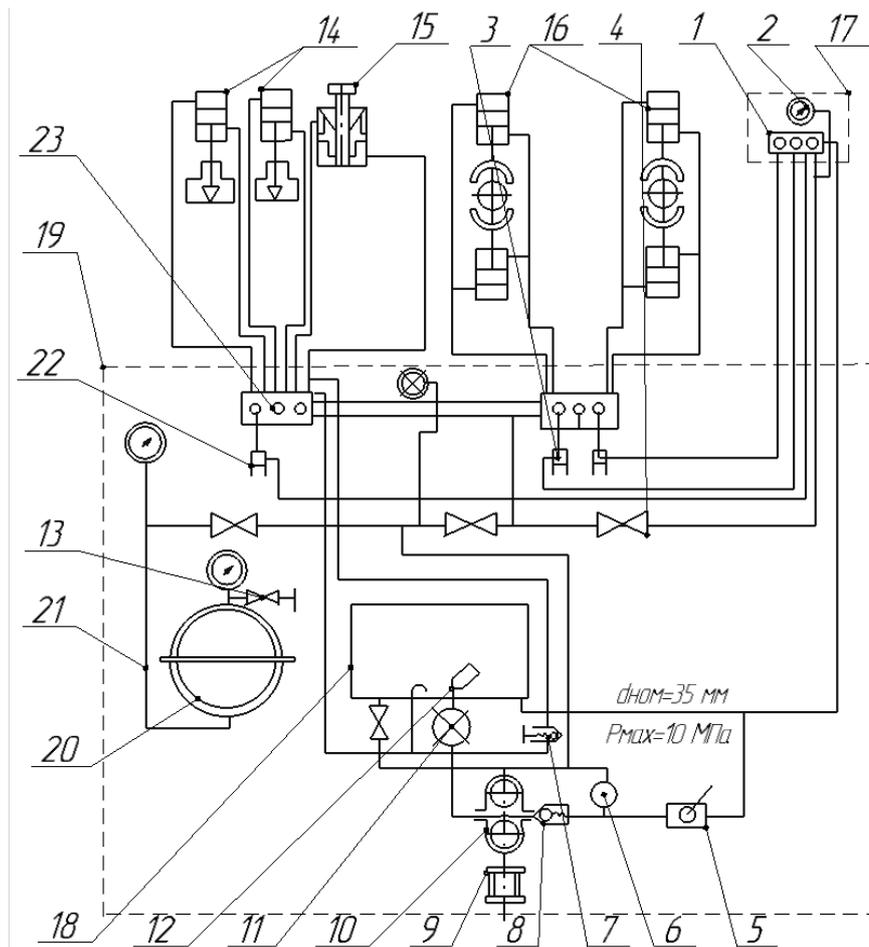


Рисунок 1.4 – Система керування превенторною установкою:

- 1, 23 – блок розподільників; 2 – манометр; 3 – блокувальний циліндр;  
 4 – вентилі; 5 – ручний насос; 6 – масляний фільтр; 7 – запобіжний клапан;  
 8 – зворотний клапан; 9 – електродвигун; 10 – масляний насос; 11 – кран;  
 12 – маслосбірник; 13 – вентиль мастила; 14 – керовані засувки;  
 15 – універсальний превентор; 16 – плашкові превентори; 17 – допоміжний пульт;  
 18 – масляний бак; 19 – основний пульт; 20 – гідроакумулятор;  
 21 – трубопровід; 22 – циліндри

Управління плашковими превенторами і засувками з допоміжного пульта здійснюється за допомогою блоку розподільників 1, що подають масло в блокувальні циліндри 22 відповідних розподільників 14 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 1, керуючий універсальним превентором, живиться через регулюючий клапан, що автоматично підтримує встановлений тиск в запірній камері превентора при протягуванні через ущільнювач бурильних труб і замків [38].

Відпрацьоване масло з превенторів і засувок поступає в приймальний бак 18, з якого знову подається насосом 10 або 5 в гідроаккумулятор, здійснюючи замкнуту циркуляцію.

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

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

Параметр	Значення
Діаметр прохідного отвору, мм	230
Робочий тиск, МПа	35
Пробний тиск, МПа	70
Діапазон зміни діаметру прохідного отвору ущільнювача, мм	Від 230 до 0
Найбільший умовний діаметр труб, які пропускаються з підвіскою, мм	146
Висота не більше, мм	1170
Маса, кг	3300

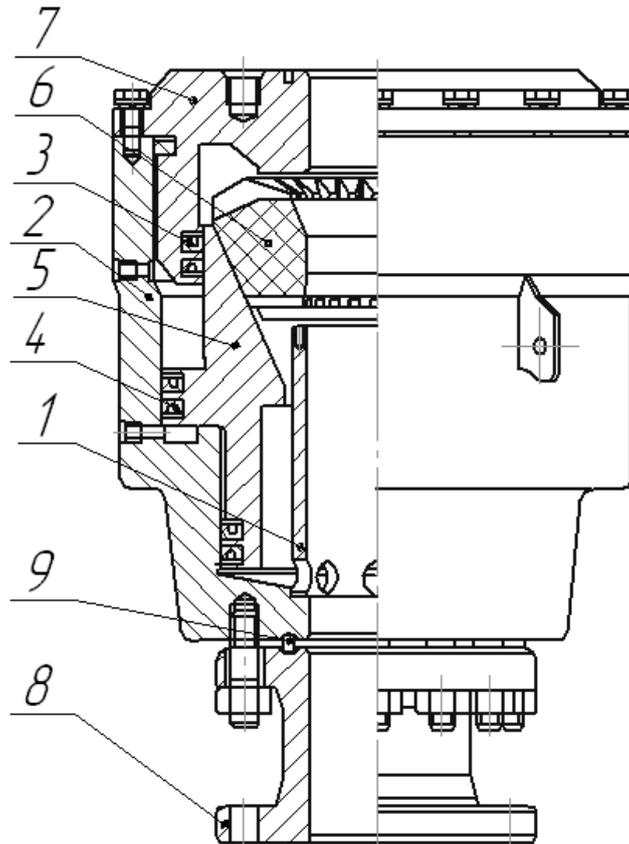


Рисунок 1.5 – Універсальний превентор ПУГ-230x350:

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

Універсальний превентор встановлюється на плашковий (одинарний або здвоєний) превентор з трубними плашками. Цей превентор є аварійним, якщо роботу розкритого пласта необхідно припинити в той момент, коли інструмент перебуває в свердловині. У цьому випадку закривають превентор з трубними плашками, а через відвід закачують обважену промивальну рідину. Превентор монтується на хрестовині, один патрубок якої служить для відводу виходячої із свердловини суміші, а другий приєднують до нагнітального трубопроводу бурового насоса.

## Висновки

За найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 5200 м вибрана бурова установка НБО-Д, 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 неможливість визначення величини ходу ущільнювальної манжети і величини її зносу, що суперечить вимогам безпеки праці. При граничній величині зносу ущільнювальної манжети ходу поршня буде недостатньо для закривання ущільнювальної манжети і герметизації гирла, що може призвести до відкритого фонтанування. Тому відсутність у превенторі покажчика, що забезпечує контроль стану та величини ходу поршня, знижує безпеку експлуатації універсального превентора.

В наступних розділах магістерської роботи для усунення даних недоліків запропоноване технічне рішення з модернізації універсального превентора і будуть проведені дослідження його роботи.

## 2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

### 2.1 Опис модернізованої конструкції

Недоліком універсального превентора-аналога є неможливість визначення величини ходу ущільнювальної манжети і величини її зносу, що суперечить вимогам безпеки праці [27]. Це обумовлено тим, що превентори такого типу передбачають можливість проведення операцій розходжування і повертання труб при закритій ущільнювальній манжеті, що призводить до її зносу і, відповідно, до збільшення ходу поршня. При граничній величині зносу ущільнювальної манжети ходу поршня буде недостатньо для закривання ущільнювальної манжети і герметизації гирла, що може призвести до відкритого фонтану. Тому відсутність у превенторі покажчика, що забезпечує контроль стану та величини ходу поршня, знижує безпеку його експлуатації [37].

В даній магістерській роботі пропонується удосконалення конструкції універсального превентора з метою підвищення надійності його роботи за рахунок можливості здійснення візуального контролю відкривання або закривання універсального превентора.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що універсальний превентор містить корпус, кришку, плунжер і ущільнювальну манжету. У манжету встановлений механізм контролю положень плунжера, який складається зі ступінчастої втулки з осьовим отвором, манжети і штока. Механізм контролю положень плунжера з одного боку рухомо розміщується в осьовому отворі втулки, а з іншого боку жорстко закріплений в плунжері. Крім того, в кришці виконаний отвір для розміщення ступінчастої втулки.

Дана конструкція механізму контролю положень плунжера дозволяє візуально контролювати положення плунжера залежно від положення штока щодо верхньої площини кришки. Завдяки цьому судять про відкривання або закривання превентора, цим самим підвищується надійність роботи

універсального превентора [39].

Модернізований універсальний превентор (рис. 2.1) складається з корпусу 1, кришки 4, плунжера 7 і ущільнювальної манжети 2. Внутрішня порожнина корпусу 1 розділена на запірну і розпірну гідравлічні камери. В отворі кришки 4 встановлена манжета 19, підтиснута ступінчастою втулкою 18, жорстко з'єднаною з кришкою 2. В осьовому отворі ступінчастої втулки 18 розміщений шток 17, нижній кінець якого жорстко з'єднаний із плунжером 7 [37].

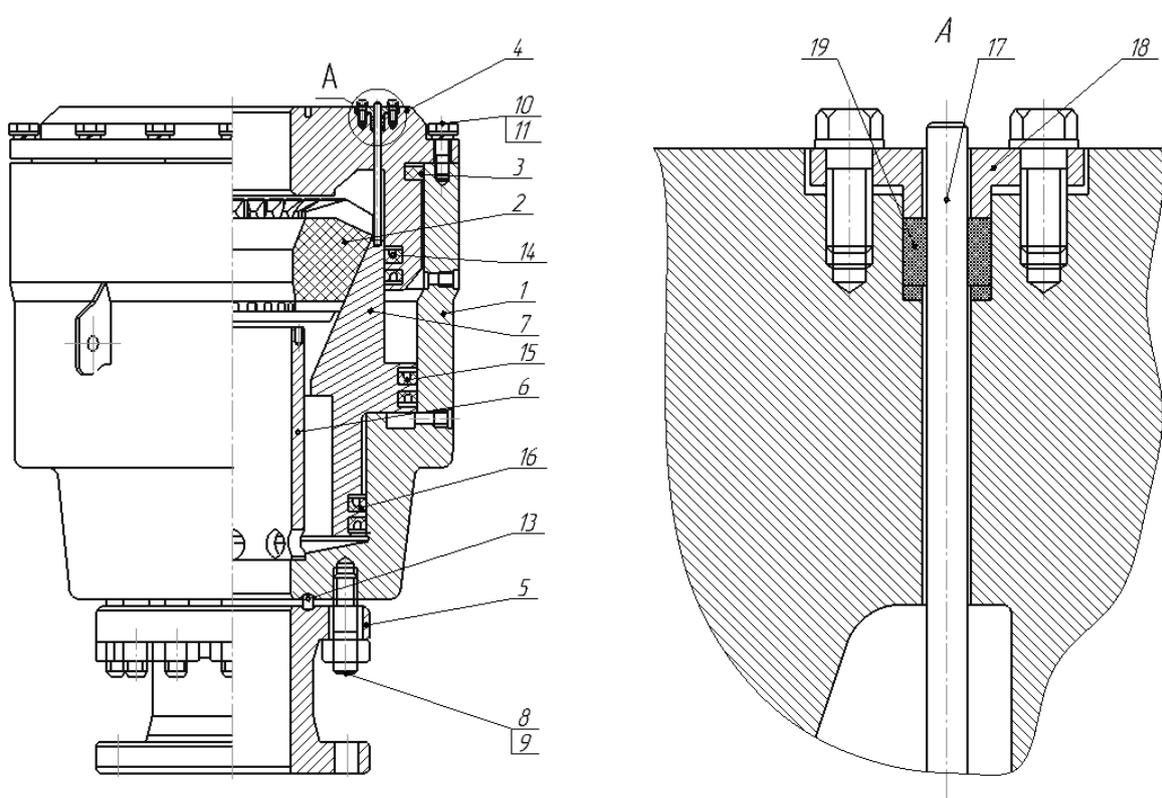


Рисунок 2.1 – Модернізований універсальний превентор:

- 1 – корпус; 2 – ущільнювальна манжета; 3, 14, 15, 16 – ущільнення; 4 – кришка;  
5 – фланець; 6 – ущільнювальний елемент; 7 – плунжер; 8, 9, 10, 11 – кріпильні елементи; 13 – ущільнювальне кільце; 17 – шток; 18 – втулка ступінчаста;  
19 – манжета

Шток 17 має градування, що вказує на відкривання або закривання превентора на трубі визначеного діаметра або без труби при визначеному тиску у свердловині (рис. 2.2).

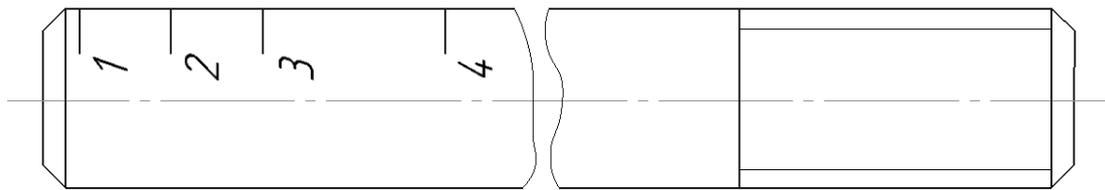


Рисунок 2.2 – Шток модернізованого універсального превентора

Модернізований універсальний превентор працює таким чином.

Для закривання превентора в запірну гідравлічну камеру подається під тиском робоча рідина. При цьому плунжер 7 і з'єднаний з ним шток 17 переміщуються угору, завдяки чому стискається ущільнювальна манжета 2, яка переміщається у радіальному напрямку. Колона труб обтискається, а при відсутності колони труб перекривається ствол свердловини. Шток 17 проходить через манжету 2 і осьовий отвір ступінчастої втулки 18 (рис. 2.3), кришки 4 і виходить назовні.

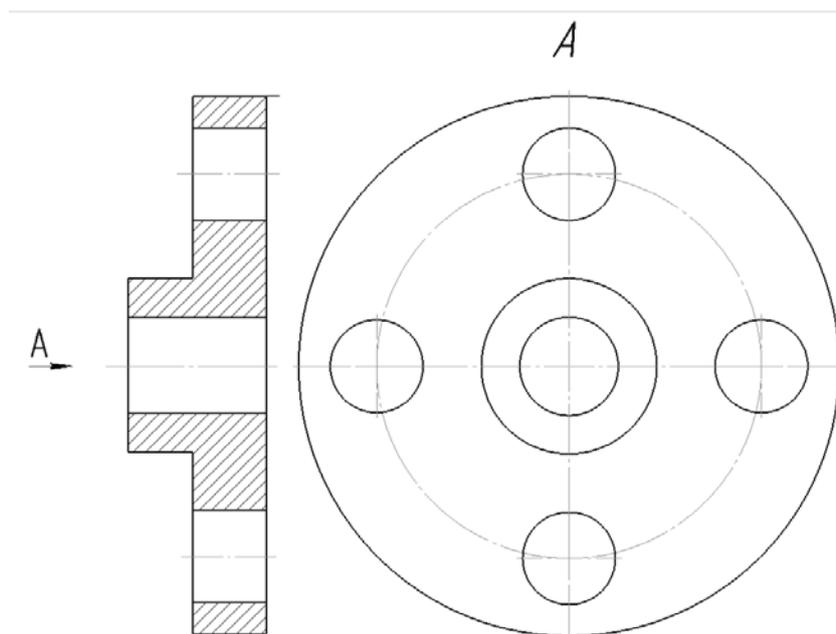


Рисунок 2.3 – Ступінчаста втулка модернізованого універсального превентора

По розміщенню штока над кришкою превентора (рис. 2.4) візуально визначається закривання превентора [39].

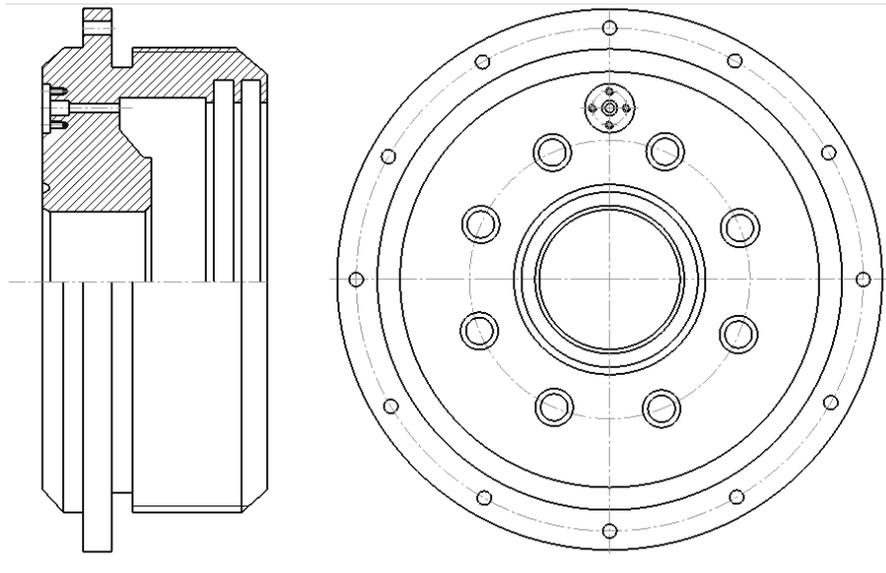


Рисунок 2.4 – Кришка модернізованого універсального превентора

Для відкриття превентора робоча рідина під тиском подається у верхню розпірну гідравлічну камеру універсального превентора, а запірна гідравлічна камера з'єднується зі зливом. Плунжер 7 переміщується вниз, звільняючи ущільнювальну манжету. Шток 17 також опуститься вниз в осьовий отвір ступінчастої втулки 18 нижче кришки превентора. Це візуально свідчить про відкриття превентора.

## 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

$$E = \left[ C_{AT} \cdot k_1 \cdot k_2 + \frac{\Delta I - E_n \cdot (K'_2 - K'_1)}{(1/T_2) + E_n} - C_{HT} \right] \cdot n, \text{ грн.}, \quad (2.1)$$

де  $C_{AT}$  та  $C_{HT}$  – 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.

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

$K'_1, K'_2$  – 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,  $n = 1$ .

### 2.1.1 Визначення собівартості та оптової ціни універсального превентора

Собівартість універсального превентора-аналога визначимо за формулою

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

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 магістерській роботі 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

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

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;

$\tau_n$  – коефіцієнт зміни собівартості аналогічної техніки, що відповідає порядковому номеру розрахункового року.

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

Собівартість модернізованого універсального превентора визначимо за формулою

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

де  $B_{вив.}^{ед.}$  – вартість виведених вузлів і деталей з конструкції аналога після модернізації;  $B_{вив.}^{ед.} = 0$  грн., оскільки із конструкції превентора-аналога не виводяться вузли і деталі;

$B_{введ.}^{ед.}$  – 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	Показник положення ущільнювальної манжети	1	1500
2	Корпус показника	1	1380
Всього витрат на вузли			2880

Собівартість модернізованого універсального превентора становить

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

Оптова ціна універсального превентора розраховується за формулою

$$C_{HT} = C_{HT} \cdot (1 + P_c), \text{ грн.} \quad (2.5)$$

$$C_{HT} = 186115 \cdot (1 + 0,3) = 241949,5 \text{ грн.}$$

Знайдемо розрахунково-балансову вартість універсального превентора

$$C_{HT(AT)}^{\circ} = C_{HT(AT)} \cdot k_B, \text{ грн.,} \quad (2.6)$$

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

$$k_B = 1,12.$$

$$C_{AT}^{\circ} = 235000 \cdot 1,12 = 263200 \text{ грн.};$$

$$C_{HT}^{\circ} = 241949,5 \cdot 1,12 = 270983,4 \text{ грн.}$$

2.2.2 Розрахунок річного фонду роботи універсального превентора

$$T_p = \frac{T_{\phi}}{\frac{1}{k_{zm} \cdot t_{zm}} + D_p^I}, \text{ маш. - год.,} \quad (2.7)$$

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

$k_{zm}$  – коефіцієнт змінності роботи універсального превентора,  $k_{zm} = 4$ ;

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

тижня  $t_{zm} = 6$  год;

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

Простой у всіх видах технічного обслуговування та ремонту визначаються:

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

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;

$T_{\text{ц}}$  – час міжремонтного циклу.

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

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

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

Таблиця 2.2 - Технічне обслуговування та ремонт універсального превентора

Вид технічного обслуговування, ремонту	Періодичність виконання тех. обслуговування та ремонтів, маш.-год ( $T_{\text{ц}}$ )	Кількість тех. обслуговувань та ремонтів в одному ремонтному циклі ( $a_i$ )	Тривалість одного технічного обслуговування та ремонту, роб.днів ( $d_{pi}$ )	Трудомісткість виконання одного ТО й ремонту, нормо-год ( $r_i$ )
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

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

Знайдемо річний ефективний фонд роботи обладнання до і після модернізації

$$T_p^{AT} = \frac{365}{\frac{1}{6 \times 4} + 0,023} = 5644 \text{ год};$$

$$T_p^{HT} = \frac{365}{\frac{1}{6 \cdot 4} + 0,018} = 6117 \text{ год}.$$

Коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації буде дорівнювати

$$k_1 = \frac{6117}{5644} = 1,084.$$

Знайдемо коефіцієнт зміни строків служби

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

$P_{AT}$ ,  $P_{HT}$  – 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;

$$P_{AT} = 1/7,23 = 0,1383;$$

$$P_{HT} = 1/9 = 0,1111.$$

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

$$k_2 = \frac{0,1383 + 0,15}{0,1111 + 0,15} = 1,104$$

### 2.2.3 Визначення економії експлуатаційних витрат

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою:

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

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:

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

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

Загальні поточні витрати підприємства визначаються за формулою:

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

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:

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

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

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

$B$  - 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:

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

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:

$$S_{зп} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 5644 \cdot 19,84 \cdot (1 + 0,3852) = 252054,54 \text{ грн};$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_{зп} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 6117 \cdot 19,84 \cdot (1 + 0,3852) = 273178,17 \text{ грн}.$$

Визначаємо витрати на капітальний ремонт універсального превентора:

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

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:

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

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:

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

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

Розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

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

де  $C_p$  - 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 2.2;

$r_i$  - трудомісткість ТО і ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.2.

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

- для аналогового універсального превентора:

$$S_{тов} = \frac{5644}{4500} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,32 \cdot (12 \cdot 20 + 5 \cdot 120) \cdot (1 + 0,3852) = 41074,05 \text{ грн};$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_{тов} = \frac{6117}{5580} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,32 \cdot (12 \cdot 20 + 5 \cdot 120) \cdot (1 + 0,3852) = 35900,24 \text{ грн};$$

Визначимо витрати на матеріали і запчастини:

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

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 2.19 розрахуємо витрати на матеріали і запчастини:

- для аналогового універсального превентора:

$$S_{том} = 1,1 \cdot \frac{41074,05 \cdot (1 - 0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 26709,19 \text{ грн};$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_{том} = 1,1 \cdot \frac{35900,24 \cdot (1 - 0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 23344,82 \text{ грн}.$$

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

- для аналогового універсального превентора:

$$S = 252054,54 + 14476 + 41074,05 + 26709,19 = 334313,78 \text{ грн};$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S = 273178,17 + 14904 + 35900,24 + 23344,82 = 347327,23 \text{ грн}.$$

Визначаємо вартість 1 маш.-год роботи універсального превентора:

- для аналогового універсального превентора:

$$S_1 = \frac{334313,78}{5644} = 59,23 \text{ грн / маш. - год};$$

- для модернізованого універсального превентора:

$$S_1 = \frac{347327,23}{6117} = 56,78 \text{ грн / маш. - год}.$$

Економія експлуатаційних витрат складе:

$$\Delta I = (59,23 - 56,78) \cdot 6117 = 14986,65 \text{ грн}.$$

2.2.4 Визначення економічної ефективності модернізації універсального превентора

Економічну ефективність модернізації універсального превентора визначаємо за формулою 2.1.

$$E = \left[ 263200 \cdot 1,084 \cdot 1,104 + \frac{14986,65}{0,1111 + 0,15} - 270983,4 \right] \cdot 1 = 101400 \text{ грн}$$

## Висновки

Суть технічного рішення з модернізації універсального превентора полягає в тому, що порівняно з аналогом, у модернізованому превенторі в отворі кришки встановлена манжета, підтиснута ступінчастою втулкою, жорстко з'єднаною з кришкою. В осьовому отворі ступінчастої втулки розміщений шток, нижній кінець якого жорстко з'єднаний із плунжером.

Запропоноване технічне рішення з модернізації універсального превентора забезпечує підвищення надійності роботи, міжремонтного ресурсу, загальної довжини бурильних труб із замками, що протягаються через закритий превентор під максимальним тиском, довговічність і ремонтпридатність превентора.

При впровадженні запропонованого модернізованого універсального превентора економічний ефект складатиме 101,4 тис. грн., що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

## 3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

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

Важливу роль в комплексі обладнання бурових установок відіграє противикидне обладнання. Воно повинно відповідати всім вимогам, які обумовлені техніко-технологічними і гірничо-геологічними умовами роботи при спорудженні свердловини, а також відповідати всім експлуатаційним показникам та володіти високою надійністю.

Дослідженню процесу герметизації устя свердловини присвячено роботи І.В. Костриби, У.К. Гоінса, Р. Шеффілда, С.Г. Бабаєва, А.А. Даніеляна, В.А. Калєнтьєва, О.А. Блохіна, Д.В. Римчука, В.Г. Шульги [41], Г.М. Гульянца, В.Д. Шевцова та ін. Аналіз опублікованих праць у даному напрямі досліджень та недавні аварії на родовищах світу свідчать, що існують певні проблеми під час експлуатації противикидного обладнання, яке використовується при бурінні свердловин. Тому проблема підвищення надійності противикидного обладнання є актуальною і потребує подальшого розвитку.

Невирішеними на даний час залишаються питання надійності противикидного обладнання, зокрема, не вивчена інтенсивність відмов превенторів та їх складових частин, інтенсивність відмов ліній глушіння.

Метою досліджень є оцінка надійності противикидного обладнання, що використовується при бурінні свердловин.

На рис. 3.1 зображено типову схему противикидного обладнання. Під час експлуатації обладнання з ладу можуть виходити такі елементи противикидного обладнання: головна система керування, лінії глушіння та дроселювання, клапани ліній глушіння та дроселювання, плашкові превентори, універсальний превентор, з'єднувачі.

Під час збирання даних про надійність противикидного обладнання, було розглянуто лише період буріння. Період буріння – це час від початку буріння

до залишення місця буріння. Якщо буріння охоплювало регулярне тестування свердловини, то цей процес розглядається як частина буріння свердловини. Капітальний ремонт не включений.

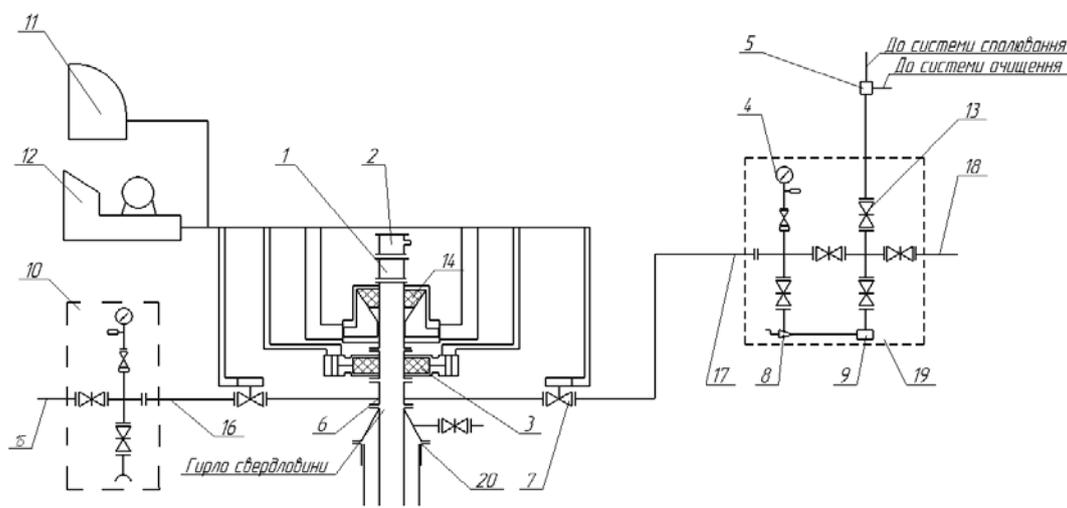


Рисунок 3.1 – Схема противиکیدного обладнання:

- 1 – надпревенторна котушка; 2 – роз’ємний жолоб; 3 – превентор плашковий;  
 4 – манометри; 5 – сепаратор; 6 – гирлова хрестовина; 7 – засувка з гідравлічним керуванням; 8 – регульований дросель; 9 – камера відбійна з розрядним пристроєм; 10 – блок глушіння; 11 – допоміжний пульт; 12 – станція управління; 13 – засувки з ручним керуванням; 14 – превентор універсальний; 15 – лінія до бурових насосних установок або прямий скид; 16 – лінія глушіння; 17 – лінія дроселювання; 18 – прямий скид; 19 – блок дроселювання; 20 – колонна головка

Загальна кількість різних свердловин, де використовувалось противиکیدне обладнання, що входить в дослідження, становить 83. Бокові відводи ствола свердловини розглядалися як окремі свердловини.

Основним джерелом даних для цього дослідження були щоденні звіти по бурінню із свердловин, що були включені в дослідження. Хронологічний опис діяльності у щоденних звітах буріння був дуже важливим, але також і спостереження на родовищах в багатьох випадках надають додаткову інформацію про відмову.

Інформація про бурові установки та противикидне обладнання також було складено на основі інструкцій з експлуатації мобільних бурових установок [23], в тому числі огляд бурових установок. Деяку інформацію було також зібрано з домашніх сторінок бурових підрядників в мережі Інтернет.

Більшість блоків противикидного обладнання мають поєднання постійних плашок та плашок змінного діаметру. Дві установки мають тільки плашки змінного діаметру, в той час як одна має лише постійні плашки. Слід зазначити, що розташування плашок змінного діаметру змінюється. Інколи вважають за краще, щоб плашка змінного діаметру була нижньою трубною плашкою, в той час коли в більшості випадків встановлюють фіксовану плашку, як нижню трубну плашку.

Кількість штуцерів та глухих клапанів значно відрізняється. Для половини блоків противикидного обладнання використовується вісім клапанів. П'ять установок мають десять клапанів, а дві установки мають тільки чотири клапани. Тільки два блоки ПВО з 26, включених у дослідження мають нижній штуцер та глуху лінію виходу над нижньою трубною плашкою, в той час як залишається 24 блоки противикидного обладнання, розташованих нижче трубних плашок.

Крім того, деякі установки мають так звані глухі і запірні клапани, які знаходяться в лініях дроселювання і глушіння. Ці клапани, в принципі, ідентичні дроселюючим і запірним клапанам, але вони, як правило, відкриті. Основна мета цих клапанів є надання можливості перевірити дроселюючі лінії та лінії глушіння, коли дані лінії експлуатуються. Ці клапани не включені в дослідження як окремі елементи. Вони розглядаються як частина дроселюючих ліній та ліній глушіння.

При виконанні спуско-підйомних операцій без тиску на гирлі свердловини ущільнювальна манжета вільно пропускає колону труб, не піддаючись зносу, так як діаметр прохідного отвору в манжеті більше діаметра муфтових з'єднань колони.

### 3.2 Обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки

Дослідженню підлягає превентор універсальний гідравлічний з показником переміщення ущільнювальної манжети (в подальшому – превентор), який для герметизації гирла свердловини з метою попередження виникнення і ліквідації газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів.

Метою дослідження є перевірка функціональних можливостей і працездатності превентора у відповідності до вимог технічного завдання.

Для дослідження використовується стенд для гідравлічних досліджень універсального превентора (рис. 3.2). Для проведення дослідження використовується технічна вода.

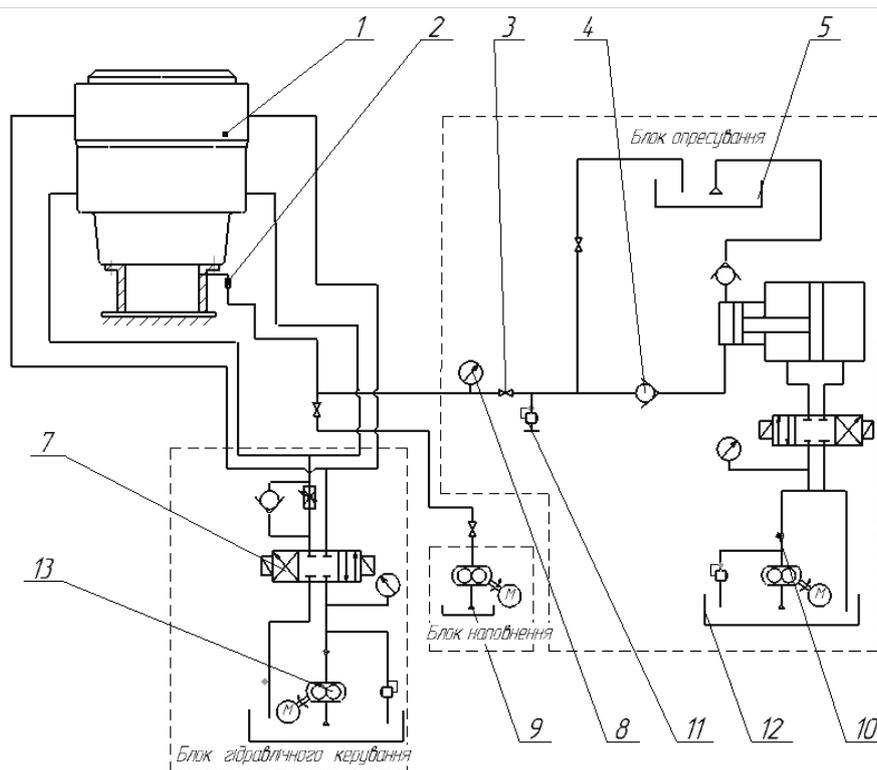


Рисунок 3.2 – Схема дослідження модернізованого універсального превентора на герметичність:

- 1 – кульовий кран; 2 – дросель; 3 – вентиль; 4 – клапан зворотній;  
5 – бак для опресувальної рідини; 6 – мультиплікатор; 7 – гідророзподільник;  
8 – манометр; 9 – фільтр грубої очистки; 10 – фільтр; 11 – клапан запобіжний;  
12 – бак масляний; 13 – насос масляний

Після монтажу установки проводиться дослідження універсального превентора на герметичність. Тиск рідини під час досліджень становить 35 МПа. При цьому мастило поступає на масляний насос 13 з масляного бака 12 через фільтр грубої очистки 9. Очищення мастила забезпечить фільтр тонкої очистки 10. Тиск в системі випробовування універсального превентора контролюється манометром 8. Далі через гідророзподільник 7 масло поступає на мультиплікатор 6. Важливим є контроль подачі гідравлічного потоку досліджуваної рідини, яка поступає з бака 3. Запобіжний клапан 4 контролює перевищення тиску в системі випробовування. При включенні вентиля 3 випробувальна рідина повертається в бак 3.

При проведенні робіт, пов'язаних із підготовкою до досліджень та дослідженнями, необхідно дотримуватись нормативного документу “ Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України ” [27]. Незначне витікання досліджуваної рідини не спричинить загрози навколишньому середовищу.

Жодна з установок, включених у дослідження, не має акустичної резервної системи управління противикидним обладнанням. Ці системи є обов'язковими в Норвегії і введені в глибоководне буріння в Бразилії. Акустична система резервного копіювання використовується для закриття противикидного обладнання у випадку, коли стояк відключають від противикидного обладнання, щоб уникнути нещасного випадку.

В ході аналізу досліджень універсального превентора побудовано діаграму залежності часу простою елементів противикидного обладнання від глибини свердловини під час її буріння. Опрацювання даної інформації дає можливість зробити висновок про найбільш ненадійні елементи противикидного обладнання та вплив глибини на надійність противикидного обладнання з графіку можемо судити про середній час простою обладнання, Це свідчить про те, що найбільше часу витрачається на ремонт чи заміну превенторів.

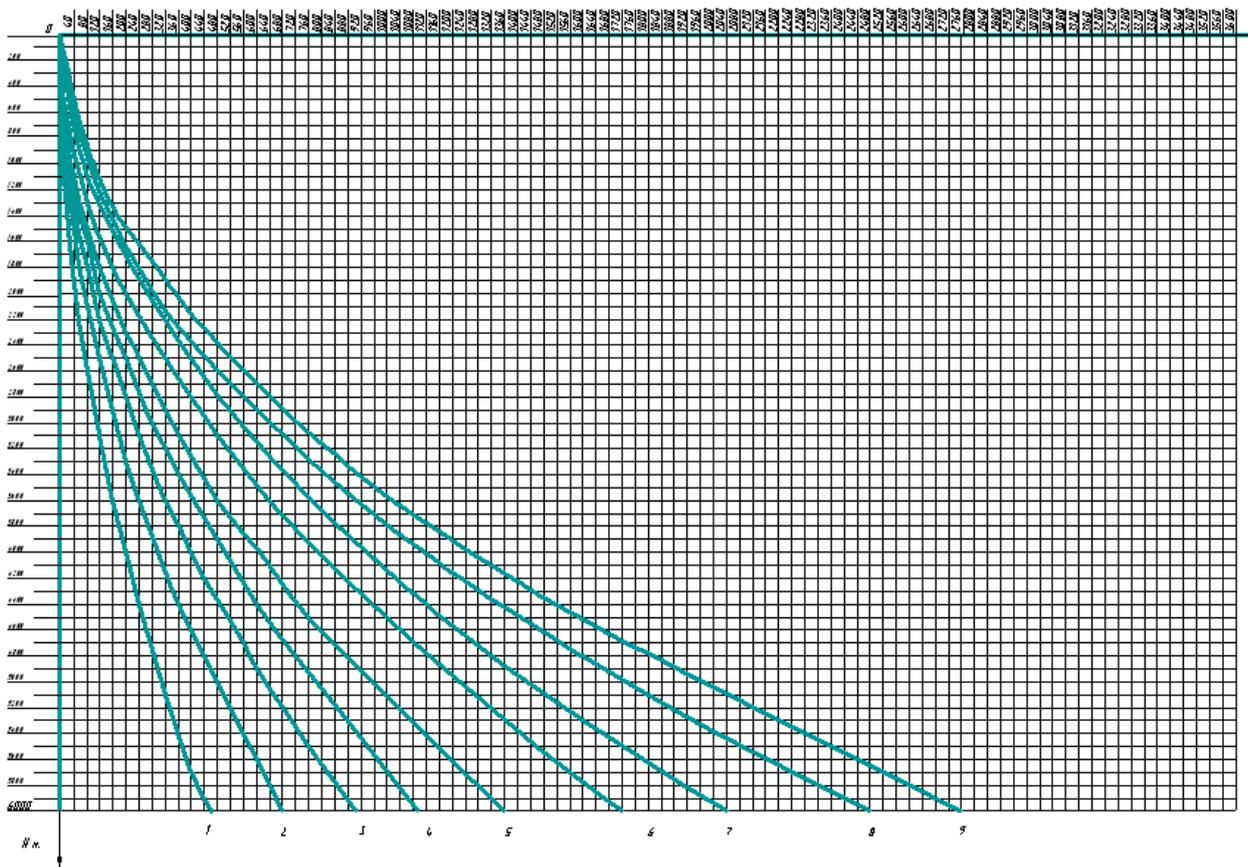


Рисунок 3.3 – Графік середнього часу простою обладнання

В ході аналізу аварійності противикидного обладнання було встановлено, що найменш надійним елементом превенторних збірок є головна система керування, що підтверджується опрацьованими даними. Аналіз відмов противикидного обладнання дає можливість судити про найбільш вірогідні відмови, що можуть мати місце при експлуатації противикидного обладнання, та оцінити втрати часу і грошей, що будуть витрачені на усунення неполадок, що, в свою чергу дозволить більш ефективно експлуатувати, ремонтувати та обслуговувати даний вид обладнання. Напрямами наступних досліджень можуть бути шляхи підвищення надійності противикидного обладнання.

### 3.3 Дослідження гумового ущільнювача універсального превентора

Незважаючи на різновиди гумових ущільнювачів, які використовуються в буровому обладнанні, існує один загальний критерій – критерій ущільнення,

який визначає час служби ущільнювача, який, головним чином, залежить від фізико-механічних властивостей, геометричних форм ущільнювача, умов навантаження і так далі [6]. Для усунення явища руйнування ущільнювачі виготовляються із спеціальної нафтогазостійкої гуми різної твердості. Проте вплив геометрії ущільнювача на його самоущільнення в умовах складної деформації доки невідомий.

Для вибору геометричних параметрів вузла ущільнювача універсального превентора доки не розроблена загальна методика розрахунку.

Крім того, згідно Г.М. Бартенефу [6], контурна площа контакту ущільнювального елемента універсального превентора із трубою обумовлюється об'ємною і поверхневою деформаціями. Це сильно залежить від геометрії тіла і регулювання степені деформації.

Проведені дослідження [32] показали, що за наявності в елементі ущільнювача "вільного об'єму" умови ущільнення значною мірою покращуються. Це досягається: наявністю вільного об'єму в тілі елемента ущільнювача та рахунок умови навантаження його опорних поверхонь.

Розглянемо безрозмірні параметри: площа  $\psi_s$  і об'єм  $\psi_v$ . Вони визначають геометричну форму і умови завантаженості. З урахуванням досліджень [32] визначимо дані безрозмірні параметри  $\psi_s$  і  $\psi_v$  за формулами:

$$\Psi_s = \frac{\pi \cdot (R^2 - r_{om}^2) - \pi \cdot (2R - r_e) \cdot r_e}{\pi \cdot R_{om}^2}; \quad (3.1)$$

$$\Psi_v = \frac{2 \cdot (\pi \cdot R - 2 \cdot r_v) - \pi \cdot (2R - r_e) \cdot r_e^2}{R^2 \cdot h_0 - 2 \cdot (\pi \cdot R - 2 \cdot r_n) \cdot r_n^2}. \quad (3.2)$$

Для подальших розрахунків приймаємо, що до ущільнювача універсального превентора прикладене осьове зусилля  $Q$ , яке забезпечуватиме дотикання ущільнювача із стінкою бурильної, обважненої труби чи будь-якої частини бурильної колони. Як видно з рис. 3.5 [32] характер зміни  $\psi_s(1)$ ,  $\psi_s(2)$ ,  $\psi_s(3)$  від відносної деформації самоущільнення відповідають кривим, отриманим для ущільнювача з ексцентрично розташованим прохідним отвором.

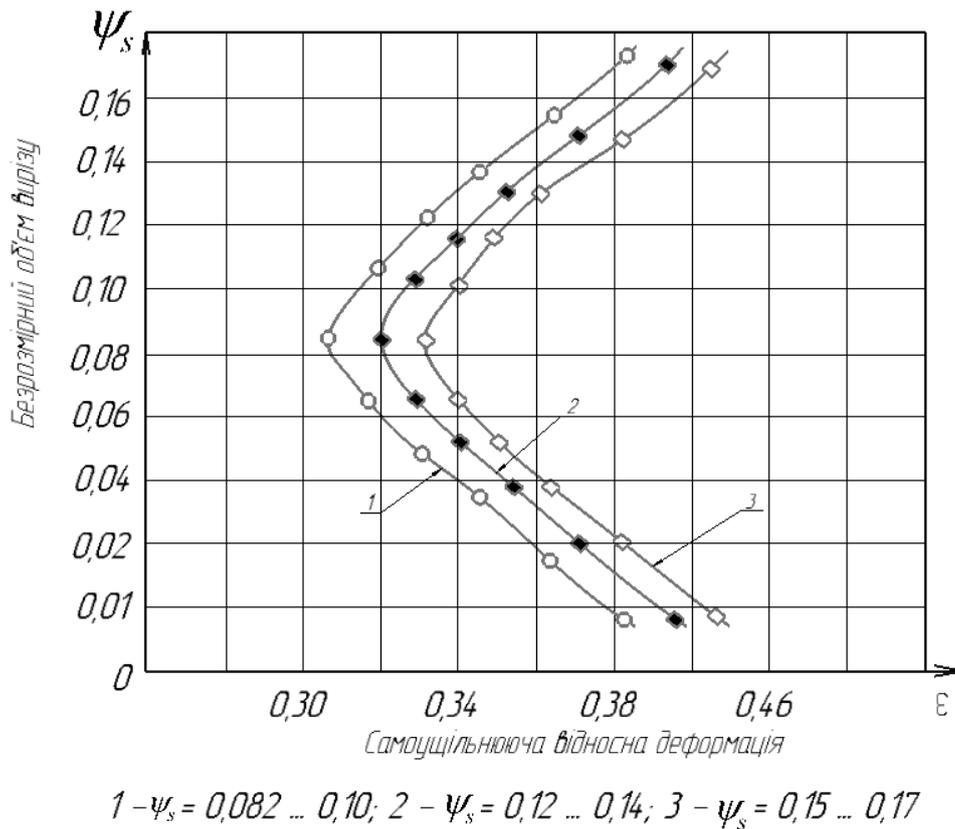


Рисунок 3.5 – Залежність безрозмірного об'єму вирізу від самоущільнювальної відносної деформації пружного елемента

Вивчення впливу геометрії на механізм ущільнення зводиться експериментально до з'ясування умов прояву самоущільнення. Відповідно до цього були виготовлені ущільнювачі з різними геометричними формами і розмірам:  $\psi_s = 0,082 \dots 0,10$ ;  $\psi_s = 0,12 \dots 0,14$ ;  $\psi_s = 0,13 \dots 0,17$ . При цьому параметри ущільнювача були наступні:  $h = 0,060$ ;  $0,070$ ;  $0,080$ ;  $0,090$ ;  $0,100$  м;  $D = 0,134 \dots 0,140$  м;  $d_e = 0,076 \dots 0,955$  м; твердість по ТМ -  $2-78 \dots 85$  [32].

В існуючих гумових елементах внутрішня пружна деформація накопичується нерівномірно через нерівномірності пружного елемента [31], що показано на рис. 3.6.

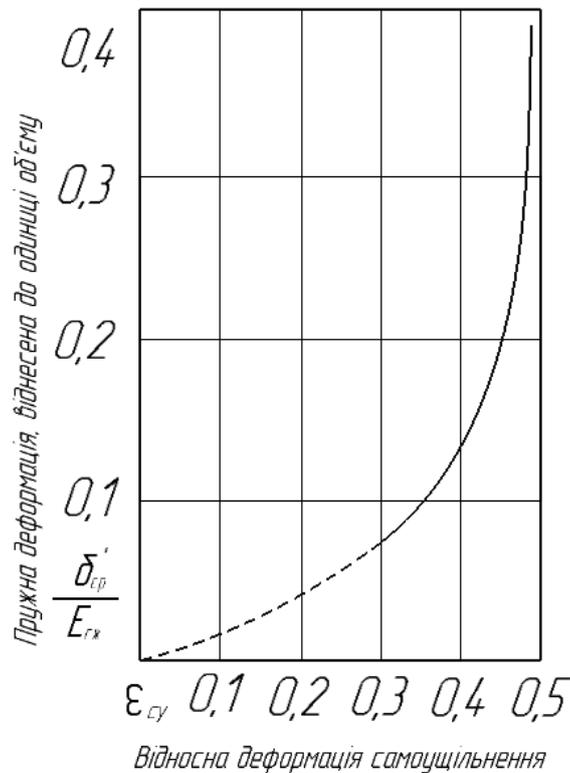


Рисунок 3.6 – Залежність пружної деформації, віднесеної до одиниці об'єму, у безрозмірному вигляді від відносної деформації самоуцільнення

Дослідженнями встановлено, що методами підвищення герметизуючої здатності пружного елемента є конструктивні зміни та темп прикладання осьового зусилля до пружного елемента універсального превентора [24], де на основі експериментальних випробувань встановлено: для поліпшення герметизуючої здатності пружного елемента вимагається докласти зусилля з темпом  $t_0 = 300$  с; при цьому зусилля самоуцільнення зменшується в 1,5 рази, а деформація збільшується в 1,045 рази порівняно з  $t_0 = 30$  с. Отже, результати дослідження показують, що гумовий пружний елемент незалежно від кількості отворів та їх розташування при відносній деформації самоуцільнення більшій 0,5 поводить, як рідкий матеріал відповідно до закону Паскаля.

Проведемо теоретичні дослідження параметрів ущільнюючого елемента універсального превентора згідно досліджень [24]. Під час деформації торців пружного елемента для його ущільнення дотична напруга змінюється за законом круга:

$$\frac{\lambda_{dr_{\max}}}{\lambda_{dr}} = \frac{r_{\text{виріз.}}}{n}; \quad (3.3)$$

Виріз біля торця ущільнювального елемента виконаний по напівсферичній формі, а відповідно його рівняння [24]:

$$(r_{\text{виріз.}} - z)^2 + (r_{\text{виріз.}} - n)^2 = r_{\text{виріз.}}^2. \quad (3.4)$$

А, отже:

$$n = r_{\text{виріз.}} - \sqrt{r_{\text{виріз.}}^2 - (r_{\text{виріз.}} - z)^2}. \quad (3.5)$$

Враховуючи (3.4) та (3.5) знаходимо:

$$\lambda_{dr} = \lambda_{dr_{\max}} \cdot \left( 1 - \frac{1}{r_{\text{виріз.}}} \cdot \sqrt{r_{\text{виріз.}}^2 - (r_{\text{виріз.}} - z)^2} \right). \quad (3.6)$$

Внутрішній тиск в границях вирізу [24]:

$$\begin{aligned} \int_0^{r_{\text{виріз.}}} \lambda dr \cdot 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}} \cdot dz &= \int_0^{r_{\text{виріз.}}} 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}} \cdot \lambda dr_{\max} \left( 1 - \frac{1}{r_{\text{виріз.}}} \cdot \sqrt{r_{\text{виріз.}}^2 - (r_{\text{виріз.}} - z)^2} \right) dz = \\ &= 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}}^2 \cdot \lambda dr_{\max} - 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}} \cdot \frac{1}{r_{\text{виріз.}}} \cdot \lambda dr_{\max} \int_0^{r_{\text{виріз.}}} \sqrt{r_{\text{виріз.}}^2 - (r_{\text{виріз.}} - z)^2} dz \end{aligned} \quad (3.7)$$

Проведемо деякі скорочення рівняння (3.7) ввівши нові змінні  $r_{\text{виріз.}} - z = y$ , звідки  $dz = -dy$ . Отримаємо рівняння в наступному вигляді

$$\int_0^{r_{\text{виріз.}}} \sqrt{r_{\text{виріз.}}^2 - (r_{\text{виріз.}} - z)^2} dz = r_{\text{виріз.}} \cdot \int_0^{r_{\text{виріз.}}} \sqrt{1 - \left( \frac{y}{r_{\text{виріз.}}} \right)^2} - dy. \quad (3.8)$$

Вводимо наступні нові позначення  $\frac{y}{r_{\text{виріз.}}} = \sin \beta$ ;  $dy = r_{\text{виріз.}} \cdot \cos \beta \cdot d\beta$ .

На основі цього отримаємо такі рівняння [24]:

$$r_{\text{виріз.}} \cdot \int_0^{r_{\text{виріз.}}} \sqrt{1 - \left(\frac{y}{r_{\text{виріз.}}}\right)^2} dy = r_{\text{виріз.}}^2 \cdot \int_0^{\frac{\pi}{2}} \sqrt{1 - \sin^2 \beta} \cdot \cos \beta \cdot d\beta = r_{\text{виріз.}}^2 \cdot \int_0^{\frac{\pi}{2}} \cos^2 \beta \cdot d\beta =$$

$$= \frac{r_{\text{виріз.}}^2}{2} \cdot \int_0^{\frac{\pi}{2}} (1 - \cos 2\beta) \cdot d\beta = \frac{\pi \cdot r_{\text{виріз.}}^2}{4} \quad (3.9)$$

$$\int_0^{r_{\text{виріз.}}} \lambda dr \cdot 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}} dz = 2\pi \cdot \lambda \cdot dr_{\text{max}} \cdot \left( r_{\text{виріз.}}^2 - \frac{\pi}{4} \cdot r_{\text{виріз.}}^2 \right) =$$

$$= 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}}^2 \cdot \lambda \cdot dr_{\text{max}} \cdot \left( 1 - \frac{\pi}{4} \right) \approx 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}}^2 \cdot \frac{\lambda \cdot dr_{\text{max}}}{4} \quad (3.10)$$

Як відомо із [12], зовнішня осьова сила  $Q$  урівноважується дотичними напругами:

$$\int_0^{r_{\text{виріз.}}} \lambda dr \cdot 2\pi \cdot r_{\text{виріз.}} dz \approx \frac{Q}{2}. \quad (3.11)$$

Отже матимемо  $\frac{Q}{2} = \frac{\pi}{2} \cdot r_{\text{виріз.}}^2 \cdot \lambda \cdot dr_{\text{max}}$ . Звідки:  $Q = \pi \cdot r_{\text{виріз.}}^2 \cdot \lambda \cdot dr_{\text{max}}$ ;  
 $\lambda \cdot dr_{\text{max}} = \frac{Q}{\pi \cdot r_{\text{виріз.}}^2}$ .

Максимальні напруги будуть виникати на внутрішній стороні поверхні ущільнювача універсального превентора, де радіуси  $R = R_1$ , а отже  $\sigma_{\text{max}} = \lambda \cdot dr_{\text{max}}$ . Також враховуємо рівняння Ляме для визначення допустимої внутрішньої напруги у відповідному перерізі ущільнювача:

$$q_1 = \frac{\sigma_{\text{max}}}{\frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2} + \frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2}}. \quad (3.12)$$

Звідси отримаємо [24]:

$$\sigma_{\text{max}} = q_1 \frac{\frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2} + \frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2}}{2} = 2 \cdot \lambda \cdot dr_{\text{max}}. \quad (3.13)$$

Згідно проведених експериментів С.І. Димніковим, Е.Е. Лавенделом [32]

$$\sigma'_{cep.} = \frac{Q \cdot \Delta h}{2 \cdot V_p} \quad (3.14)$$

$$\sigma''_{cep.} = q_1 = \frac{Q \cdot \Delta h}{2 \cdot V_p}. \quad (3.15)$$

Тоді максимальні напруги на внутрішній стороні поверхні ущільнювача універсального превентора

$$\sigma_{max.} = \frac{Q \cdot \Delta h}{2 \cdot V_p} \cdot \frac{\frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2} + \frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2}}{2} = 2 \cdot \lambda \cdot dr_{max}; \quad (3.16)$$

Основним критерієм самоущільнення є коефіцієнт концентрації нормальних напруг, який визначається  $\delta'_0 = \frac{\sigma'_{cep.}}{\lambda \cdot dr_{max}}$ , а отже на основі попередніх рівнянь [24]

$$\delta'_0 = 4 \cdot \frac{1}{\frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2} + \frac{R_0^2 - R_1^2}{R_0^2 - R_1^2}}, \quad (3.17)$$

$$\delta'_0 \leq \delta_{m.c.}; K_{зан.} = K_{зан.}^0 \cdot \frac{e^{-\delta \cdot (\sigma'_{cep.} - \sigma''_{cep.})}}{1 - \varepsilon_{пр.}}, \quad (3.18)$$

де  $\varepsilon'_{пр.} < 1 - K_{зан.}$ , тут  $\varepsilon_{пр.}$  – граничне значення відносної деформації;

$K_{зан.}^0$  – коефіцієнт заповнення до деформації ущільнення;

$\delta$  – коефіцієнт стискуваності;

$\sigma'_{cep.}$  – пружна енергія в момент самоущільнення;

$\sigma''_{cep.}$  – пружна енергія в момент граничних значень деформації.

## Висновки

У розділі магістерської роботи було розглянуто противикидне обладнання та на основі досліджень побудовано графічну залежність середнього часу простою обладнання від глибини буріння свердловини. Аналіз відмов противикидного обладнання дає можливість судити про найбільш

вірогідні відмови, що можуть мати місце при експлуатації противикидного обладнання, що, в свою чергу дозволить більш ефективно експлуатувати, ремонтувати та обслуговувати даний вид обладнання.

За результатами проведених теоретичних досліджень роботи ущільнювача модернізованого універсального превентора отримані нові коефіцієнти безрозмірного об'єму  $\psi_v$  і безрозмірної площі поверхні вирізів  $\psi_s$ . Встановлений вплив даних параметрів на величину самоущільнюючої відносної деформації. Показано, що при різних геометричних формах  $\psi_v = 0,091-0,099$  мінімальне значення відносної деформації пружного елемента складає  $0,20...0,22$ , що є цілком природним, оскільки гума, знаходячись в замкнутому об'ємі, поводить подібно до рідини.

Отримані результати вказують на можливість ефективного використання модернізованого в магістерській роботі універсального превентора ПУГ-230x350 в складі противикидного обладнання в процесі спорудження свердловини глибиною 5200 м.

## 4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

### 4.1 Розрахунок корпусу модернізованого превентора

Корпус превентора представляє порожнистий товстостінний ступінчатий циліндр складної форми [40]. Точний розрахунок таких деталей з врахуванням їх товстостінності можливий лише для деяких простих випадків навантаження і пов'язаний з вельми громіздкими обчисленнями.

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

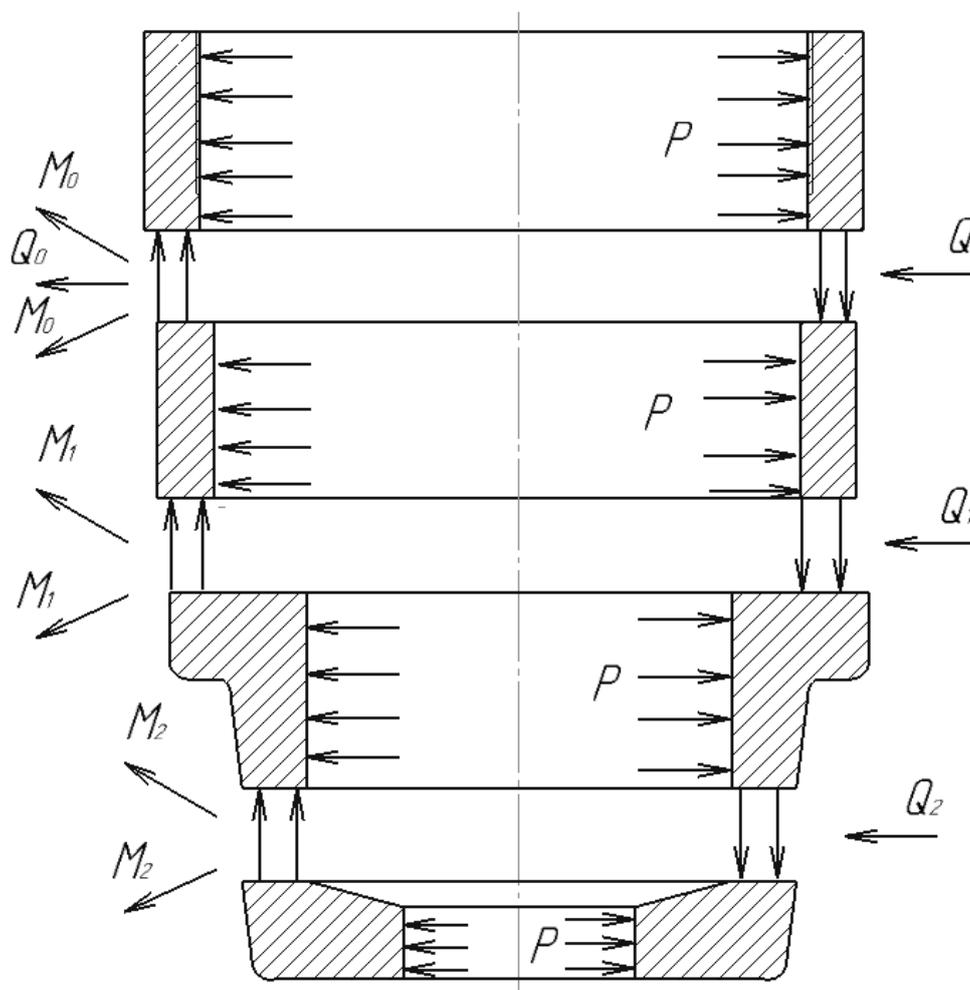


Рисунок 4.1 – Схема для розрахунку корпусу превентора

Колову напругу обчислюємо за формулою, в якій по знаменнику змінного радіусу  $r_{cp} + y$  враховується неоднаковість довжини внутрішніх і зовнішніх волокон [41]:

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

Осьова напруга визначається за формулою [41]:

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

де  $\mu$  – коефіцієнт Пуассона;

$N_z$  – осьова сила;

$h$  – товщина оболонки;

$E$  – модуль пружності;

$u$  – радіальне переміщення;

$r_{cp}$  – середній радіус оболонки;

$b$  – ордината, що вираховується від серединної поверхні у напрямі зовнішньої нормалі;

$D$  – зовнішній діаметр оболонки;

$M_z$  – меридіальний момент.

При визначенні значень використовується графік залежності (рис. 4.2) для різних  $k = r/R$  [40]

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

де  $r$  і  $R$  – середні радіуси рівнів корпусу, які з'єднуються між собою;

$h$  – товщина оболонки;

$q$  – тиск при опресовуванні.

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

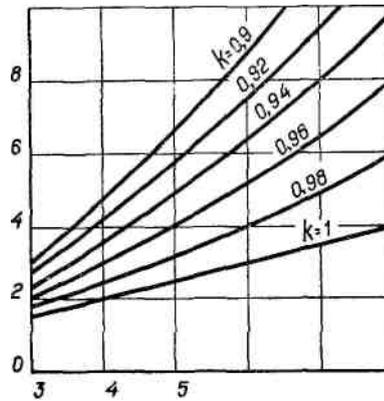


Рисунок 4.2 – Графік залежності  $f(\varphi) = \sigma/q$  [41]

Такий метод розрахунку корпусу універсального превентора складний через громіздкість обчислень, тому для наближеного розрахунку використовуємо наступні формули з опору матеріалів. Оскільки для корпусу превентора  $\delta/D=1/20$ , то для товстостінної посудини [33]:

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

де  $p_p$  – робочий тиск;

$r_1$  і  $r_2$  – зовнішній і внутрішній радіуси перетини.

Оскільки відношення товщини стінки до діаметру в корпусі превентора складає  $1/9$  (більше  $1/20$ ), то розрахунок такого циліндра ведемо за формулою (4.5) для товстостінного циліндра:

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

$$r_1 = 1250 \text{ мм}; r_2 = 1040 \text{ мм.}$$

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

У перерізі, в якому діє зусилля  $Q_2$ ,  $r_1 = 510$  мм;  $r_2 = 350$  мм:

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

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

## Механічні властивості сталі 20ХНГСМЛ

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

Для цієї сталі визначають допустиму напругу при коефіцієнті запасу  $n = 1,3$  [40].

$$[\sigma] = \frac{\sigma_t}{n};$$

$$[\sigma] = \frac{450}{1,3} = 346,15 \text{ МПа};$$

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

$$[\sigma_u] = 1,2[\sigma_p] = 1,2 \cdot 346,15 = 415,38 \text{ МПа};$$

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

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  $Q_2$ , напруга менша, і тому коефіцієнт запасу міцності буде більшим. Інші перерізи корпусу універсального превентора менш небезпечні, тому і перевіряти їх не потрібно [40].

### 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 [40]:

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

де  $P_{\max}$  – найбільше навантаження, яке діє на кришку через вставку ущільнювача; визначаємо за формулою [41]:

$$P_{\max} = \frac{\pi D_2^2}{4} P_p + \frac{\pi (D_1^2 - D_2^2)}{4} P_2 ; \quad (4.7)$$

де  $D_1, D_2$  – зовнішній і внутрішній діаметри запірної камери;  
 $D_1=970\text{мм}; D_2=885\text{мм};$

$P_p$  – робочий тиск превентора, який рівний 35 МПа;

$P_2$  – тиск в гідравлічній системі управління, який рівний 10 МПа

$$P_{\max} = \frac{\pi \cdot 885^2}{4} \cdot 35 + \frac{\pi (970^2 - 885^2)}{4} 10 = 18,9 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Тому максимальна напруга в кришці за формулою (4.6)

$$\sigma_{\max} = \frac{3 \cdot 18,9 \cdot 10^6}{8 \cdot 3,14 \cdot 3,33 \cdot 274^2} \left[ \frac{2 \cdot 366^2 (3,33 + 1) \ln \frac{366}{214}}{366^2 - 214^2} + (3,33 - 1) \right] = 148,8 \text{ МПа}$$

Коефіцієнт запасу міцності кришки превентора, коли ущільнювачем перекрита вся свердловина

$$K = \frac{446}{148,8} = 3$$

що є достатнім для кришки універсального превентора.

2. В процесі експлуатації максимальна напруга визначається за формулою [40]:

$$\sigma_{\max} = -\frac{3P}{8\pi m S^2} \left[ (3m+1) - (m+3) \frac{r_c^2}{a^2} \right] ; \quad (4.8)$$

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

$P$  – навантаження, яке діє на пластинку; визначається за формулою [40]:

$$P = \pi \cdot a^2 \cdot p_{\epsilon} ; \quad (4.9)$$

де  $P_{\epsilon}$  – тиск випробовування превентора; приймаємо двохкратний тиск випробовування порівняно з робочим тиском;  $P_{\epsilon} = 70$  МПа

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

Максимальна напруга при випробовуванні превентора складатиме

$$\sigma_{\max} = \frac{3 \cdot 16 \cdot 10^6}{8 \cdot 3,14 \cdot 3,33 \cdot 274^2} \left[ (3 \cdot 3,33 + 1) - (3,33 + 3) \frac{140^2}{366^2} \right] = 75,2 \text{ МПа}$$

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.

### 4.3 Розрахунок показчика положення ущільнювальної манжети

Опір до осьових навантажень визначаємо з припущення, що показчик працює на зріз. Максимальне осьове зусилля, яке здатне винести показчик:

$$N_{зр} = \pi \cdot d \cdot b \cdot \tau , \quad (4.10)$$

де  $d$  – діаметр отвору в корпусі,  $d = 90$  мм,

$b$  – ширина кільця, мм.

$\tau$  – границя текучості матеріалу на зріз, МПа (для звичайних пружинних сталей  $\tau = 800 - 1000$  МПа).

При середньому значенні  $b=0,0314d$  максимальне осьове навантаження буде становити

$$N_{zp} = \pi \cdot d \cdot b \cdot \tau = 0,1 \cdot d^2 \cdot \tau = 0,1 \cdot 90^2 \cdot 900 = 729 \text{ кН.}$$

Граничне осьове зусилля з умови міцності на зминання [40]

$$N_{zm} = p \cdot d \cdot h_1 \cdot s_{zm}, \quad (4.11)$$

де  $h_1$  – глибина канавки,  $h_1 = 0,0314 d = 0,0314 \cdot 90 = 2,7$  мм

$s_{zm}$  – границя міцності на зминання, ( $\sigma_{zm} = 1000$  МПа).

При  $h_1 = 0,0314 d$

$$N_{zm} = 0,1 \cdot d \cdot \sigma_{zi} = 0,1 \cdot d^2 \cdot \sigma_{zi} = 0,1 \cdot 90^2 \cdot 1000 = 763 \text{ кН.}$$

Отже, розрахункове зусилля на зминання рівне зусиллю на зріз.

Розрахункова величина осьового зусилля:

$$N_p = p \cdot S \quad (4.12)$$

$S$  – площа, на яку діє тиск.

$p$  – тиск на свердловині, МПа.

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} - \frac{\pi \cdot (d - (h - h_1))^2}{4},$$

$$h = 0,15d = 0,08 \cdot 90 = 13,5 \text{ мм.}$$

$$S = \frac{\pi \cdot 90^2}{4} - \frac{\pi \cdot (90 - (13,5 - 2,7))^2}{4} = 1459 \text{ мм}^2$$

Отже, розрахункове зусилля буде рівне

$$N_p = 35 \cdot 10^6 \cdot 1459 \cdot 10^{-6} = 51 \text{ кН.}$$

Перевірочний розрахунок виконуємо за перевіркою коефіцієнту запасу міцності з нерівності [33]:

$$s_{32} = \frac{M_{32}}{W_{A-A}} \text{ J } [s_{32}];$$

Допустиме напруження згину [43]

$$[s_{32}] = N_{zp} l / W_{A-A},$$

Розрахункове напруження згину [43]

$$s_{зг.} = N_p l / W_{\bar{A}-\bar{A}},$$

де  $l$  – плече згину.

Плече згину та момент опору рівний для розрахункового напруження згину та допустимого напруження згину.

Отже, для забезпечення умови міцності  $N_p \leq N_{зр}$ ,  $51 \text{ кН} < 729 \text{ кН}$ .

Отже, кільце покажчик працюватиме на зріз і на зминання.

#### 4.4 Розрахунок шпильок для кріплення фланця на міцність

Навантаження на шпильки від внутрішнього тиску [33]:

$$Q_{ум} = P_p \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} = 70 \cdot \frac{3,14 \cdot 280^2}{4} = 570 \text{ кН},$$

де  $D = 280$  мм – зовнішній діаметр ущільнення стакана.

Прийнято 6 шпильок М27 з площею поперечного перерізу по внутрішньому діаметру різьби  $f = 3370 \text{ мм}^2$ .

Напруження розтягу в шпильках:

$$s_p = \frac{Q_{ум}}{z \cdot f} = \frac{570 \cdot 10^3}{6 \cdot 3370} = 287 \text{ МПа},$$

де  $z$  – кількість шпильок.

Матеріал шпильок – сталь 40Х ГОСТ 4543-81 з межею текучості  $\sigma_T \geq 670 \text{ МПа}$ .

Коефіцієнт запасу міцності:

$$n = \frac{\sigma_m}{\sigma_p} = \frac{670}{287} = 2,3.$$

Отже, умова міцності виконується.

#### Висновки

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

## 5 МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

### 5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу проти викидного обладнання

#### 5.1.1 Загальні питання монтажу обладнання бурової установки

Монтажним роботам бурової установки БУ 5000ЕУ, яка вибрана для спорудження свердловини, 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. Опори електропередач і привишкові споруди бурять буровою машиною, яка обладнана на шасі автомобіля. Траншеї, котловани і ями під фундаменти риють екскаваторами.

Потім проводяться наступні роботи:

- 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 пруткового заліза.

## 5.1.2 Монтаж протівикидного обладнання

Протівикидне обладнання монтується на першій спущеній у свердловину обсадній колоні (кондукторі) або на наступних проміжних обсадних колонах після їх 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 монтується превентори.

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

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

Над превенторами ставиться двохфланцева котушка і розйомний жолоб, через який гирло свердловини з'єднується з циркуляційною системою і монтується 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 противикидного обладнання

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.

### 5.1.4 Вимоги до процесу монтажу та до змонтованого обладнання, перевірка якості монтажних робіт

Монтаж – комплекс робіт, що виконуються на місці експлуатації машини, з її складання, встановлення в робоче положення, налагодження та здачу в

$$F_{Д.Р.}^{НОРМ.} = (D_K - D_B - D_{СВ} - D_{ПСВ}) * D_{рз} / D_{рд} + D_{ПСВ} * T_{зм}, \quad (5.3)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Для визначення трудомісткості виконання монтажу бурової установки НБО-Д 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 НБО-Д

№п\п	Зміст робіт	Норма часу, год
1	2	3
1	Підготовчі роботи	2066,96
2	Монтаж вишково-лебідкового блоку	488,0
3	Монтаж приводного блоку	145,8
4	Монтаж насосного блоку	143,5
5	Монтаж блоку 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 НБО-Д, тому сумарна  $\sum T = 1 \times 4740,14 = 4728,74$  люд.-год.

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

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

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 чоловік відповідної кваліфікації, подані в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Склад бригади при виконанні монтажних робіт бурової установки НБО-Д

Професії робітників	Розряд	Кількісний склад
1	2	3
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 План-графік планово-попереджувальних ремонтів обладнання

В даний час в основу організації ремонту бурового обладнання покладена система планово-попереджувального ремонту (ППР), яка має значні переваги перед системами післяоглядових ремонтів, стандартних ремонтів та ін.

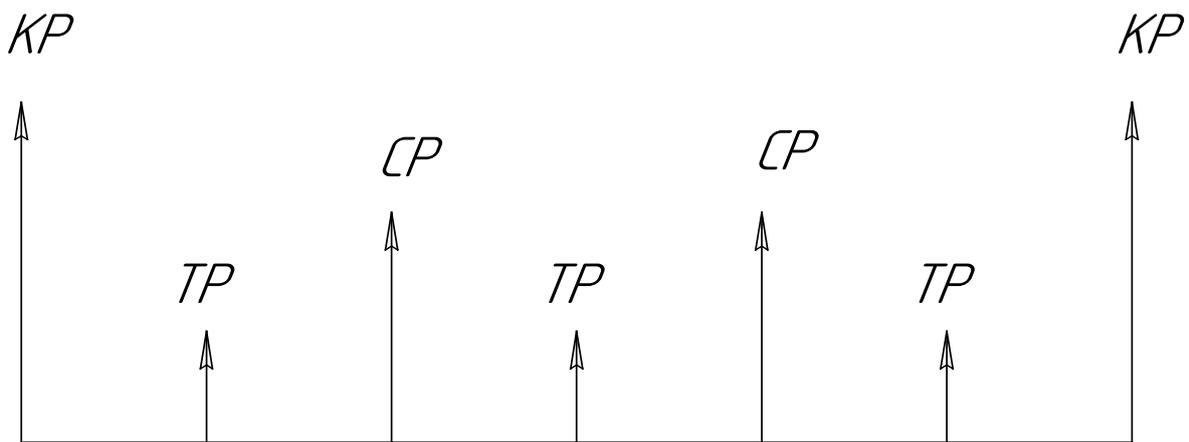


Рисунок 5.1 – Структура ремонтного цикла:

КР – капітальний ремонт; СР – середній ремонт; ТР – поточний ремонт

*Планово-попереджувальний ремонт (ППР)* – це комплекс організаційно-технічних заходів щодо нагляду, догляду і всіма видами ремонту, які проводяться періодично за заздалегідь складеним планом. Завдяки цьому попереджається передчасний знос обладнання, усуваються і попереджаються аварії, системи протипожежного захисту підтримуються в постійній експлуатаційній готовності.

Система планово-попереджувального ремонту включає в себе наступні види технічного ремонту та обслуговування:

- щотижневе технічне обслуговування,
- щомісячний поточний ремонт,
- щорічний планово-попереджувальний ремонт.

В основу системи ППР закладена сукупність обов'язкових організаційних і технічних заходів з обслуговування та ремонту обладнання, що проводяться профілактично для забезпечення його безперебійної роботи. Ці заходи полягають у проведенні технічного догляду за обладнанням у процесі його роботи та планових ремонтів у терміни, встановлені на основі ремонтних нормативів і ув'язані з виробничими потребами підприємства і можливостями ремонтних служб.

Система ППР передбачає:

1) постійну підтримку обладнання в працездатному стані, попередження прогресуючого зносу його деталей та аварійного виходу його з ладу;

2) максимальне збільшення довговічності окремих деталей, вузлів і устаткування в цілому за рахунок проведення своєчасного і якісного технічного огляду та ремонту, вдосконалення методів і технології ремонту;

3) найбільш ефективне використання обладнання за допомогою скорочення його простоїв як в процесі роботи, так і в ремонті;

4) проведення підготовчих робіт до ремонту і виконання його в стислі терміни і з мінімальними витратами.

Технічний нагляд за обладнанням є профілактичним заходом, що забезпечує підтримку устаткування в працездатному стані. Правильна організація технічного нагляду за обладнанням забезпечує подовження тривалості міжремонтних періодів і здешевлення планових ремонтів.

В технічне обслуговування устаткування входить спостереження за виконанням правил експлуатації обладнання, зазначених в інструкціях по його експлуатації та паспортах, перевірка технічного стану обладнання, наявності та стану мастила та усунення дрібних несправностей. Обслуговування здійснюється членами бурової вахти та слюсарем бурової бригади в терміни, встановлені графіками ППР, незалежно від технічного стану обладнання.

Періодично, відповідно до графіків ППР, механік і слюсар бурової бригади оглядають бурове обладнання. Як правило, його оглядають під час технологічних зупинок бурової. При періодичному огляді ведуться роботи, які виконуються і при поточному обслуговуванні, а також проводиться регулювання механізмів і визначаються деталі і вузли, які повинні бути замінені при черговому плановому ремонті. При огляді уточнюються також обсяги підготовчих робіт чергового планового ремонту.

Плановий ремонт обладнання підрозділяється на поточний, середній і капітальний.

Поточний ремонт – це найменший за обсягом плановий ремонт, при якому за допомогою часткового розбирання окремих вузлів устаткування і заміни

зношених деталей, терміни служби яких дорівнюють одному міжремонтного періоду, і регулювання механізмів забезпечується нормальна експлуатація обладнання. При поточному ремонті виконуються роботи, передбачені і технічним обслуговуванням. Такий ремонт, як правило, виконує обслуговуючий персонал безпосередньо на буровій.

Середній ремонт – це такий вид ремонту, при якому за допомогою часткового розбирання обладнання та заміни або відновлення зношених деталей, терміни служби яких менше міжремонтного циклу, забезпечується працездатний стан обладнання. При цьому ремонті також виконуються роботи, передбачені і поточним ремонтом. Середній ремонт виконується силами ремонтних бригад безпосередньо на буровій або в ремонтних цехах баз виробничого обслуговування управлінь бурових робіт.

Капітальний ремонт – це найбільший за обсягом вид планового ремонту, при якому відновлюються повна працездатність і первісна характеристика устаткування. При цьому виді ремонту обладнання розбирається повністю, замінюються або ремонтуються деталі та вузли, терміни служби яких рівні міжремонтному циклу, а також проводяться роботи, які виконуються при поточному і середньому ремонтах. При капітальному ремонті здійснюється модернізація обладнання. Бурове обладнання в цьому випадку ремонтується на спеціалізованих ремонтних заводах або в ремонтних цехах баз виробничого обслуговування управлінь бурових робіт.

Черговість, періодичність та терміни всіх видів планового ремонту визначаються річними графіками ППР.

Позаплановий ремонт – це такий вид ремонту, який викликаний аварією обладнання. При правильній організації системи ППР позапланові ремонти не повинні мати місця.

### 5.2.2 Типовий процес ремонту

Швидкозношуваними деталями превенторів є гумові ущільнювальні

елементи і плашки.

При поточному ремонті преенторів 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 преентора, перевірка роботи преенторів шляхом їх закриття та відкриття і змащення деталей, що труться.

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

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

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

Перед розбиранням преентори очищають від бруду і промивають.

Потім знімають гумові ущільнення з плашок, відгвинтивши болти.

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

Ремонт корпусу преентора полягає у відновленні або перенарізанні кріпильних різьб, зачистці від задирів 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.

Преентор збирають в послідовності, зворотній розбиранню. При збиранні слід звертати особливу увагу на установку гумових кілець ущільнювачів між відкидними кришками і корпусом та ущільнення штоків, не допускати їх

перекоосу 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 задирів. Гайки повинні легко нагвинчує від руки, але не мати люфтів.

3. Поверхні ущільнювальних кілець і канавок під них не повинні мати забоїн, рисок і задирів. 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.

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

5. Превентори слід фарбувати, а ущільнювальні поверхні і частини тертя змащувати антикорозійним мастилом або солідолом.

### 5.2.3 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 вентиля 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 нафтогазопроявами відсутня, вентиль відсічення розподільників від гідроаккумулятора знаходиться в закритому положенні, що знижує можливість витоку мастила.

#### 5.2.4 Типові види і причини спрацювання і відмов елементів обладнання

В процесі експлуатації превентора 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.

Основними видами зносу деталей бурового устаткування є: *знос під дією сил тертя, абразивний знос, втомне руйнування, корозія деталей.*

В процесі експлуатації бурового устаткування найчастіше відбувається поєднання двох, трьох, а іноді всіх чотирьох зазначених видів зносу.

Знос під дією сил тертя відбувається в результаті механічної дії поверхонь стичних деталей, що переміщуються одна відносно одної.

Під дією сил тертя поверхні тертя стираються і на них з'являються подряпини і задири, що підвищують знос деталей. Знос під дією сил тертя можна звести до мінімуму шляхом забезпечення якісного змащення деталей, чистоти обробки поверхонь тертя, правильного підбору металу для їх виготовлення і т. д.

Розрізняють два види тертя: ковзання і кочення.

*Тертя ковзання* виникає при переміщенні однієї деталі щодо іншої. При цьому поверхні деталей тертя стикаються між собою одночасно безліччю точками.

*Тертя кочення* виникає при перекочуванні однієї деталі за іншою. Наприклад, перекочування кульок по обоймі підшипника або колеса по рейці.

На практиці часто спостерігається одночасно тертя ковзання і тертя кочення, тобто змішане тертя (робота зубчатого зачеплення). Для зменшення тертя застосовують різні види змащення поверхонь.

В залежності від чистоти обробки поверхонь тертя, наявності і товщини мастильного шару між ними тертя ковзання підрозділяють на чотири види: сухе, граничне, напіврідинне і рідинне.

Сухе тертя виникає в тому випадку, коли між поверхнями тертя відсутнє мастило. Сухе тертя приводить до підвищеного зносу деталей.

Граничне тертя виникає в тому випадку, коли внаслідок малої швидкості руху поверхонь тертя або великого навантаження (великий питомий тиск) масляна гранична плівка буває настільки тонкою, що перебіг мастила між поверхнями тертя припиняється. Тривала робота деталей машин в умовах граничного тертя призводить до руйнування цих поверхонь.

Напіврідинне тертя відбувається в тому випадку, коли товщина шару мастила недостатня і поверхні тертя частково безпосередньо стикаються між собою. В умовах напіврідинного тертя нагрівання і знос деталей дещо менше, ніж при граничному терті.

Рідинне тертя спостерігається, коли поверхні тертя розділені шаром мастила. У цьому випадку тертя відбувається між окремими молекулами мастила. При рідинному терті нагрівання і знос поверхонь деталей мінімальні.

В процесі роботи машини, незважаючи на раціональну експлуатацію та профілактичні заходи, спрацювання деталей збільшується і настає момент, коли виникає необхідність у ремонті машини. Після проведення ремонту зміна працездатності машини в процесі її роботи приблизно повторюється.

*Абразивне зношування* поверхні деталей відбувається в результаті ріжучої або дряпаючої дії твердих частинок, що переміщуються щодо поверхні деталі. При цьому зі збільшенням твердості і розміру твердих частинок, тиску і швидкості їх руху росте знос поверхні деталей.

Основними причинами абразивного зношування є наступні.

1. Нерівності (або зсув однієї деталі по відношенню до сполученої з нею іншої деталі) зв'язаних поверхонь унаслідок неякісної механічної обробки або контактного зношування, в результаті чого тверді частинки (або нерівності) матеріалу однієї деталі ріжуть матеріал суміжної деталі.

2. Забруднене мастило, коли тверді сторонні частинки деформують поверхню однієї деталі і ріжуть матеріал іншої.

3. Наявність в робочому середовищі твердих частинок, які пересуваються між поверхнями обох деталей і ріжуть їх.

Втомне руйнування відбувається під дією змінних або знакозмінних зусиль при нарузі нижче межі міцності. Втомне руйнування настає без ознак деформації, але йому передують поява розвинених дрібних тріщин.

Корозійне зношування відбувається в результаті руйнування поверхні деталей під дією (хімічним або електрохімічним) навколишнього середовища.

Хімічні сполуки навколишнього середовища, вступаючи в хімічну реакцію з металом деталі, знижують його механічні властивості. Корозія починається з поверхні і поступово поширюється в глиб металевих деталей. В результаті корозії металеві деталі не тільки втрачають свій зовнішній вигляд, а й втрачають механічні властивості і розміри, що призводить до зниження їх

працездатності. Як захист від корозії використовують фарбування, покриття спеціальними мастиками, покриття корозійностійким металевим шаром (цинкування, лудіння, металізація і т. д.) і леговані сталі.

Всі види зносу залежно від їх інтенсивності підрозділяються на дві основні групи – природні і аварійні (передчасні).

*Природне зношування* – це поволі наростаючий процес в результаті дії сил тертя, втомного руйнування, корозії та інших факторів при нормальних умовах експлуатації машин.

*Аварійний знос* є результатом порушення нормальних умов роботи машини і невиконання правил технічного огляду та ремонту.

Порушення нормальних умов роботи машини може бути викликане наступним.

1. Недотриманням режиму роботи машини відповідно з її технічною характеристикою (перевищення параметрів).
2. Критичною величиною зносу основних деталей і вузлів машини, некомпенсованих своєчасним проведенням відповідного ремонту.
3. Неякісним монтажем машини, який викликає передчасний інтенсивний знос окремих деталей і вузлів машини.

Аварійний знос наростає дуже швидко і призводить до руйнування деталей, вузлів і машини в цілому. Тому необхідно підтримувати експлуатовані машини в такому стані, щоб вони не піддавалися аварійному зносу.

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

Технічне обслуговування – це комплекс технічних і організаційних заходів, здійснюваних в процесі експлуатації технічних об'єктів з метою забезпечення необхідної ефективності виконання ними заданих функцій.

В процесі експлуатації превенторної установки проводять наступні роботи.

1. Стежать за надійністю кріплення різьбових з'єднань. Не допускають

протікання преенторів, 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 та 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 преентора і промивають порожнину і самі плашки для видалення рідини і вибуреної породи, оскільки накопичення шламу в порожнині плашок перешкоджає їх руху. Перед відкриванням кришок необхідно переконатися в повному відкритті плашок, щоб уникнути деформації штока.

6. Не рідше одного разу на 2 роки повністю замінюють гумові ущільнення преенторів і гідрокерування.

5. 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 ММПа.

9. Преенторну установку змащують відповідно до карти змащування.

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

Результати перевірки справності преенторної установки записують в журнал огляду обладнання.

Перелік робіт, які проводяться при ремонті преенторів:

1. Розбирання преентора на деталі.

2. Зовнішній огляд і визначення дефектів.
3. Зняття старої фарби і сліду твердих фракцій нафтопродуктів і мастила термічною обробкою (відпалюванням).
4. Миття вузлів і деталей.
5. Розподіл деталей на ремонтнопридатні і непридатні.
6. Відновлення умовного проходу методом наплавлення з наступним розточуванням.
5. 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 ГТВ, ущільнювальних кілець.
12. Ремонт плашок превентора.
13. Збирання превентора.
14. Випробування на міцність 2-кратним від робочого тиску.
15. Випробування на герметичність робочим тиском.
16. Ґрунтування і фарбування превентора.
15. 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 противиکیدне 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 противиکیدного 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 противиکیدного 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 насоса високого тиску. Привід насоса здійснюється електродвигуном потужністю 3 кВт від мережі змінного струму 380 В. Підвід електричного струму до станції управління здійснюється кабелем в гумовій оболонці січенням від 3x2,5 до 1x1,5. 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 устави ноки.

Як фактори впливу на людину при 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 електричним струмом.	– Термічна дія – біологічна дія; – електролітична дія	– електричні травми; – електричний удар; – електричні опіки; – електричний шок; – втрата свідомості; – зупинка серця.	Стандарти і правила експлуатації електроустановок відповідно до НПАОП 40.1– 1.21– 98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів" R <sub>норм</sub> =10 Ом
2	Шум:	– Через органи слуху.	– зменшення слухової чутливості; – глухота; – ендокринія; – астено– вегетативний синдром;	ГОСТ 12.1.003– 83 та ДСН 3.3.6.037– 99 „Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку” L <sub>доп</sub> =80 дБ

			– ангіоспастичний синдром.	
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 оберткових 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;”

## 5.2.2 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 заблокованих 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 корпусу 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) пластивим флюїдом або газорідиною 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  $200 \text{ м}^3 / \text{т}$  - не менше 50 м,
- для нафтових свердловин з газовим фактором понад  $200 \text{ м}^3 / \text{т}$ , 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 засувки 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 вгору, 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 кушовому 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 знаходитись спеціальна (сталева, з відповідними міцнісними 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 швидкозбірні з'єднання, що знаходяться під тиском.

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

Земляні амбари в кінці викидних ліній гирлового і 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 проведення робіт 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 діоксиду 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<sup>2</sup>;

– 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, ділянок 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, ділянок 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.

## ВИСНОВКИ

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено порівняльно-критичний аналіз бурових установок для буріння глибоких розвідувальних та експлуатаційних свердловин та противиکیدного 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 5200 м, коротко розглянуто конструкційні та технологічні особливості вибраного противиکیدного 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. Суть технічного рішення з модернізації універсального превентора полягає в тому, що порівняно з аналогом у модернізованому превенторі в отворі кришки встановлена манжета, підтиснута ступінчастою втулкою, жорстко з'єднаною з кришкою. В осьовому отворі ступінчастої втулки розміщений шток, нижній кінець якого жорстко з'єднаний із плунжером. В результаті модернізації універсального превентора ПУГ-230х350 отримано підвищення надійності роботи, міжремонтного ресурсу, загальної довжини бурильних труб із замками, що протягаються через закритий превентор під максимальним тиском, довговічність і ремонтпридатність превентора. При впровадженні запропонованого модернізованого універсального превентора економічний ефект складатиме 101,4 тис. грн., що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” описані основні параметри роботи запропонованого технічного рішення, які вимагають проведення науково-дослідних робіт, описана конструкція лабораторної установки для дослідження модернізованого універсального превентора,

досліджено гумовий ущільнювач універсального превентора. На основі проведених досліджень побудовано графічну залежність середнього часу простою проти викидного обладнання від глибини буріння свердловини. Аналіз відмов противикидного обладнання дає можливість судити про найбільш вірогідні відмови, що можуть мати місце при експлуатації противикидного обладнання, що, в свою чергу дозволить більш ефективно експлуатувати, ремонтувати та обслуговувати даний вид обладнання в процесі буріння свердловини глибиною 5200 м.

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 5000ЕУ, особливості проведення монтажу противикидного 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 подані план-графік планово-попереджувальних ремонтів обладнання, типовий процес ремонту, умови експлуатації та аналіз діючих навантажень, типові види і причини спрацювання і відмов елементів обладнання, перелік та послідовність робіт при технічному обслуговуванні і поточному ремонті превенторної установки. 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 : ІМЕ, 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 ХП, 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. Павлице – Львів. Новий світ – 2000, 2011. – 216 с.
25. Міняйло А.В. Деталі машин. Підручник / А.В. Міняйло, Л.М. Тищенко, Д.І. Мазоренко та інші. – 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: ХНТУСТ, 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. Павлице В.Т. Основи конструювання та розрахунок деталей машин / В.Т. Павлице. – 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. Матвієнко, 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.