Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

НГІТ.602МН.012-00.00.006 МР

Група 602-МН

Мондич Михайло Миколайович

Полтава, 2025

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

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

До захисту

Завідувач кафедри
В.о. директора ННІНіГ
С. ГАВРИК

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження герметичності модернізованого плашкового превентора

Пояснювальна записка

Керівник
Ст. викладач Панюта В.Б.
посада, наук. ступінь, ПІБ
підпис, дата,

Виконавець роботи
Мондич Михайло Миколайович
студент, ПІБ
група 602-МН
підпис, дата

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

Консультант за 2 розділом
К.т.н. Савик В.Ч.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
К.т.н. доц. Жестковська Т.Ю.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
К.т.н. Савик В.Ч.
посада, *наук. ступінь, ПІБ, підпис*

Дата захисту 20.06.2025 р.

Полтава, 2025

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" проведено порівняльний огляд технологічних комплексів для буріння свердловин та аналіз противикидного обладнання, обґрунтовано вибір бурової установки та противикидного обладнання. Коротко описано призначення, будову, комплектність та принцип дії вибраного обладнання. Проаналізувавши конструкції різних типів плашкових превенторів, встановлено їх недоліки.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з удосконалення конструкції ущільнення штока плашкового превентора, запропоновано у підпоршневу порожнину гідроциліндра превентора встановити жорстко пов'язаний з ним кільцевий упор і розміщений під упором додатковий поршень з хвостовиком. Розрахований економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції плашкового превентора.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" описана лабораторна установка для досліджень плашкового превентора, побудовані в SolidWorks тривимірні моделі складових частин ущільнення штока плашкового превентора.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведено розрахунки на довговічність, міцність та жорсткість деталей і вузлів модернізованого плашкового превентора: корпуса, діаметра гідравлічного циліндра, його стінки, гвинтів кріплення.

В розділі "Монтаж та експлуатація обладнання" розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000 ЕУ та дій під час монтажу противикидного обладнання, підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. За даними експлуатації описано систему планово-попереджувальних ремонтів, розроблено структуру ремонтного цикла плашкового превентора. Також проаналізовано шкідливі та небезпечні фактори, які виникають в процесі експлуатації обладнання, технічні рішення і пропозиції по забезпеченню безпеки експлуатації обладнання, техніка безпеки при експлуатації та обслуговуванні обладнання, заходи з пожежної безпеки при проведенні технологічного процесу.

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГТ
В.о. завідувача Сафін С.
"__" _____ 20___ року

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

Мондич Михайло Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження герметичності модернізованого плашкового превентора

Керівник роботи ст. викладач Панюта Владислав Борисович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджена наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №818-ст

2. Строк подання студентом роботи 27.12. 2024 року

3. Вихідні дані до роботи _____

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

5. Перелік графічного матеріалу

6. Дата видачі завдання_____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент _____ Шокіних М. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Лапшова В. Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

Стор.

Вступ..... 5

1. Вибір та опис технологічного обладнання..... 7

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання 7

1.2 Особливості конструкції та параметри плашкових превенторів..... 18

2. Опис технічної пропозиції..... 23

2.1 Опис модернізованої конструкції плашкового превентора..... 23

2.2 Оцінка економічної ефективності..... 26

3. Дослідно-конструкторська робота 37

3.1 Визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого технічного рішення, які вимагають проведення науково-дослідних робіт. 37

3.2 Вибір методів досліджень основних параметрів..... 40

3.3 Обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки..... 40

3.4 Аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень..... 43

4. Розрахунки працездатності..... 49

4.1 Розрахунок працездатності корпуса модернізованого плашкового превентора 49

4.2 Розрахунок діаметра гідравлічного циліндра модернізованого плашкового превентора..... 51

4.3 Розрахунок зусилля закриття превентора..... 52

4.4 Розрахунок товщини стінки гідравлічного циліндра 53

4.5 Розрахунок шпильок гідроциліндра..... 54

5. Монтаж і експлуатація обладнання..... 56

5.1 Підготовчі роботи перед монтажем обладнання..... 56

5.2 Монтаж противикидного обладнання..... 56

5.3 Підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання..... 58

5.4 Розрахунок чисельності монтажної бригади..... 59

5.5 Експлуатація та ремонт обладнання..... 61

5.5.1 Система планово-попереджувальних ремонтів..... 61
5.5.2 Структура ремонтного циклу..... 62
5.6 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання..... 64
5.6.1. Характеристика технологічного обладнання, щодо небезпечності та шкідливості..... 64
5.6.2 Пропозиції по забезпеченню безпеки технологічного процесу..... 65
5.6.3. Забезпечення безпеки технологічного процесу та обладнання..... 67
5.6.4. Заходи з пожежної безпеки при проведенні технологічного процесу..... 70
Висновки..... 74
Список використаної літератури 77

ВСТУП

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

Проаналізувавши конструкції різних типів плашкових превенторів, встановлено, що їх недоліками є наступні:

- створення різних за величиною зусиль при закриванні й відкриванні запірних пристроїв. Різниця в зусиллях залежить від діаметра штока, розміщеного в камері відкривання;

- для збільшення розвиваних гідроприводом превентора зусиль необхідно збільшити діаметр гідроциліндра, що веде до різкого збільшення маси превентора, обсягу робочої рідини, уповільнення швидкості переміщення виконавчих органів при одних і тих же діаметрах трубопроводів і параметрах установки гідравлічного управління противикидним обладнанням;

при відкриванні плашок превентора необхідно подолати зусилля, яке виникає від дії свердловинного тиску на незрівноважену площу плашки, що складає значну величину.

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції плашкового превентора з метою підвищення зусилля управління без збільшення металомісткості. При цьому не потрібно підвищення параметрів витрати і тиску системи гідравлічного керування.

Мета роботи. Підвищення ефективності роботи противикидного

обладнання з модернізацією плашкового превентора ППГ-280х35.

Об'єкт дослідження. Процеси руху рідини і газу при нафтогазоводопроявах з використанням противикидного обладнання.

Предмет дослідження. Властивості і характеристики модернізованого плашкового превентора.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. Пропонована конструкція превентора ППГ-280х35 забезпечить підвищення зусилля управління без збільшення металомісткості. При цьому не потрібно підвищення параметрів витрати і тиску системи гідравлічного керування.

Наукова новизна отриманих результатів.

- досліджено надійність противикидного обладнання, що використовується при бурінні свердловин;

- проведено дослідження ущільнення штока по оптимізації його конструкції.

Апробація роботи. Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на 75-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 56 найменувань, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 76 сторінках комп'ютерного набору і містить 14 рисунків і 9 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 81 сторінку.

1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання

1.1.1 Вихідні дані для магістерської роботи

Конструкція свердловини глибиною 5200 м подана на рис. 1.1.

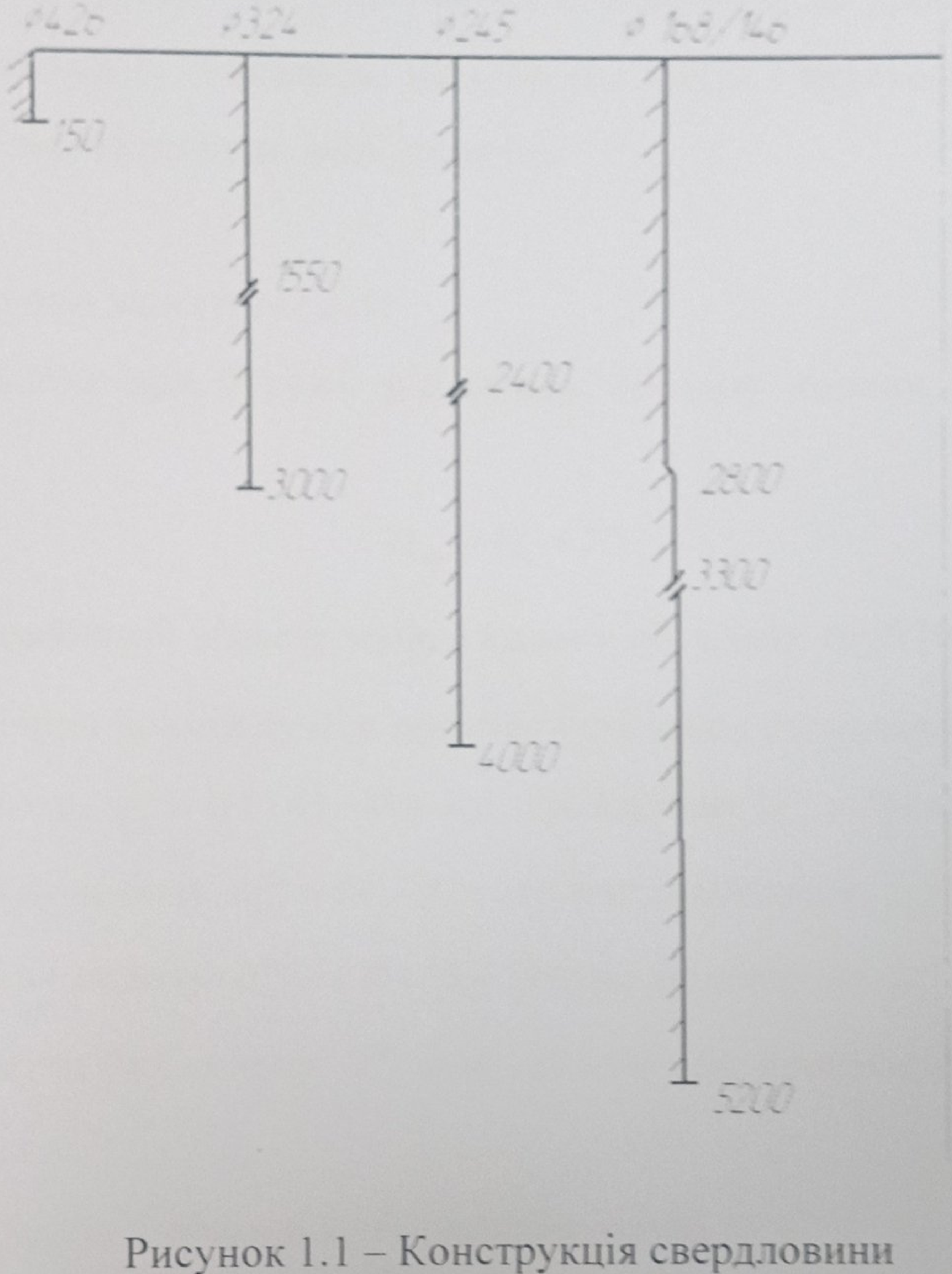


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

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

Проміжна колона d = 324мм спускається на глибину 3000м двома секціями із стиковками на глибині 1550м 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 = 245мм спускається на глибину 4000м двома секціями із стиковкою на глибині 2400м з метою перекриття частини стрийських відкладів з аномально-високим пластовим тиском. Цементується колона по всій

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

1.1.2 Розрахунок діаметрів доліт

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

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

де $D_{м}$ – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб [6];

2Δ – величина проміжку між муфтою і стінками свердловини [6].

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

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

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

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

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

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

G – осьове навантаження на долото [6];

$q_{ОБТ}$ – вага 1м.п. ОБТ [5];

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

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

Під кондуктор:

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

Під проміжну колону ǿ 324 мм:

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

Під проміжну колону ǿ 245 мм:

$$\ell_{ОБТ}^{245} = \frac{1.25 \cdot 180 \cdot 10^3}{1890\left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 150 \text{ м}$$

Під експлуатаційну колону:

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

1.1.3.2 Визначення довжини бурильного інструменту

Розраховуємо бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону.

Для І-ої секції бурильної колони приймаємо бурильну трубу ǿ 114мм із товщиною стінки 10 мм групи міцності К. Визначаємо допустиму глибину бурильних труб за формулою:

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

де $q^{I}_{пр.}$ – вага 1 м.п. бурильної труби [6];

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

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

де $Q_{р}$ – розтягуюче навантаження, при якому напруження у тілі труби досягає межі текучості [9];

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

$$Q^{I}_{доп} = \frac{2300}{1,4} = 1643\,кН;$$

$$\ell^{I}_{доп} = \frac{1643 \cdot 10^{3} - 210 \cdot 970\left(1 - \frac{1410}{7850}\right)}{301 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} + 210 = 6187\ м$$

Верхню частину колони складаємо із труб діаметром 127 мм із товщиною стінки 10 мм групи міцності К. Визначаємо допустиму довжину 2-ої секції за формулою

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

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

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

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

$$Q^{II}_{доп.} = \frac{2550}{1,4} = 1821,4\,кН;$$

$$\ell^{II}_{доп.} = \frac{1821,4 \cdot 10^3 - 1643 \cdot 10^3}{331 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} = 656\,м$$

Третю секцію бурильних труб складемо із труб діаметром 140 мм із товщиною стінки 10 мм групи міцності К. Допустиму довжину визначаємо аналогічно допустимій довжині 2-ої секції за формулою

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

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

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

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

$$Q^{III}_{доп.} = \frac{2850}{1,4} = 2035,7\,кН;$$

$$\ell^{II}_{доп.} = \frac{2035,7 \cdot 10^3 - 1821,4 \cdot 10^3}{388 \cdot \left(1 - \frac{1410}{7850}\right)} = 674_{м}$$

Відповідно проведених розрахунків складаємо таблиці вибору компонування бурильного інструменту.

Таблиця 1.1 – Робочий інструмент при бурінні під експлуатаційну колону

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
140	10К	388	674
127	10К	331	656
114	10К	301	3660
ОБТ-108	-	970	210

Таблиця 1.2 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону ǿ 245 мм

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
127	10К	331	190
114	10К	301	3660
ОБТ-197	-	1890	150

Таблиця 1.3 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону ǿ 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	10К	301	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	10К	301	95
ОБТ-203	-	1920	55

1.1.3.3 Визначення ваги колони бурильних і обсадних труб

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

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

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

$Q_{ОБТ}$ - вага колони ОБТ;

К – коефіцієнт прихвату; приймаємо К=1,3

Під експлуатаційну колону:

$$Q^{e}_{б.к} = (388 \cdot 674 + 331 \cdot 656 + 301 \cdot 3660 + 970 \cdot 210) \cdot 1,3 = 2319210,4 \text{ Н} \approx 2319 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ǿ 245 мм:

$$Q^{пр}_{б.к.} = (331 \cdot 190 + 301 \cdot 3660 + 1890 \cdot 150) \cdot 1.3 = 1882465 \text{ Н} \approx 1883 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ó 324 мм:

$$Q^{пр}_{б.к.} = (301 \cdot 2840 + 1920 \cdot 160) \cdot 1,3 = 1510652 \text{ Н} \approx 1511 \text{ кН}$$

Під кондуктор:

$$Q^{к}_{б.к.} = (301 \cdot 95 + 1920 \cdot 55) \cdot 1,3 = 174453,5 \text{ Н} \approx 175 \text{ кН}$$

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:

$$Q^{I}_{с.} = (3300 \cdot 301 + 780 \cdot 393 + 1120 \cdot 360) \cdot 1,15 = 1958496 \text{ Н} \approx 1959 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 3300 м:

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

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

1-ша секція довжиною 1600 м:

$$Q^{I}_{пр.} = (2400 \cdot 301 + 220 \cdot 627 + 1380 \cdot 568) \cdot 1,15 = 1890807 \text{ Н} \approx 1891 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2400 м:

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

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

1-ша секція довжиною 1450 м:

$$Q^{I}_{пр.} = (1550 \cdot 301 + 500 \cdot 918 + 950 \cdot 839) \cdot 1,15 = 1980990 \text{ Н} \approx 1981 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 1550 м:

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

Визначаємо вагу кондуктора діаметром 426мм і довжиною 150м:

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

Таблиця 1.5 – Зведена вагова характеристика обсадних і бурильних колон

№ п/п	Назва колони	Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм і група міцн.	Глибина спуску, м	Вага секції, кН	Вага колони, кН
1	Бурильний інструмент під експлуатаційну колону	140 127 114 ОБТ-146	10К 10К 10К -	674 656 3660 210	2319	2319
2	Бурильний інструмент під проміжну колону ǿ 245 мм	127 114 ОБТ-197	10К 10К -	190 3660 150	1883	1883
3	Бурильний інструмент під проміжну колону ǿ 324 мм	114 ОБТ-203	10К -	2840 160	1511	1511
4	Бурильний інструмент під кондуктор	114 ОБТ-203	10К -	95 55	175	175
5	Експлуатаційна колона	114 146	10К 11Л 10К 10Д	3300 300 480 720 400	Ic. - 710	1959
		168 146	12К 11К 11Д 11Л	1330 800 670 500	IIc. - 1682	1682
6	Проміжна колона ǿ 245 мм	114 245	10К 10К 9Д 9К	2400 220 740 640	Ic. - 922	1891
		245	13,84Р110 11Д 10К	1100 900 400	IIc. - 2048	2048
7	Проміжна колона ǿ 324 мм	114 324	10К 11Д 10К 10Д	1550 500 310 640	Ic. - 1256	1981
		324	12К 12Д 11К	220 980 350	IIc. - 1744	1744
8	Кондуктор	426	12Д	150	217	217

1.1.4 Вибір класу та основних параметрів бурової установки та протививикидного обладнання

Вибір БУ для одного і того ж класу визначається рядом чинників: умови буріння, метою буріння, типом свердловин, способом буріння, технологією буріння, геологічними умовами. Враховуючи всі зазначені чинники, в т. ч. найбільше навантаження на гаку, яке складає 2319 кН (згідно проведеного розрахунку колон і визначення ваги найважчої колони) вибираємо бурову установку БУ 5000 ЕУ (рис. 1.2). Найбільше навантаження 2500 кН, умовна глибина буріння 5000м.

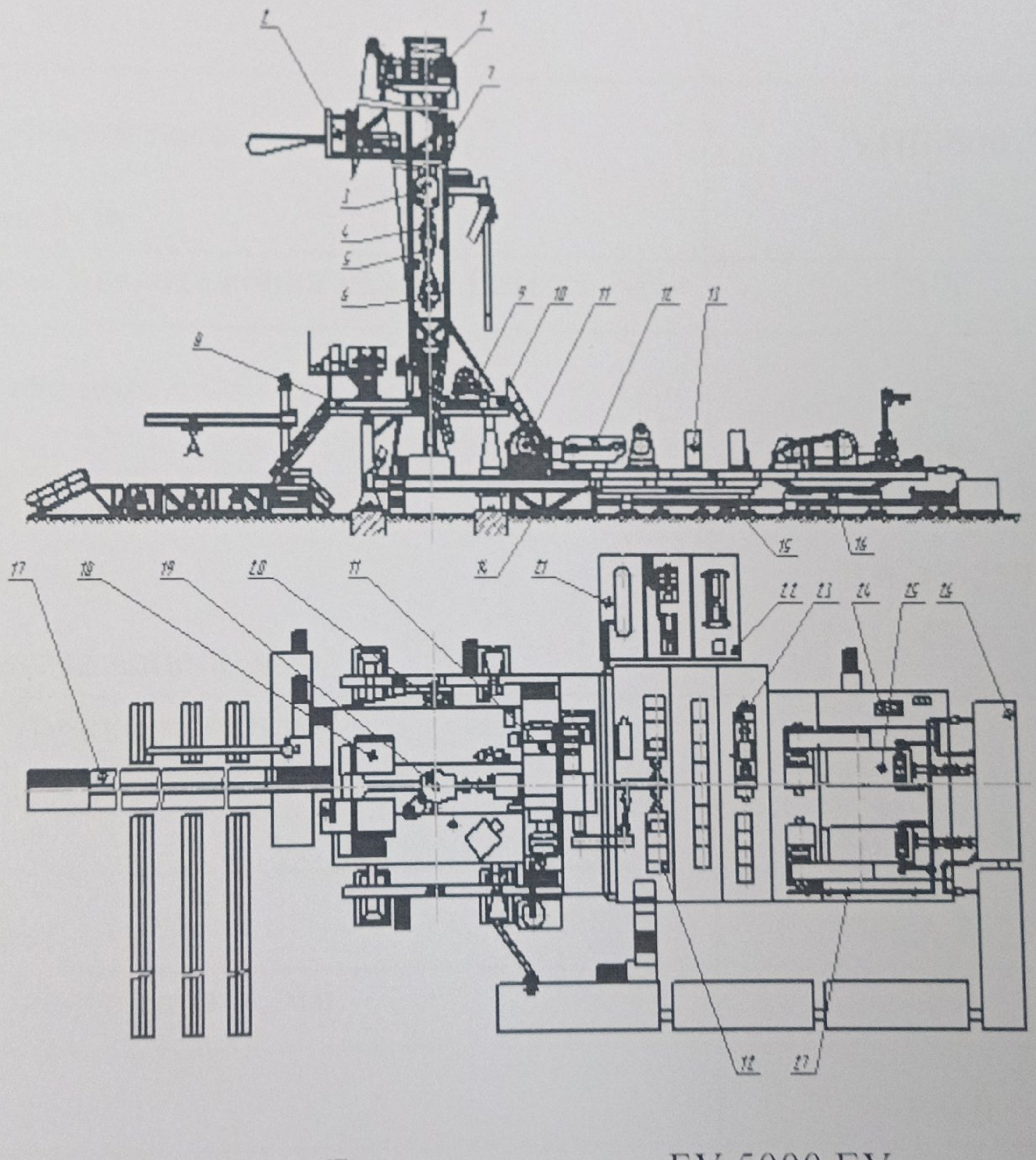


Рисунок 1.2 – Бурова установка БУ 5000 ЕУ

Технічна характеристика установки наведена у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Основні параметри та технічні характеристики БУ 5000 ЕУ

Параметри	Значення
1	2
Допустиме навантаження на гаку, КН	2500
Умовна глибина буріння , м	5000
Розрахункова потужність на приведеному валу лебідки, кВт	550
Лебідка: Максимальне навантаження на рухомий кінець талевого каната, КН.	ЛБУ-1100 250
Буровий насос: Кількість насосів	УНБ-600 2
Максимальне навантаження на стіл ротора, КН.	2500
Вертлюг: Максимальне навантаження, КН.	УВ-250 2500
Вишка: Корисна висота вишки, м	ВА-45-250 45
Вантажоздатність вишки, кН.	2500
Кронблок	УКБА-7-320
Талевий блок	УТБА-6-250
Діаметр талевого канату, мм	32
Ротор	Р560
Оснастка талевої системи	6х7
Засоби механізації розстановки свічок	АСП-3М
Маса комплекту бурової установки, т	379,7

Кінематична схема вибраної бурової установки складається із кінематичної схеми спуско-підйомного агрегату ЛБУ-1100М і кінематичної схеми приводу лебідки та бурових насосів. Привід ротора здійснюється від окремого електродвигуна постійного струму, який встановлений нижче підлоги основи бурової вежі на спеціальних балках. Привід здійснюється карданним валом, який з'єднується шарнірами з валом електродвигуна і привідним валом ротора.

Враховуючи, що максимальний тиск на гирлі при бурінні проектованої свердловини складатиме 35 МПа, для обв'язки гирла свердловини вибираємо схему превенторної установки із трьома превенторами і трьома лініями маніфольда ОП-280х35 (рис. 1.3).

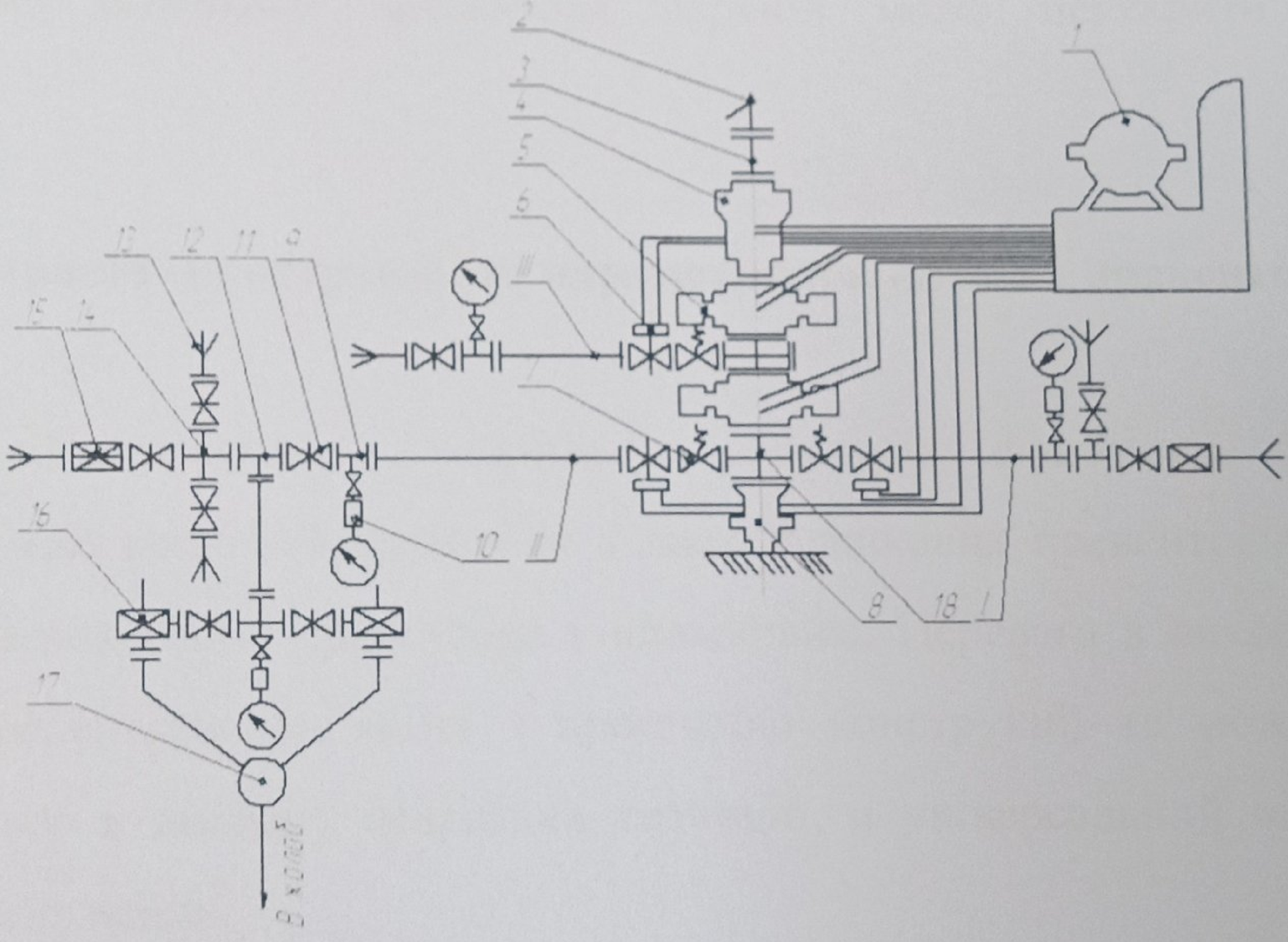


Рисунок 1.3 – Схема превенторної установки ОП-280х35:

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 гідроприводних засувок 6, засувок 11 із ручним управлінням, регулюючих 16 і швидко знімних 15 штуцерів, вентилів з манометрами, хрестовин, котушок, 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 Особливості конструкції та параметри плашкових превенторів

Плашковий превентор є одним з елементів фонтанної безпеки. Првенторний блок може складатися як з двох плашкових превенторів, так із поєднання універсального превентора з плашковим. Перевага в використанні плашкового превентора пов'язана з простотою конструкції та можливістю ручного закриття в випадку аварійних ситуацій, а універсальний вимагагає гідравлічного керування.

Превентори випускають з ручним або гідравлічним керуванням, на тиск 21, 35 або 70 МПа, з діаметрами умовного проходу 180, 230, 280 мм, звичайного або корозійностійкого виконання.

Превентор типу ППГ-280х35 (рис. 1.4) складається з корпуса 8, двох відкидних кришок 7 з гідроциліндрами. Корпус – стальне литво коробчастого перерізу з прохідним отвором 280 мм і порожниною, в якій рухаються плашки. Матеріал корпусу – сталь марки 20ХГСЛ, границя текучості – $\sigma_т$=550 МПа,

відносне видовження δ=14%, відносний стиск φ= 30%, ударна в'язкість повинна відповідати 0,55 МДж/м^2, твердість 217—241 НВ.

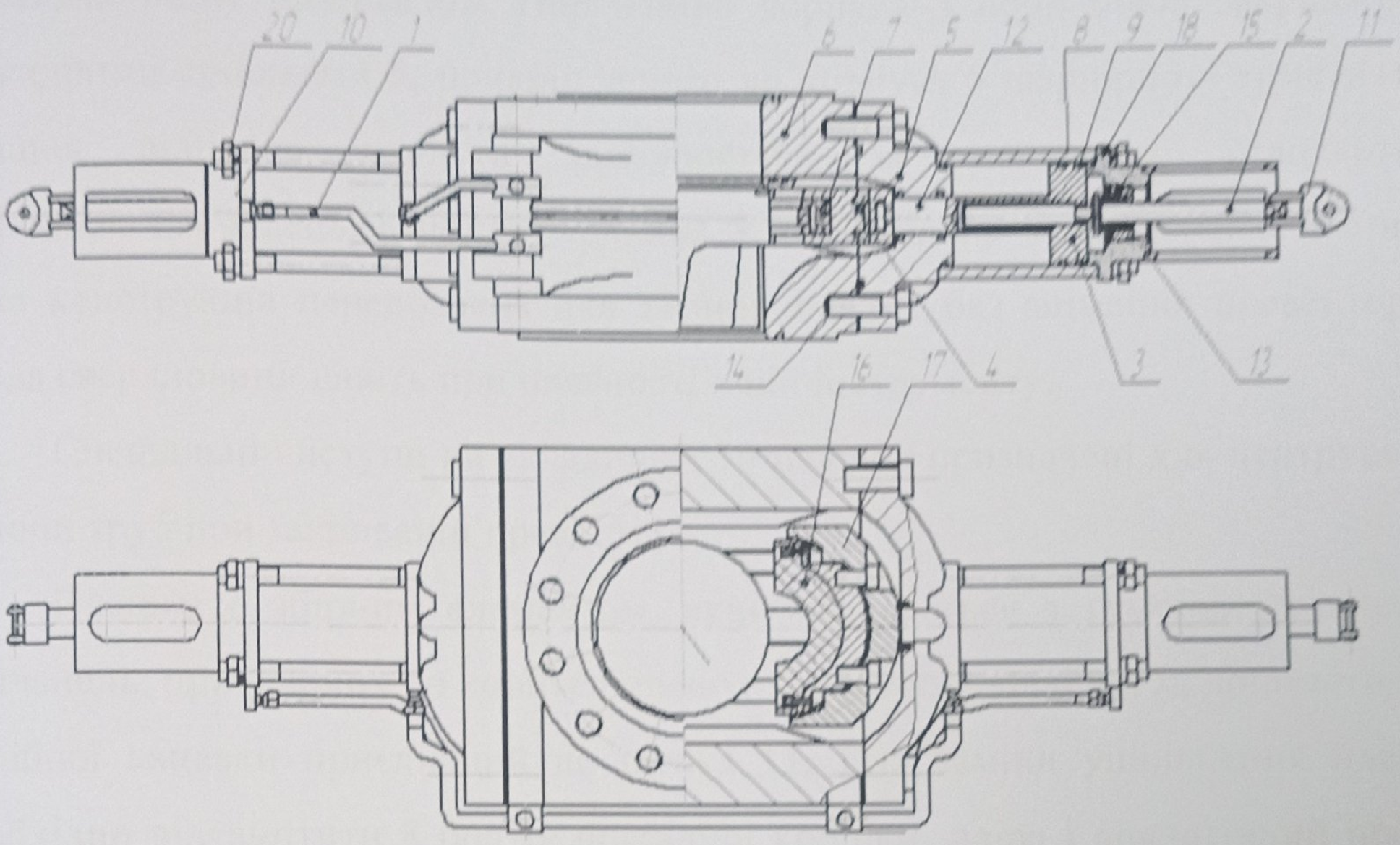


Рисунок 1.4 – Превентор типу ППГ-280х35:

1 – маслопровід; 2 – вал; 3 – поршень; 4 – плашка; 5 – кришка відкидна;
6 – корпус; 7 – ущільнення армоване; 8 – циліндр; 9 – кільце ущільнююче;
10 – кришка; 11 – вилка; 12 – шток; 13 – ущільнення; 14 – кільце ущільнююче;
15 – втулка; 16 – вкладиш; 17 – корпус плашки;18 – кришка

Верхній і нижній приєднувальні фланці превентора виконані разом з корпусом, на них передбачено канавки під стандартні ущільнюючі кільця, а також отвори з різьбою під шпильки для приєднання.

В зимовий період, коли температура навколишнього середовища стає меншою – 5^{0}С, може бути передбачено обігрів за допомогою пари чи гарячої води, при цьому обігрів ведеться по паропроводах, вмонтованих в корпус превентора.

В нижній площині порожнини превентора зроблені ребра, по яких рухаються плашки при закритті – відкритті превентора. Верхня площина має гладку поверхню, тому превентор герметичний тільки при дії тиску знизу

вверх. При цьому плашки під дією тиску притискаються до верхньої гладкої площини в корпусі превентора і герметизують гирло. Гладка верхня площина отримала назву «дзеркало». Порожнина корпусу з обох боків закривається відкидними кришками 5, прикріпленими до корпуса 6 шарнірно. Герметизація кришок відносно корпуса здійснюється за допомогою стандартних ущільнюючих кілець. Кришка відкидна 5 прикріплена до корпуса 6 болтами. Така конструкція передбачена для заміни плашок без знімання превентора з гирла свердловини навіть при наявності в ній інструменту.

Спеціальні виступи на вкладишах 16 плашок призначені для центрування колони труб при закриванні превентора.

Плашка є збірним елементом, який складається з гумових армованих ущільнень, приєднаних до корпуса плашки 17. Корпус плашки за допомогою Т-подібної канавки приєднаний до штока 11. Для заміни ущільнення плашок необхідно відгвинтити 8 болтів відкидної кришки зліва і аналогічний процес необхідно провести для ущільнення плашок справа, зважаючи на те, що до цього вузла підведений маслопровід.

Принцип дії превентора наступний. Переміщення плашки здійснюється поршнем 3 гідроциліндра 8. Поршень створює в гідроциліндрі дві робочі порожнини (камери) – відкриття і закриття превентора. При закритті превентора від системи гідрокерування масло під тиском стисненого газу з пневмогідроакумулятора через маслорозподільник по маслопроводу 1 поступає під тиском в камери закриття в гідроциліндрах 8, тиснучи на поршень 3, при цьому переміщуючи поршні з штоками 12 і плашками до центру превентора, при цьому герметизуючи гирло свердловини.

Шток приєднаний до поршня при допомозі різьби. Плашка прикріплена до штока за допомогою Т-подібної канавки, і тому при русі штока вона переміщується разом з ним.

Одночасно масло із камер відкриття по маслопроводу поступає на злив в масляний бак гідросистеми. При відкритті превентора від системи гідрокерування масло під тиском по трубопроводу подається в камери

відкриття, переміщає поршні з штоками і плашками від центра превентора на його відкриття, а масло з камер закриття по маслопроводу поступає на злив в масляний бак гідросистеми.

У випадку виходу з ладу системи гідрокерування для закриття превентора використовують ручний привід. Для цього необхідно встановити рукоятку відповідного маслорозподільника на гідросистемі в положення "ЗАКРИТО" й одночасно крутити обидва штурвали ручного приводу за годинниковою стрілкою на певне число обертів для закривання превентора. Обертовий рух через вилку 11 передається на шток 12, гвинт якого претворює рух в поступальний рух плашки. Плашка ущільнює колону труб притисканням до неї гумової манжети плашки.

Визначити закритий чи відкритий превентор неможливо, бо при закриванні превентора весь механізм ручного приводу переміщується до центра разом з поршнем 12, а при фіксації плашок в закритому положенні гвинт штока викручується з поршня і переміщує механізм ручного керування у вихідне положення. В деяких превенторах передбачена система контролю положення плашок.

Превентор з трубними плашками призначений для герметизації затрубного простору при наявності труб в свердловині. Причому плашки превентора ущільнюють тільки труби відповідного типорозміру і здійснюють герметизацію по гладкій частині тіла труби. Трубний простір при цьому герметизують зворотніми або кульовими кранами. Превентор з глухими плашками призначений для герметизації затрубного простору при відсутності труб в свердловині. Глухі плашки перекривають свердловину повністю при відсутності в ній колони труб. Превентор дозволяє також здійснювати розходження колони труб від замка до замка для попередження прихвату трубної колони, а також, при необхідності підвішувати колону труб на плашки.

Висновки

За найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 5200 м вибрана бурова установка БУ 5000 ЕУ, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі спорудження даної свердловини.

Проаналізувавши конструкції різних типів плашкових превенторів, встановлено, що їх недоліками є наступні:

- створення різних за величиною зусиль при закриванні й відкриванні запірних пристроїв. Різниця в зусиллях залежить від діаметра штока, розміщеного в камері відкривання;

- для збільшення розвиваних гідроприводом превентора зусиль необхідно збільшити діаметр гідроциліндра, що веде до різкого збільшення маси превентора, обсягу робочої рідини, уповільнення швидкості переміщення виконавчих органів при одних і тих же діаметрах трубопроводів і параметрах установки гідравлічного управління противикидним обладнанням;

- при відкриванні плашок превентора необхідно подолати зусилля, яке виникає від дії свердловинного тиску на незрівноважену площу плашки, що складає значну величину.

В наступних розділах магістерської роботи для усунення даних недоліків модернізується конструкція плашкового превентора.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції плашкового превентора

У процесі буріння свердловин важливою вимогою є дотримання фонтанної безпеки, яка включає в себе комплекс технологічних та технічних заходів. Згідно статистики, в більшості випадків нафтогазопрояви та відкрите фонтанування є наслідком порушення технології буріння свердловини, низької якості збирання превенторів і монтажу комплексу противикидного обладнання, а також порушення правил монтажу та випробування превенторів й недотримання робочим персоналом установлених правил та вимог при ліквідації нафтогазопроявів. Відкриті нафтові і газові фонтани являються небезпечними аваріями при бурінні свердловини. Глушіння фонтанів часто закінчується ліквідацією свердловин. Відкриті фонтани являють собою загрозу не тільки нафтовим спорудам і обладнанню, що знаходиться в безпосередній близькості від епіцентру аварії, а й населеним пунктам і промисловим спорудам, що розташовані в районі аварійного об'єкта.

Отже, при бурінні свердловини досить велику роль відіграє противикидне обладнання. Зараз актуальним є питанням вдосконалення існуючих та створення нових типів превенторів. Зокрема основними напрямками вдосконалення плашкових превенторів є:

- багатоярусне (дво- і триярусне) виконання, тобто два або три плашкових превентори розміщують в єдиному суцільному корпусі (з використанням новітніх технологій і матеріалів);

- знімні (замінні) кільцеві елементи ущільнення контакту корпуса із торцевими поверхнями плашок;

- технології швидкої заміни плашок;

- автоматичне блокування плашок у закритому стані;

- відмова від хрестовин та трійників у стовбурній збірці, виконання відводів безпосередньо із корпусів превенторів;

- комплектація універсальними (багаторозмірними) плашками.

Для полегшення управління відкриттям і закриттям плашок превентора, підвищення монтажоздатності, ремонтопридатності і довговічності превенторів, зменшення витрат на монтаж бурової установки та надійності герметизації гирла свердловини в даній магістерській роботі здійснена модернізація плашкового превентора ППГ-280х35.

На основі інформаційного огляду та короткого критичного аналізу існуючих конструкцій плашкових превенторів встановлено недоліки превентора ППГ-280х35. Метою його вдосконалення є полегшення управління відкриттям і закриттям плашок. Поставлена мета досягається тим, що у підпоршневу порожнину гідроциліндра превентора встановлений жорстко пов'язаний з ним кільцевий упор, який утворює з штоком гідроциліндра осьовий канал, і розміщений під упором додатковий поршень з хвостовиком, встановленим у кільцевому каналі упору, причому підпоршнева порожнина гідроциліндра гідравлічно пов'язана з порожниною під додатковим поршнем.

На рис. 2.1 зображено плашковий превентор після вдосконалення.

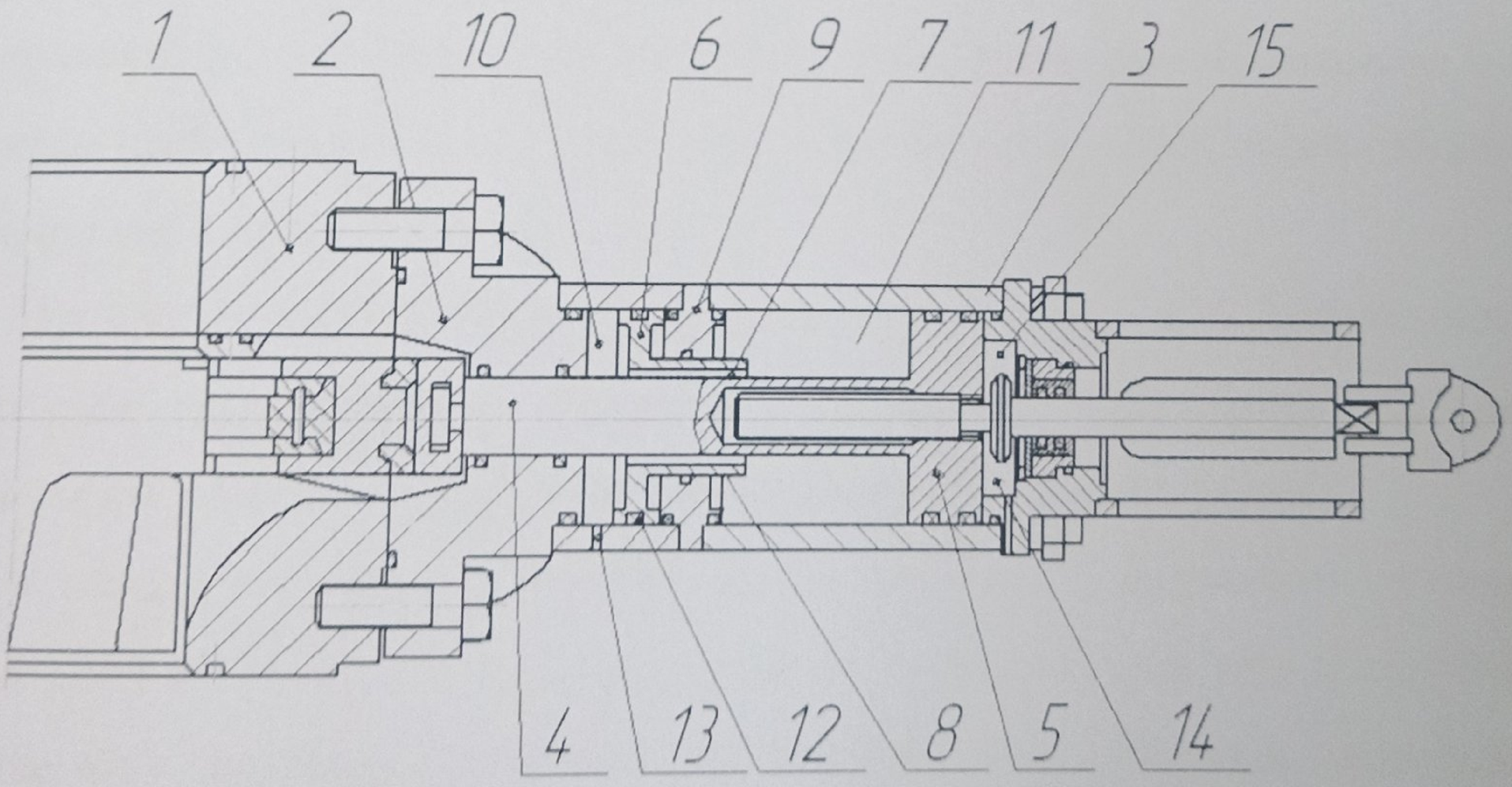


Рисунок 2.1 – Плашковий превентор в момент відкриття плашок на трубі

Превентор вдосконалений складається з корпусу 1, кришок 2 з ущільненнями і гідроциліндрів, які складаються з циліндра 3, штока 4 з поршнем 2. В циліндрі 3 на штоку 4 з можливістю переміщення щодо нього

встановлено додатковий поршень 6 з каналом і хвостовиком 8 і кільцевий упор 9. Канал 7 призначений для з'єднання передпоршневої камери 10, утвореної кришкою 2 превентора і додатковим поршнем 6 і передпоршневої камери 11, утвореної упором 9 з ущільненням і поршнем 2. Канал 7 виконаний в даному випадку у вигляді зазору між хвостовиком 8 поршня 6 і штоком 4. Хвостовик 8 поршня повернений у бік поршня 6 і входить у внутрішню розточку, виконану в упорі 9. Поршень 6 по суті є поршнем-підсилювачем.

Довжина хвостовика 8 перевищує ширину упору 9 на величину ходу поршня 6. Упор 9 встановлений в гідроциліндрі нерухомо, має ущільнення 12, яке герметизує хвостовик 8 поршня 6.

У гідроциліндрі виконаний канал відкривання 13 і канал закривання 14 для проходу робочої рідини камери в 10, 11 і 12.

Слід зазначити, що найбільше зусилля виникає при відкриванні превентора до моменту розгерметизації, потім зусилля різко падає до величини, яка необхідна для подолання діючої сили тертя. Ця умова диктує можливість обмежити хід поршня-підсилювача до величини 15-20 мм, що цілком достатньо для зрушування плашок з місця. Змінюючи діаметр поршня-підсилювача можна отримати практично будь-яке необхідне зусилля без істотної зміни габаритних розмірів і маси превентора.

Превентор працює таким чином. За нормальних умов буріння плашки превентора знаходяться у відкритому положенні, при цьому поршень 6 впирається в упор 9, а поршень штока 5 – в кришку гідроциліндра.

У випадку перших ознак прояву і необхідності закривання превентора робоча рідина під тиском подається в канал закривання 14, при цьому рідина, поступаючи в порожнину 15 переміщує поршень 5 до дотикання з хвостовиком 8 додаткового поршня 6, переміщаючи його до тих пір, поки не стикнуться плашки і не загерметизується гирло свердловини. В цей момент свердловинний тиск, діючи на плашки, створює додаткове зусилля герметизації гирла.

При необхідності відкривання превентора під тиском свердловини, як це часто буває, робоча рідина гідрокерування подається в канал відкривання 13,

створює тиск у камері 10 і через канал 7, у камері 11 створює підсумовуюче зусилля на шток 4.

Під дією підвищеного зусилля плашки розкриваються, відбувається розгерметизація гирла. У цей момент різко падає зусилля, необхідне для переміщення плашок. Додатковий поршень 6, впираючись в кільцевий упор 9, зупиняється, а поршень 5 зі штоком 4 продовжує переміщатися до упору в кришку гідроциліндра.

2.2 Оцінка економічної ефективності

2.2.1 Методика визначення економічного ефекту

Модернізація технологічного обладнання повинна підкріплюватись розрахунком економічного ефекту від впровадження запропонованого технічного рішення.

Згідно діючої методики визначення економічної ефективності впровадження нового обладнання в нафтогазовій галузі річний економічний ефект від виробництва і використання нового обладнання, машин, інструментів і інших засобів праці довгострокового використання з покращеними якісними характеристиками визначається за наступною формулою:

$$E = \left[З_1 \cdot k_1 \cdot k_2 + \frac{\Delta И - E_н \cdot (K_2' - K_1')}{(1/T_2) + E_н} - З_2 \right] \cdot n, \text{ грн.}, \qquad (2.1)$$

де: $З_1$ та $З_2$ – приведені витрати на одиницю, відповідно, базового і нового обладнання, які включають в себе витрати на науково-дослідні роботи, розробку технічного проекту, робочих креслень і іншої технічної документації, виготовлення дослідної партії, випробування, доведення, розроблення технології виробництва, виготовлення оснастки, освоєння серійного випуску нової продукції. Коли ці витрати обумовлені підвищенням якості продукції на виробництві, вони відображаються в оптових цінах і враховуються безпосередньо через вартість нового обладнання при розрахунку; для бурової

установки БУ 5000 ЕУ за ринковими цінами $З_1$ = 15800000 грн.;

k_1 – коефіцієнт зміни строків служби;

k_2 – коефіцієнт зростання продуктивності праці по варіанту модернізації;

ΔИ – економія експлуатаційних витрат при впровадженні модернізованого обладнання, грн.

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

$К'_2$, $К'_1$ – сукупні капітальні вкладення споживача (в даному випадку будуть дорівнювати 0);

T_2 – строк служби нового обладнання, (становить 8 років);

k_1 – коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації:

$$k_1 = \frac{B_2}{B_1} \; ; \qquad (2.3)$$

де B_1, B_2 – річна проходка базовою і новою технікою відповідно, м

$$B_{1(2)} = \frac{V_K^{AT(HT)} \cdot 12,17}{K_{об}} \; ; \qquad (2.4)$$

де 12,17 – кількість верстато-місяців у календарному році;

$K_{об}$ – коефіцієнт оборотності бурових установок;

V_K^{AT} – комерційна швидкість буріння при використанні базової техніки, $\frac{м}{верст.-міс.}$.

$$V_K^{AT} = \frac{H \cdot 720}{T_K^{AT}} \; ; \qquad (2.5)$$

де H – глибина буріння свердловини, H=5200 м;

Дані взяті з документації свердловини глибиною 5200 м.

T_K^{AT} – календарний час буріння свердловини базовою технікою, год.

$$T_K^{AT} = T_{м.б.} + T_{СПО} + T_{кр.} + T_{о.р.} + T_{р.р.} + T_a + T_n \; ; \qquad (2.6)$$

де $T_{м.б}$ – час механічного буріння, $T_{м.б}$=1940 год;

$T_{с.п}$ – час СПО, $T_{с.п}$=2032 год;

$T_{к.р.}$ — час кріплення свердловини, $T_{к.р.}$=1747 год;

$T_{д.р.}$ — час допоміжних робіт, $T_{д.р.}$=2652 год;

$T_{р.р.}$ — час ремонтних робіт, $T_{р.р.}$=418 год;

$T_{а}$ — час аварій і ускладнень, $T_{а}$=1283 год;

$T_{п}$ — час простоїв, приймається 5,5% від календарного часу.

$$T_K^{AT} = 1940 + 2032 + 1747 + 2652 + 418 + 1283 + 554 = 10626 \text{ год.};$$

$$V_K^{AT} = \frac{5200 \cdot 720}{10626} = 372,67 \frac{м}{верст. - міс.}.$$

V_K^{HT} — комерційна швидкість буріння при використанні нової техніки, $\frac{м}{верст. - міс.}$.

$$V_K^{HT} = \frac{H \cdot 720}{T_K^{HT}} = \frac{H \cdot 720}{T_K^{AT} - \Delta T}; \quad (2.7)$$

де ΔT — загальне скорочення календарного часу буріння свердловини, год.

$$\Delta T = \Delta T_{М.О} + \Delta T_{СПО} + \Delta T_{ПЗО} + \Delta T_{М.Б}; \quad (2.8)$$

де $\Delta T_{М.О.}$ — скорочення часу машинних операцій при підйомі інструменту, год.

$$\Delta T_{М.О.} = T_{б.м}^{AT} - T_{б.м.}^{HT}; \quad (2.9)$$

де $T_{б.м.}^{AT}, T_{б.м.}^{HT}$ — загальний час підйому інструменту за час буріння свердловини при використанні базової бурової установки та за варіантом модернізації відповідно, год. $T_{б.м.}^{AT} = T_{б.м.}^{HT}$

Отже $\Delta T_{М.О.} = 0$ год.

$\Delta T_{СПО}$ — скорочення часу СПО , год.

$$\Delta T_{СПО} = T_{сп}^{AT} - T_{сп}^{HT}; \quad (2.10)$$

де $T_{сп}^{AT}$, $T_{сп}^{HT}$ — тривалість СПО за базовим та модернізованим варіантом відповідно, год. $T_{сп}^{AT} = T_{сп}^{HT}$. Отже $\Delta T_{СПО} = 0$ год.

$\Delta T_{ПЗО}$ — скорочення часу підготовчо-завершальних операцій, год.

$$\Delta T_{ПЗО} = T_{п.з}^{AT} - T_{п.з}^{HT}; \quad (2.11)$$

де $T_{п.з}^{АТ}$, $T_{п.з}^{НТ}$ — тривалість підготовчо-завершальних операцій за базовим та модернізованим варіантом відповідно, год.;

$$T_{п.з}^{АТ(НТ)} = T_{випр.} + T_{монт.}^{АТ(НТ)} ; \quad (2.12)$$

де $T_{випр.}$ — час випробування бурової установки, $T_{випр.} = 72$ год.;

$T_{монт.}^{АТ}$, $T_{монт.}^{НТ}$ — час монтажу, демонтажу і транспортування базової та модернізованої бурових установок, год.

$$T_{монт.}^{АТ(НТ)} = T_{м.}^{АТ(НТ)} + T_{д.}^{АТ(НТ)} + T_{тр.}^{АТ(НТ)} ; \quad (2.13)$$

$$T_{монт.}^{НТ} = T_{м.}^{НТ} + T_{д.}^{НТ} + T_{тр.}^{НТ} ; \quad (2.14)$$

де $T_{м.}^{АТ}$, $T_{м.}^{НТ}$ — час відведений на монтаж базової та модернізованої бурової установки відповідно, год.; $T_{м.}^{АТ} = 240$ год., $T_{м.}^{НТ} = 232$ год.

$T_{д.}^{АТ}$, $T_{д.}^{НТ}$ — час відведений на демонтаж базової та модернізованої бурової установки відповідно, год.; $T_{д.}^{АТ} = 144$ год., $T_{д.}^{НТ} = 140$ год.

$T_{тр.}^{АТ}$, $T_{тр.}^{НТ}$ — час відведений на транспортування базової та модернізованої бурової установки відповідно, год.; $T_{тр.}^{АТ} = T_{тр.}^{НТ} = 120$ год.

$$T_{монт.}^{АТ} = 240 + 144 + 120 = 504 \text{ год.};$$

$$T_{монт.}^{НТ} = 232 + 140 + 120 = 492 \text{ год.};$$

$$T_{п.з}^{АТ} = 72 + 504 = 576 \text{ год.};$$

$$T_{п.з}^{НТ} = 72 + 492 = 564 \text{ год.};$$

$$\Delta T_{ПЗО} = 576 - 564 = 12 \text{ год.}$$

$\Delta T_{М.Б.}$ — скорочення часу механічного буріння, год.

$$\Delta T_{М.Б.} = T_{м.б.}^{АТ} \cdot (k_{м.ш} - 1) ; \quad (2.15)$$

де $T_{м.б.}^{АТ}$ — тривалість механічного буріння, $T_{м.б.}^{АТ} = 1940$ год.;

$K_{м.ш}$ — коефіцієнт зростання механічної швидкості за варіантом модернізації; $K_{м.ш} = 1,05$.

$$\Delta T_{М.Б.} = 1940 \cdot (1,05 - 1) = 97 \text{ год.};$$

$$\Delta T = 0 + 0 + 12 + 97 = 109 \text{ год.};$$

$$V_К^{НТ} = \frac{5650 \cdot 720}{10626 - 109} = 376,53 \frac{м}{верст. - міс.} ;$$

$$B_2 = \frac{376,53 \cdot 12,17}{1,24} = 3695,5 \text{ м};$$

$$B_1 = \frac{372,67 \cdot 12,17}{1,24} = 3657,6 \text{ м};$$

$$k_1 = \frac{3695,5}{3657,6} = 1,01 .$$

Коефіцієнт зміни строків служби k_2 визначається за формулою:

$$k_2 = \frac{P_1 + E_н}{P_2 + E_н} ; \qquad (2.16)$$

де P_1, P_2 — частки відрахувань від балансової вартості на повне вдосконалення базового та нового обладнання, які розраховуються як величини, зворотні термінам служби обладнання, з урахуванням їх морального спрацювання ($P_i = 1/T_i$);

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

$$k_2 = \frac{1/8 + 0,15}{1/8 + 0,15} = 1 .$$

2.2.2 Розрахунок вартості модернізованого обладнання

Приведені витрати на одиницю нового обладнання

$$З_2 = З_1 + С^{заходів} ; \qquad (2.17)$$

де $С^{заходів}$ - вартість проведених заходів:

$$С^{заходів} = С^{виг} + С^{монт} + С^{транс} , \qquad (2.18)$$

$С^{виг}$ - вартість виготовлення ущільнюючого вузла штока превентора:

$$С^{виг} = С^{вир}_{соб} + С^{позавир}_{витр} , \qquad (2.19)$$

$С^{вир}_{соб}$ - виробнича собівартість ущільнюючого вузла штока превентора:

$$С^{вир}_{соб} = С^{мат} + С^{тех}_{е/е} + С^{ОЗП} + С^{ДЗП} + С^{ВСС} + С^{утр}_{експл} + С^{ЗВВ} . \qquad (2.20)$$

$С^{мат}$ - виробнича собівартість ущільнюючого вузла штока:

$$C^{мат} = \sum_{i=1}^{n} H_i^M \cdot Ц_i^M \cdot \left(1 + \frac{\%ТЗВ}{100}\right), \qquad (2.21)$$

де H_i^M - норма витрат матеріалу; на виготовлення обладнання нової конструкції ущільнюючого вузла штока превентора витрачається сталь 45 ГОСТ 1050-88 близько 12 кг металу;

$Ц_i^M$ - ціна одного кілограму металу; ринкова ціна сталі 45 становить 7866,9 грн./т = 7,87 грн./кг);

$\%ТЗВ$ - транспортно-заготівельні витрати; $\%ТЗВ = 4\ \%$.

$$C^{мат} = (12 \cdot 7,87) \cdot \left(1 + \frac{4}{100}\right) = 98 \text{ грн.}$$

$C^{ОЗП}$ - вартість витрат на основну заробітну плату:

$$C^{ОЗП} = k_{нв} \cdot S^{л}_{час.сд} \cdot \tau_{сб}, грн., \qquad (2.22)$$

де $k_{нв}$ – коефіцієнт накладних витрат по заробітній платі (в дипломному проекті приймаємо 1,3);

$S^{л}_{чассд}$ – годинна тарифна ставка, грн.(для слюсаря IV становить 18 грн.);

$\tau_{сб}$ – трудомісткість виготовлення одного виробу (в дипломному проекті приймаємо 0,76 нормо-год.).

$$C^{ОЗП} = 1,3 \cdot 18 \cdot 0,76 = 17 \text{ грн.}$$

$C^{ДЗП}$ - вартість витрат на додаткову заробітну плату:

$$C^{ДЗП} = 0,25 \cdot C^{ОЗП} \qquad (2.23)$$

$$C^{ДЗП} = 0,25 \cdot 17,82 = 5 \text{ грн}$$

$C^{ВСС}$ - витрати на відрахування до фондів соціального страхування; відрахування на соціальне страхування здійснюються у вигляді єдиного соціального внеску. Ставка внеску Нс = 38,52%.

Тоді,

$$C^{ВСС} = (C^{ОЗП} + C^{ДЗП}) \cdot Нс = (17,85 + 4,5) \cdot 0,3852 = 8,6 \text{ грн.}$$

$C^{утр}_{експл}$ - вартість витрат на утримання й експлуатацію обладнання:

$$C^{утр}_{експл} = C^{е/е} + C^{АМ}, \quad (2.24)$$

$C^{е/е}$ - вартість витрат на електроенергію:

$$C^{е/е} = \sum_{i=1}^{n} P_i \cdot \sum Тр \cdot Ц^{е/е} \cdot F^{вик}_{маш.ч}, \quad (2.25)$$

де P_i - загальна потужність двигунів обладнання, P_i = 43 кВт;

$F^{вик}_{маш.ч}$ — коефіцієнт використання машинного часу, $F^{вик}_{маш.ч} = 0,8$;

$$C^{е/е} = 43 \cdot 8 \cdot 1,0324 \cdot 0,8 = 284,1 \text{ грн.};$$

$C^{АМ}$ — вартість витрат на амортизацію обладнання, грн.:

$$C^{АМ} = Б^{в} \cdot \frac{H_a}{100} \cdot \frac{\sum Тр \cdot k^{вик}_{маш.ч}}{T^{кв}}, \quad (2.26)$$

де $Б^{в}$ — балансова вартість верстатів, $Б^{в} = 34200$ грн.;

H_a — відрахування на амортизацію;

Встановлений термін служби для верстатів згідно Податкового кодексу - 5 років. Тоді з прямолінійного методу $H_a = 0,2$ за рік.

$T^{річ}$ — річний фонд часу, $T^{річ} = 8760$ год.;

$$C^{АМ} = 34200 \cdot 0,2 \cdot \frac{8 \cdot 0,8}{8760} = 5,0 \text{ грн.};$$

$$C^{утр}_{експл} = 284,1 + 5 = 289 \text{ грн.}$$

$C^{ЗВВ}$ — вартість витрат на загальновиробничі витрати, грн.:

$$C^{ЗВВ} = 0,3 \cdot C^{ОЗП}, \quad (2.27)$$

$$C^{ЗВВ} = 0,3 \cdot 17,82 = 5 \text{ грн.};$$

$$C^{вир}_{соб} = 98,2 + 17,82 + 4,5 + 8,6 + 289,1 + 5,38 = 423,6 \text{ грн.}$$

$C^{позавир}_{витр}$ — вартість витрат на позавиробничі витрати, грн.:

$$C^{позавир}_{витр} = 0,05 \cdot C^{вир}_{соб}, \quad (2.28)$$

$$C^{позавир}_{витр} = 0,05 \cdot 423,6 = 21 \text{ грн.}$$

$C^{вик} = 423,6 + 21,18 = 444$ грн.

$C^{монт}$ — вартість витрат на монтаж:

$$C^{монт} = C^{ЗП}_{монт} \cdot (1 + Нв) \cdot k^{ДЗП}, \qquad (2.29)$$

де $k^{ДЗП}$ — коефіцієнт додаткової заробітної платні, $k^{ДЗП} = 1,25$

Згідно табл. 2.1, $C^{ЗП}_{монт} = 110,5$ грн.

$$C^{монт} = 110,5 \cdot (1 + 0,3852) \cdot 1,25 = 191 \text{ грн.},$$

$C^{транс}$ — вартість витрат на транспортування, грн.:

$$C^{транс} = 2 \cdot R \cdot Ц_{1км}, \qquad (2.30)$$

де R — відстань від бурової до майстерні, R = 70 км.;

$Ц_{1км}$ — ціна одного кілометра шляху, $Ц_{1км} = 6$ грн.;

Результатом проведеної модернізації економія витрат на ремонт

$C^{транс} = 2 \cdot 70 \cdot 6 = 840$ грн.,

$C^{заход} = 444,78 + 191,3 + 840 = 1476,08$ грн.

$З_2 = 15800000 + 1476,08 = 15801476,1$ грн.

Таблиця 2.1 – Основна заробітна плата при монтажі та демонтажі

Роз-ряд робіт	Профе-сія	Трудоміс ткість робіт, $Тр_i$, н-год	Годинна тарифна ставка, $Ст_i^{год}$, грн./год.	Чисельність виконавців, $ч_i^{вик}$, чол.	Заробітна платня, грн.
VI	Монтажник	1,4	19,1	1	26,74
V	монтажник	1,8	16,78	1	30,2
IV	слюсар	1,3	14,75	1	19,18
VI	майстер	1,8	19,1	1	34,38
Всього		6,3	—	—	110,5

$\Delta C^{експл}$ — економія річних експлуатаційних витрат, грн.:

$$\Delta C^{експл} = \Delta C^{рем},$$

$\Delta C^{рем}$ — економія витрат на проведення ТО та усіх видів ремонтів:

$$\Delta C^{рем} = \sum_{i=1}^{n} \Delta n_p \cdot Tp_i \cdot Cm_i^{год} \cdot ч_i^{вик} \cdot \lambda \cdot (1 + k^{ВСС}) \cdot k_{маш.ч}^{вик} = \\ = \Delta C_{ТО}^{рем} + \Delta C_{ПР}^{рем} \quad (2.31)$$

Розрахунок проводимо з врахуванням таблиці 2.2.

Витрати часу на технічне обслуговування (ТО) та поточні ремонти (ТР) визначимо за формулою:

$$S_{тов} = \frac{T_р}{T_ч} \cdot \sum_{i=1}^{n} a_i \cdot r_i, \frac{грн}{рік}, \quad (2.32)$$

де $T_р$ - річний фонд часу роботи установки, год. ($T_{р.}^{АТ}$ = 8500 год; $T_{р.}^{НТ}$ =8700год). Дані взяті з Полтавського ВБР.

$T_ч$ - час міжремонтного циклу, год. ($T_ч^{АТ}$=1440; $T_ч^{НТ}$=2160);

a_i - кількість ТО та ПР у ремонтному циклі (таблиця 3.1);

r_i - трудомісткість технічного обслуговування і поточного ремонту, норма-год. (таблиця 2.2).

Для превентора до модернізації затрати часу на технічне обслуговування (ТО) та поточні ремонти (ТР) складатимуть

$$S_{тов}^{АТ} = \frac{8500}{1440} \cdot (11 \cdot 5 + 36 \cdot 0{,}5) = 430{,}9 год;$$

Для превентора після модернізації затрати часу на технічне обслуговування (ТО) та поточні ремонти (ТР) складатимуть

$$S_{тов}^{НТ} = \frac{8700}{2160} \cdot (5 \cdot 2 + 36 \cdot 0{,}25) = 76{,}5 год.$$

Таблиця 2.2 – Технічне обслуговування та ремонт плашкового превентора

Вид технічного обслуговування, ремонту	Періодичність виконання технічного обслуговування та ремонтів, маш.-год.		Число тех. обслуговувань і ремонтів в одному ремонтному циклі		Трудомісткість виконання одного технічного обслуговування та ремонту, норма-год.		Чисельність виконавців, $Ч_i^{вик}$, чол.	
							IV	V
	Базове обладнання	Модернізоване	Базове обладнання	Модернізоване	Базове обладнан-ня	Модернізоване		
ТО	1440	2160	36	36	0,5	0,25	2	-
Поточний ремонт			11	5	5	2	2	1

Тому

$$\Delta C^{рем} = 76,5 \cdot (2 \cdot 14,75 + 16,74) \cdot 1,25 \cdot (1 + 0,3852) \cdot 1,2 = 7350 \text{ грн}$$

$$\Delta C^{експл} = 2882 \text{ грн};$$

$$E = \left[15800000 \cdot 1,01 \cdot 1 + \frac{7350}{1/8 + 0,15} - 15801476\right] \cdot 1 = 183250 \text{грн}$$

Висновок

Суть технічного рішення з модернізації плашкового превентора полягає в тому, що порівняно з аналогом у підпоршневу порожнину гідроциліндра превентора встановлений жорстко пов'язаний з ним кільцевий упор, який утворює з штоком гідроциліндра осьовий канал, і розміщений під упором додатковий поршень з хвостовиком, встановленим у кільцевому каналі упору, причому підпоршнева порожнина гідроциліндра гідравлічно пов'язана з порожниною під додатковим поршнем.

Пропонована конструкція превентора ППГ-280х35 забезпечує підвищення зусилля управління без збільшення металомісткості. При цьому не

потрібно підвищення параметрів витрати і тиску системи гідравлічного керування.

В ході розрахунків було знайдено економічний ефект від модернізації плшкового превентора, який становить 183,25 тис. грн. Отже, удосконалення є економічно доцільним.

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 [24], У.К. Гоінса, Р. Шеффілда, С.Г. Бабаєва, А.А. Даніеляна, В.А. Калентьева, О.А. Блохіна, Д.В. Римчука, В.Г. Шульги [42], Г.М. Гульянца [2], В.Д. Шевцова та ін. Аналіз опублікованих праць у даному напрямі досліджень та недавні аварії на родовищах світу свідчить, що існують певні проблеми під час експлуатації противикидного обладнання, що використовується при бурінні свердловин на морі. Тому проблема підвищення надійності противикидного обладнання є актуальною і потребує подальшого розвитку.

Невирішеними на даний час залишаються питання надійності ПВО, 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 рисунку 3.1 зображено типову превенторну збірку. 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 ПВО, 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.

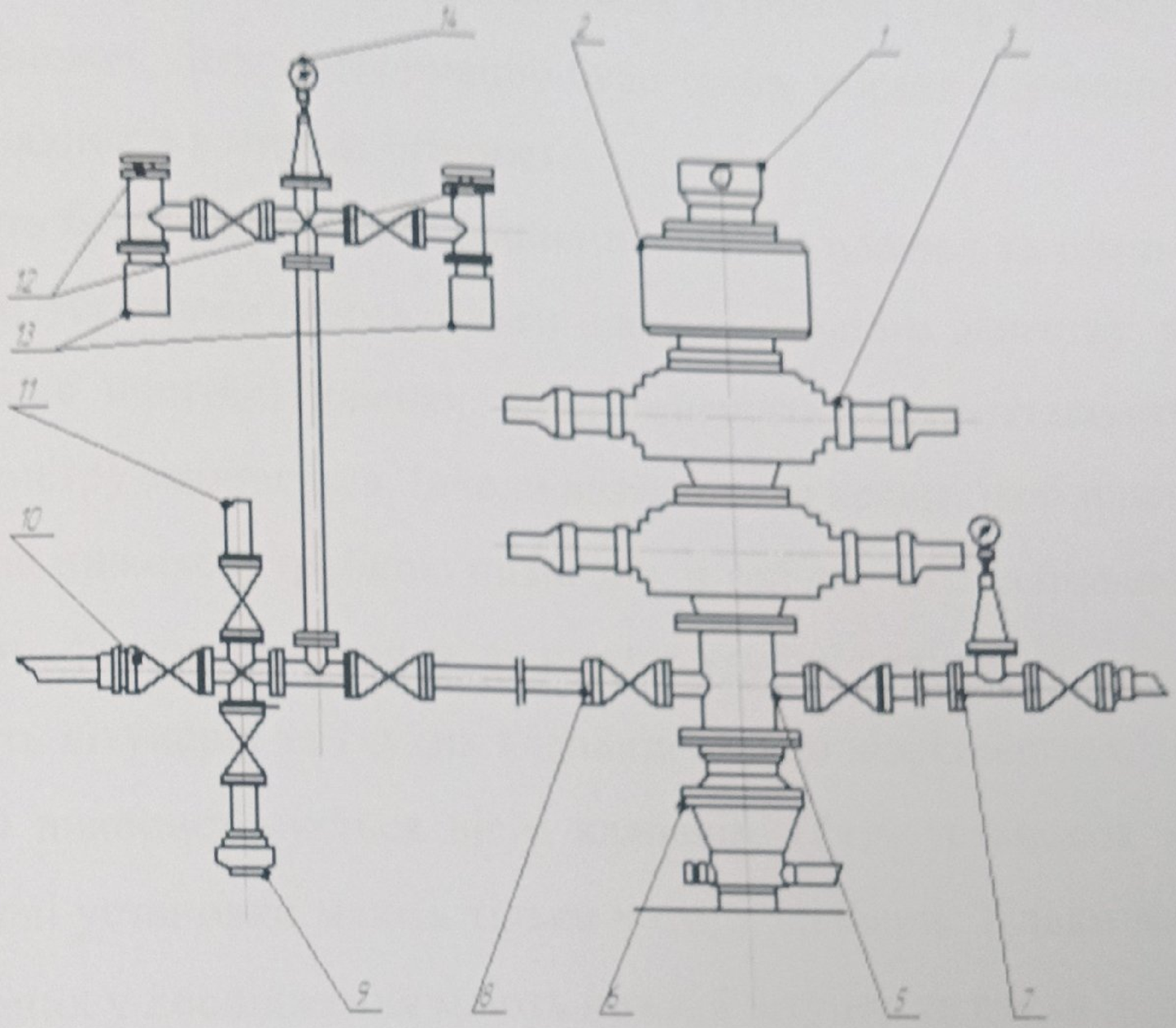


Рисунок 3.1 – Типова превенторна збірка ПВО:

1 – прийомний жолоб; 2 – універсальний превентор; 3 – превентор з глухою плашкою; 4 – превентор з трубною плашкою; 5 – хрестовина; 6 – колонна головка; 7 – лінія аварійного викиду; 8 – лінія робочого викиду; 9 – лінії від цементувальних агрегатів; 10 – лінії від амбару; 11 – лінії від бурового насосу; 12 – засувки; 13 – лінія викиду в жолобну систему; 14 – манометр; 15 – контрольний манометр аварійного викиду

Загальна кількість різних свердловин, де використовувалось підводне ПВО, 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 ПВО також було складено на основі інструкцій з експлуатації мобільних бурових установок [21], в тому числі огляд бурових установок. Деяку інформацію було також зібрано з домашніх сторінок бурових підрядників в мережі інтернет.

Більшість блоків 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 ПВО 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 ПВО, 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 Вибір методів досліджень основних параметрів

Для визначення технічних показників, які визначають ефективність запропонованого в магістерській роботі технічного рішення із модернізації ущільнення штока плашкового превентора, використовується вимірювальний метод. Він ґрунтується на інформації, що отримується з використанням технічних вимірювальних засобів. За допомогою вимірювального методу визначаються параметри показників якості, наприклад, маса виробу, розмір виробу, швидкість переміщення труби, сила струму та ін. В нашому випадку ми виміряємо швидкості зношення ущільнювальної манжети. Технічні показники визначимо експериментальним методом, що базується на застосуванні технічних засобів і дає можливість найоб'єктивніше оцінити якість продукції. Також використаємо розрахунковий метод, що провадиться на основі використання аналітичних залежностей показників якості продукції. Застосовані методи дозволяють знайти значення технічних показників плашкового превентора шляхом вимірювання та оцінювання.

3.3 Обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки

Об'єкт дослідження

Дослідженню підлягає превентор плашковий гідравлічний (в подальшому – превентор).

Призначений для герметизації гирла свердловини з метою попередження виникнення і ліквідації газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів.

Мета дослідження

Мета дослідження – перевірка функціональних можливостей і працездатності превентора у відповідності до вимог технічного завдання.

Порядок, місце та умови проведення досліджень

1 Дослідження проводяться згідно вимог державного стандарту ДСТУ 3974-2000 та стандарту підприємства СТП 320.00135390.041–2000.

2 На дослідження представляють технічне завдання, комплект робочих креслень превентора, програму і методику досліджень.

3 Дослідження підлягає один дослідний зразок.

4 Дослідження організовує замовник і розробник продукції.

5 Дослідження проводити при температурі навколишнього середовища не нижче + 5 ^{O}C.

Необхідне обладнання для дослідження

1 Для дослідження використати (рис. 3.2) стенд для гідравлічних досліджень превентора.

4.2 Для проведення дослідження використати технічну воду.

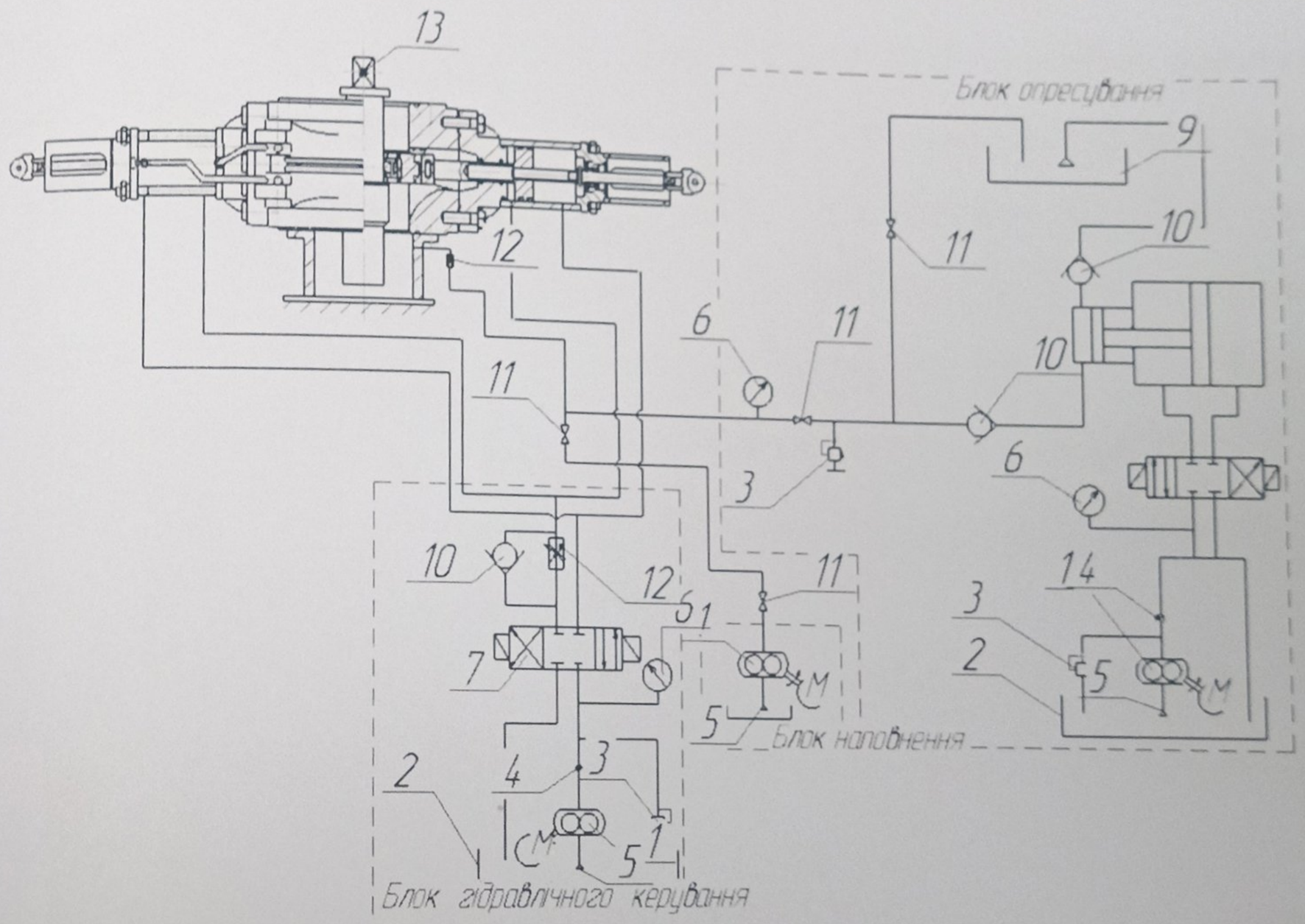


Рисунок 3.2 – Схема дослідження превентора на герметичність

Технічні вимоги

1 На стендові дослідження представляється превентор, який пройшов заводські випробування.

2 Превентор повинен забезпечувати герметичність при тиску не менше 70 МПа.

3 Втрати рідини не повинні перевищувати 4 % .

Підготовка до дослідження

Перед проведенням стендових досліджень превентора необхідно перевірити якість його виготовлення.

Змонтувати обладнання за схемою, зображеною на рис. 3.2.

Програма досліджень

Перевірка превентора на:

- герметичність;
- працездатність при роботі.

Методика проведення досліджень

Після монтажу установки (рис. 3.2) проводиться дослідження превентора наступним чином: масло з масляного бака 2 через фільтр грубої очистки 5 поступає на масляний насос 1. Чистоту масла забезпечить фільтр тонкої очистки 4, тиск в системі контролюється манометром 6. Далі через гідророзподільник 7 масло поступає на мультиплікатор 8, контролюючи подачу гідравлічного потоку рідини дослідження, яка поступає з бака 9. Перевищення тиску в системі контролюється запобіжним клапаном 10.

При включенні вентиля 11 випробувальна рідина вертається в бак 9. Тиск рідини під час досліджень становить 70 МПа.

Персонал, який буде проводити дослідження, повинен бути ознайомлений з будовою і роботою превентора, а також з технічними засобами для випробувань.

Обслуговуючий персонал перед проведенням дослідження повинен пройти інструктаж з охорони праці.

При проведенні робіт, пов'язаних із підготовкою до досліджень та дослідженнями, необхідно дотримуватись нормативного документу "Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості (НАОП 1.1–21–1.01–74)".

Незначний витік рідини дослідження не спричинить загрози навколишньому середовищу.

Оформлення результатів досліджень

Результати досліджень оформляються актом досліджень згідно вимог

СТП 320.00135390.041–2000.

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

Проаналізовано дані, зібрані з 83 свердловин, що бурилися з глибиною від 400 до 2100 м. В комплексі обладнання бурових установок відіграє важливу роль противикидне обладнання. В даний час невирішеними залишаються питання надійності ПВО. Метою досліджень є оцінка надійності противикидного обладнання, що використовується при бурінні свердловин.

Таблиця 3.1 – Огляд свердловин, операційних днів і бурових установок для різних глибин

Глибина, м	Кількість свердловин, шт	Кількість днів, коли експлуатувалося ПВО	Бурові з динамічним позиціонування, шт	з динамічним позиці-онуванням, шт	Заякорені платформи,
400-600	30	1350	-	-	30
600-800	10	573	-	-	10
800-1000	10	521	-	-	10
1000-1200	18	644	-	-	18
1200-1400	6	475	-	-	6
1400-1600	2	140	2	-	-
1600-1800	4	169	3	-	1
1800-2100	3	137	3	-	-
Всього	83	4009	8	-	75

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

З огляду статистичних даних можемо сказати, що найчастіше відмовляє система керування, причому на всіх інтервалах глибин. Це зумовлено складними умовами її роботи, такими як корозійне середовище морської води, хвильові навантаження, гідростатичний тиск товщі води, низька температура навколишнього середовища.

В ході аналізу аварійності противикидного обладнання було встановлено, що із збільшення глибини відповідно збільшується час, який витрачається на усунення неполадок та аварій. Незалежності від глибини де проводиться буріння, найменш надійним елементом превенторних збірок є головна система керування, що підтверджується опрацьованими даними. Аналіз відмов ПВО 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. Напрямками наступних досліджень можуть бути шляхи підвищення надійності ПВО.

За допомогою програми SolidWorks моделюємо реальне середовище. Прикладаємо до ущільнення штока навантаження, що на нього діяло б на буровій в процесі експлуатації противикидного обладнання, та випробовуємо його. Наглядний приклад експерименту покажемо у вигляді зображень.

В процесі проектування ущільнення штока виконані дослідження по оптимізації його конструкції за наступним алгоритмом:

- визначення вихідних даних відповідно до вимог уніфікації і особливостями експлуатації та діючих стандартів;

- побудова 3D-моделей складових частин проектованого обладнання з забезпеченням технологічних елементів полегшує процес складання;

- складання по вузлах і компонентах;

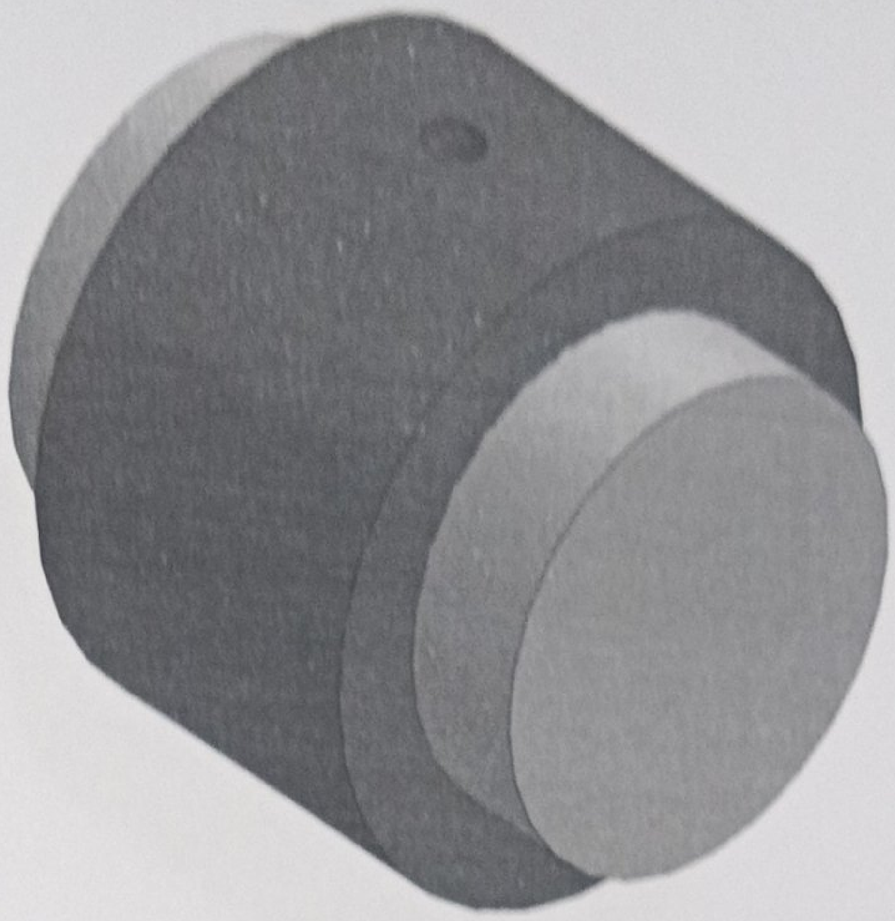


Рисунок 3.3 – Конструкція ущільнювального кільця на штоку

- побудова та оптимізація сітки кінцевих елементів;
- розміщення умов, зовнішніх навантажень і зафіксованої геометрії;
- запуск вирішальної програми;
- аналіз отриманих результатів;
- позначення цілей і об'єктів для модернізації.

Стосовно до проектування вузла ущільнення штока були побудовані в SolidWorks тривимірні моделі складових частин.

Найбільш відповідальним і потребує особливої уваги є етап створення сітки кінцевих елементів. Оскільки підвищення дискретизації об'єкта дослідження (зменшення середньої величини кінцевого елемента) збільшує час подальшого розрахунку, зниження дискретизації (укрупнення середньої величини кінцевого елемента) може привести до інтерференції окремих вузлів і елементів, що викличе складнощі в запуску вирішальною програми. Саме для запобігання виникнення помилок, пов'язаних з виникненням інтерференції слід скористатися підвищенням дискретизації для дрібних об'єктів і об'єктів, які знаходяться в зіткненні без зазору.

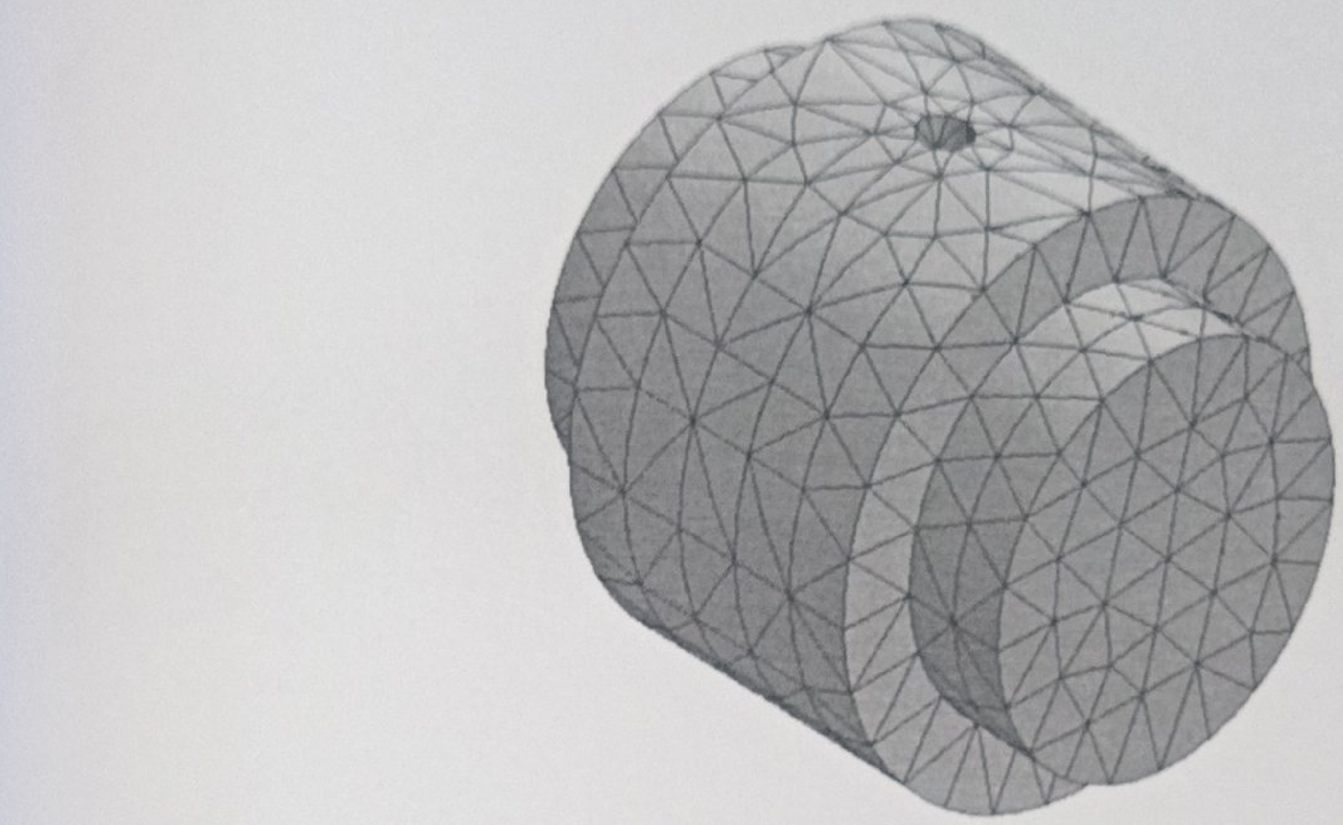


Рисунок 3.4 – Сітка кінцевих елементів для ущільнювального кільця

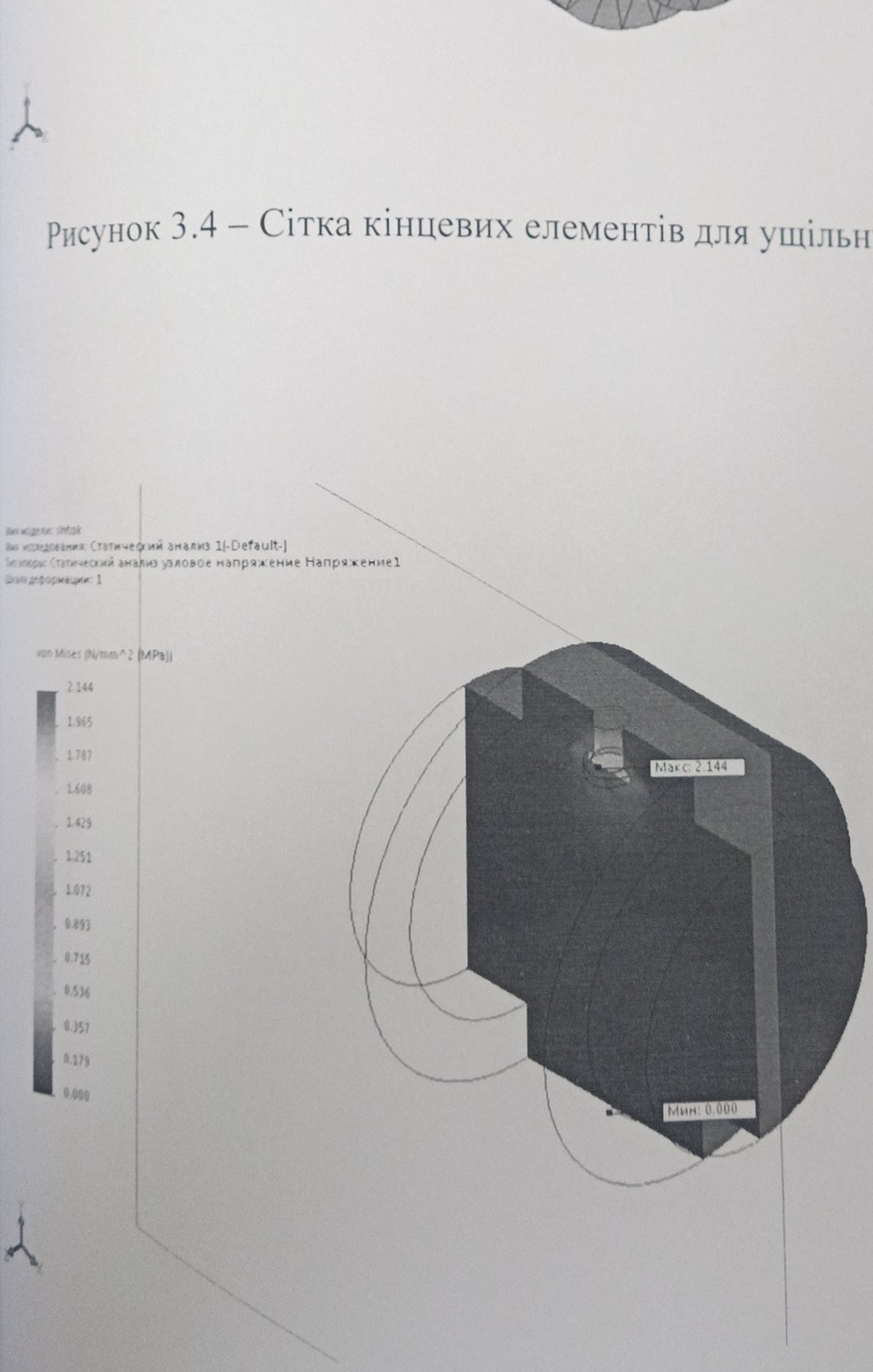


Рисунок 3.5 – Епюра кутового напруження

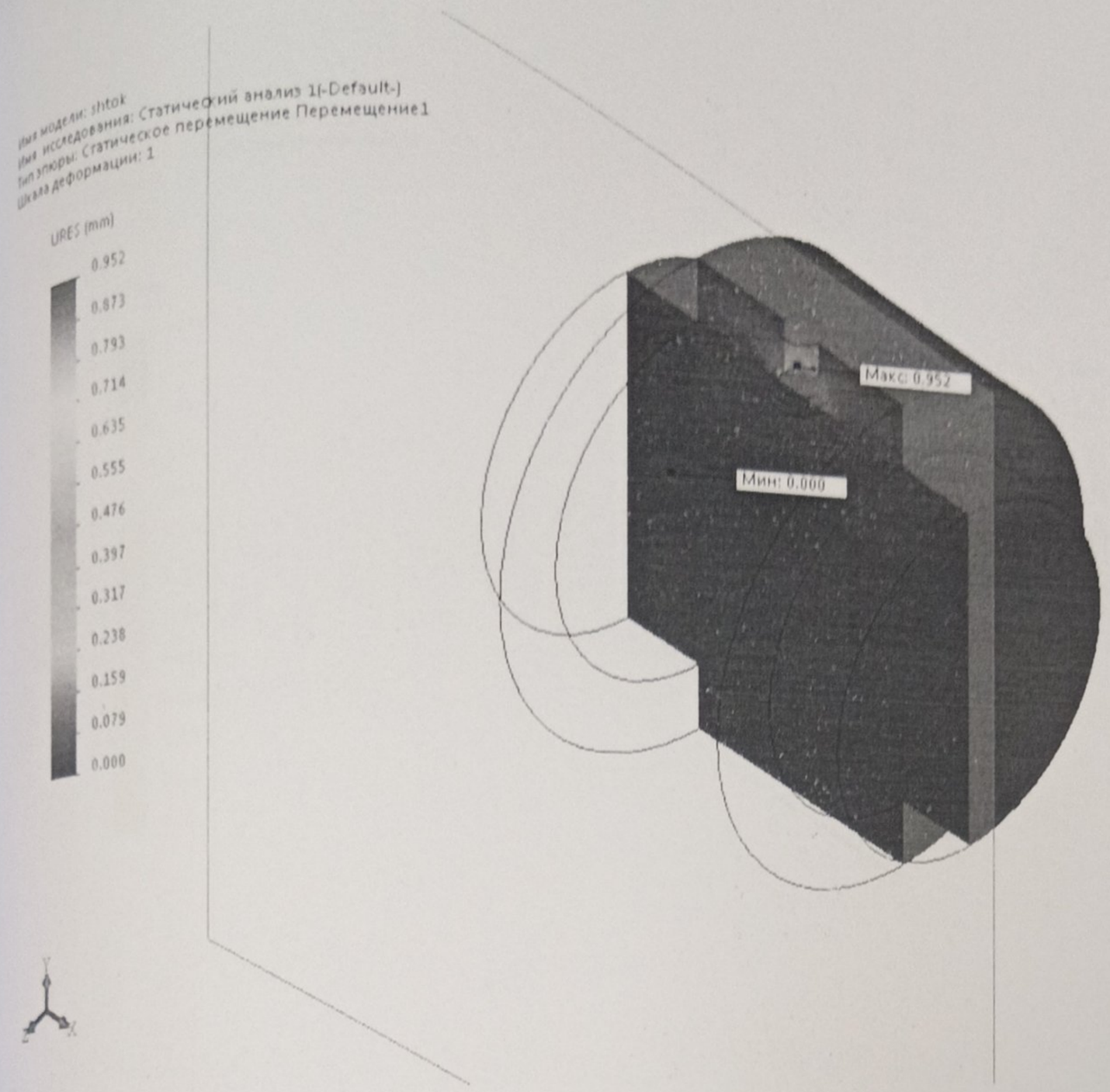


Рисунок 3.6 – Епюра статичного переміщення

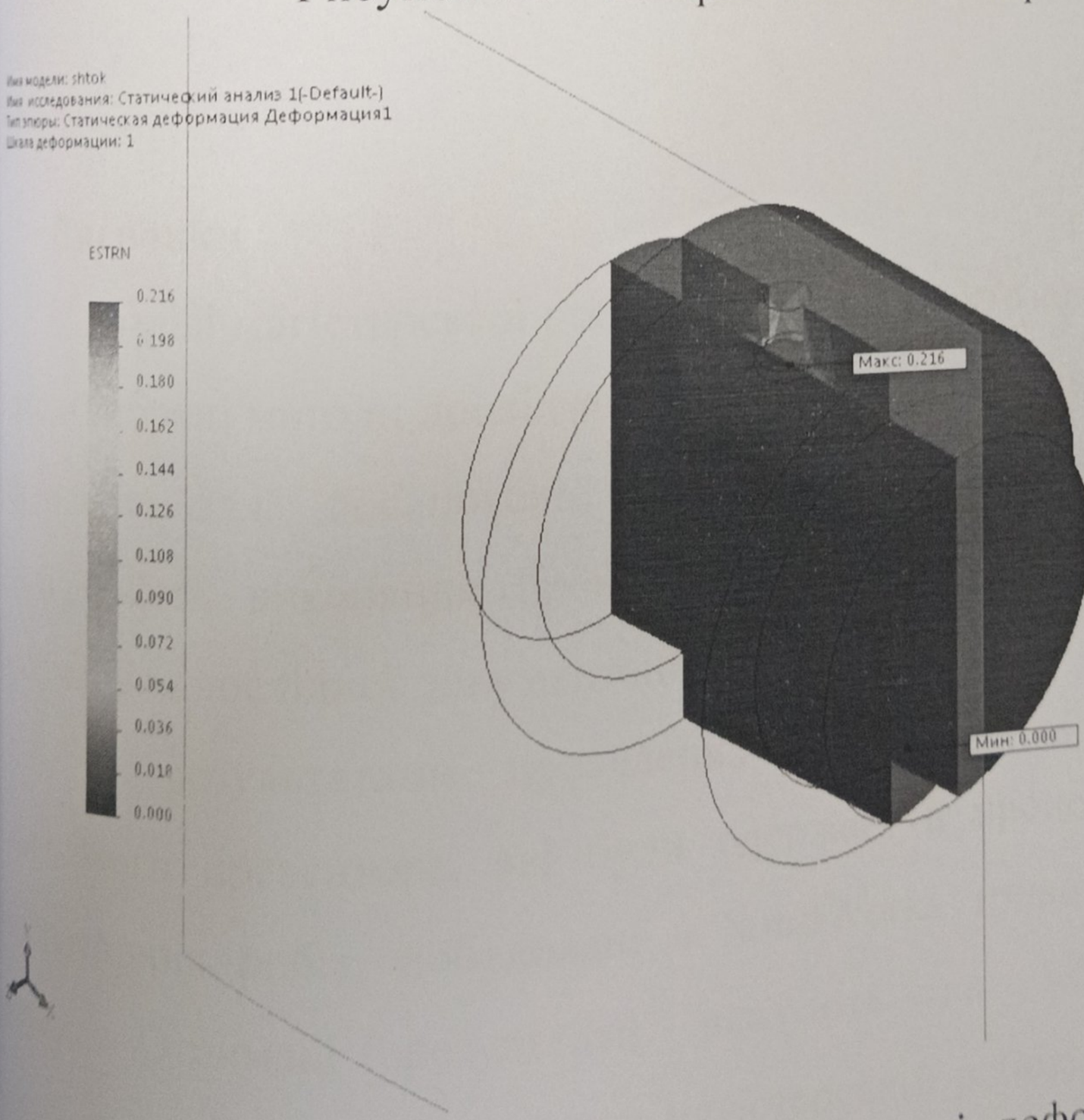


Рисунок 3.7 – Статичний аналіз деформації

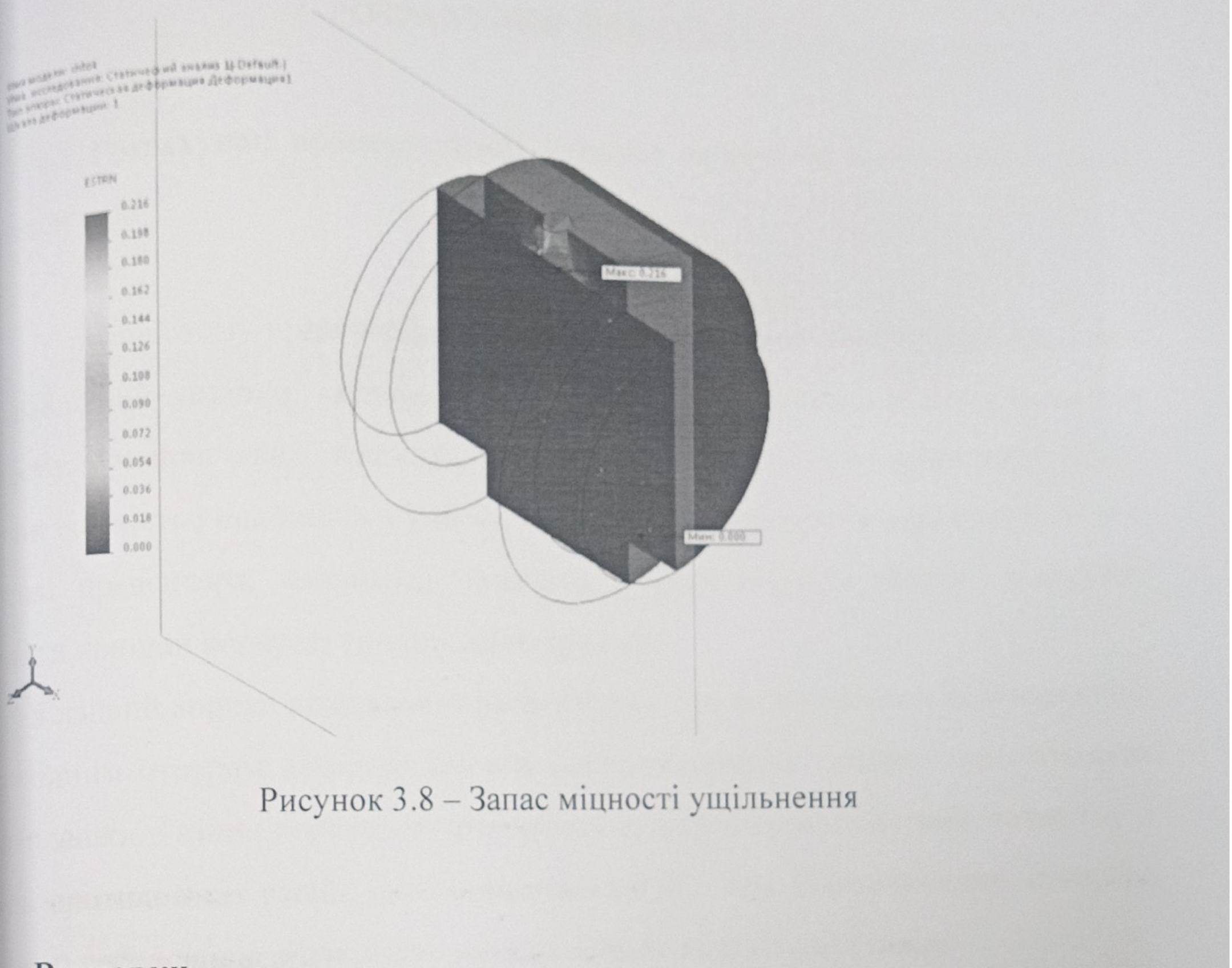


Рисунок 3.8 – Запас міцності ущільнення

Висновки

У розділі магістерської роботи було розглянуто противикидне обладнання. Також вибрані методи досліджень основних параметрів та описана лабораторна установка для досліджень плашкового превентора. Наведено точну послідовність виконання проведення досліджень. Розглянуто питання про оформлення дослідної документації.

За результатами проведених досліджень роботи модернізованого плашкового превентора, які були одержані в процесі виконання дослідно-лабораторних робіт, побудовані в SolidWorks тривимірні моделі складових частин. Отримані результати вказують на можливість ефективного використання модернізованого в магістерській роботі плашкового превентора ППГ-280х35 в складі противикидного обладнання в процесі спорудження свердловини глибиною 5200 м.

4. РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок працездатності корпуса модернізованого плашкового превентора

У плашковому превенторі насамперед розраховують корпус, його кришку, гідравлічний циліндр, вкладиші плашки, основні деталі, від правильного вибору розмірів яких залежать габаритні розміри усього превентора, його працездатність і надійність у роботі. Крім того, розраховують окремі елементи і деталі превентора, наприклад, шпилька фланця корпуса, болти кріплення, гвинти кришки корпуса, кришку циліндра і т.д.

Гладкий корпус плашкового превентора є литою коробкою з вертикальним прохідним отвором діаметра 280 мм і горизонтальним прямокутним отвором під плашки. Стінки корпусу розраховують як прямокутні пластини, затиснені з двох протилежних сторін, що спираються на дві інші. Навантаження, створене тиском середовища, рівномірно розподілено по всій площі стінки.

Прогин у центрі пластини розраховують за формулою

$$f=c_1 \cdot \frac{p_в \cdot a^4}{E \cdot h^3}, \qquad (4.1)$$

де h – товщина пластини; $h = 0{,}09$ м;

a – сторона пластини; $a = 0{,}14$ м;

E – модуль пружності матеріалу при розтягуванні, МПа; приймаємо $E=2\cdot10^5$ МПа;

c_1 – коефіцієнт, що залежать від відношення a/b сторін, приймаємо $c_1=0{,}1383$;

$p_в$ – тиск випробування превентора; при робочих тисках превенторів до 50 МПа тиск випробування приймається в 2 рази більшим від робочого, тому $p_в = 70$ МПа.

$$f=0{,}1383\cdot\frac{70\cdot0{,}14^4}{2\cdot10^5\cdot0{,}09^3}=1{,}3\cdot10^{-5}\text{ м}.$$

Максимальна згинальна сила в центрі опори:

$$P_y = -c_2 p_в a^2, \tag{4.2}$$

де c_2 – коефіцієнт, що залежать від відношення a/b сторін; приймаємо c_2=0,125.

$$P_y = -0,1250 \cdot 36 \cdot 10^6 \cdot 0,14^2 = -72 \text{ кНм}.$$

Напруження згину:

$$\sigma_з = \frac{6P_y}{h^2}; \tag{4.3}$$

$$\sigma_з = -\frac{6 \cdot 72}{0,09^2} = -533333 \text{ кПа}.$$

Знак "мінус" указує, що розтягнутими є зовнішні волокна.

Підраховуємо розтягуюче напруження за формулою:

$$\sigma_р = \frac{R}{F}, \text{ МПа}, \tag{4.4}$$

де R – навантаження, що розтягує передню стінку, Н

$$R = p_в \cdot F, \tag{4.5}$$

$F = h \cdot b$ – площа поперечного перерізу стінки

$$F = 0,09 \cdot 0,43 = 0,0387 \text{ м}^2,$$

$$R = 36 \cdot 10^6 \cdot 0,0387 = 1,39 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

$$\sigma_р = \frac{1,39 \cdot 10^6}{0,0387} = 35,9 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Визначаємо максимальне нормальне напруження:

$$\sigma_н = \sigma_з + \sigma_р \tag{4.6}$$

$$\sigma_н = 53,33 \cdot 10^6 + 33,79 \cdot 10^6 = 87,12 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Запас міцності за межею текучості:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_н} \tag{4.7}$$

де σ_T=550 МПа – для сталі 35ХМЛ.

$$n = \frac{550}{87,12} = 6,3$$

4.2 Розрахунок діаметра гідравлічного циліндра модернізованого плашкового превентора

Щоб подолати виштовхуюче зусилля на поршень, створюване тиском середовища на плашку при закритті превентора, циліндр повинен розвинути зусилля:

$$P_ц = p \cdot \frac{\pi d^2}{4}, \qquad (4.8)$$

де p — тиск у свердловині;

d — діаметр штока, приймаємо $d = 80$ мм.

$$P_ц = 18 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,08^2}{4} = 90,4 \text{ кН}.$$

Ураховуючи необхідність закриття превентора, площу поршня визначаємо за формулою:

$$F = \frac{P_ц'}{p_1}, \qquad (4.9)$$

де p_1 — найбільший робочий тиск у гідравлічному циліндрі, приймаємо $p_1 = 10$ МПа;

$P_ц'$ – зусилля, що розраховується за формулою

$$P_ц' = P_ц + Q, \qquad (4.10)$$

де Q – сила тертя, що розраховується за формулою:

$$Q = p_1 \cdot n \cdot \pi \cdot d \cdot h_0 \cdot f, \qquad (4.11)$$

де n – кількість кілець ущільнювачів, приймаємо $n = 4$;

f – коефіцієнт тертя гуми об сталь, приймаємо $f = 0,1 \div 0,7$;

h_0 – площа контакту (тертя) кільця ущільнювача з поверхнею, що сполучається

$$h_0 = \pi \cdot d \cdot e, \qquad (4.12)$$

де $e = 3$ мм – ширина контакту ущільнювального кільця зі штоком.

$$h_0 = 3,14 \cdot 0,08 \cdot 0,003 = 0,00075 \text{ м}^2.$$

$$Q = 10 \cdot 10^6 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,008 \cdot 0,00075 \cdot 0,01 = 75,36 \text{ Н}.$$

$$P_{ц} = 90{,}4 \cdot 10^{3} + 75{,}36 = 90475{,}36 \text{ Н}.$$

$$F = \frac{90475\ ,36}{10 \cdot 10^{6}{}_{1}} = 9047\ ,53 \cdot 10^{-6}\ _{\text{м}^2}.$$

Діаметр гідроциліндра визначаємо за формулою:

$$D = \sqrt{\frac{4F}{\pi}}\ , \qquad (4.13)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 9047\ ,536\ \cdot 10^{-6}}{3{,}14}} = 0{,}107\ _{\text{м}^2}.$$

4.3 Розрахунок зусилля закриття превентора

Для того, щоб переважити виштовхуюче зусилля на поршень, яке створюється тиском середовища на плашку при закритті, гідроциліндр має розвинути зусилля:

$$P_{ц}=p_{с}\cdot\pi d^{2}/4, \qquad (4.14)$$

де $p_{с}$ – тиск у свердловині, МПа;

d – діаметр штока, м.

$$P_{ц}=35\cdot10^{6}\cdot3{,}14\cdot0{,}08^{2}/4=70336 \text{ Н}.$$

Також враховується вплив сил тертя, які виникають в результаті тертя гумових ущільнюючих кілець встановлених на поршні і штоку.

Розрахункова формула:

$$F_{тр}=p_{г}\cdot n\cdot\pi\cdot d\cdot h_{0}\cdot f, \qquad (4.15)$$

де $p_{г}$ – тиск що герметизується ущільнюючим кільцем, МПа;

n – кількість ущільнюючих кілець одного типорозміру;

d - діаметр ущільнювальної поверхні, мм;

h_{0} - площа контакту кільця з поверхнею;

f - коефіцієнт тертя гуми по сталі 0,01- 0,07 [6].

Таким чином сумарне зусилля циліндра буде дорівнювати:

$$P_{ц}=P_{ц}+\Sigma F_{трі} \qquad (4.16)$$

$$h_0=\pi \cdot d \cdot a ,$$

де a – ширина контакту кільця з поверхнею по якій проходить герметизація, a=8 мм.

$$h_0=3,14 \cdot 0,08 \cdot 0,008=2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$

$$\Sigma F_{тр}=35 \cdot 10^6 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,08 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,08=562 \text{ Н},$$

Отже сумарне зусилля:

$$P_{ц}'=70336+562=70898 \text{ Н}.$$

4.4 Розрахунок товщини стінки гідравлічного циліндра

Метою розрахунку є визначення товщини стінки гідроциліндра плашкового превентора при максимальному тиску в ньому, тобто при опресовці системи гідроуправління.

Тиск при цьому в циліндрі буде рівним $P_{опр}$=10 МПа. Гідроциліндр виготовляється із сталі 45, для якої межа текучості $\sigma_т$=363 МПа [21]. Внутрішній діаметр гідроциліндра $d_ц$ = 200 мм .

Використаємо методику розрахунку тонкостінних циліндрів.

Товщину стінки визначаємо за формулою

$$\delta \geq \frac{P_{спр} \cdot D_ц}{2 \cdot [\sigma_т]}, \qquad (4.17)$$

де $[\sigma_т]$ - допустиме напруження розтягу, МПа,

$$[\sigma_т]=\sigma_т/n,$$

де n – коефіцієнт запасу міцності, приймаємо n=2;

$$[\sigma_т]=363 \cdot 10^6/2=181 \text{ МПа}.$$

Тоді

$$\delta \geq 10 \cdot 200/2 \cdot 181=5,5 \text{ мм}.$$

Отже, приймаємо товщину стінки δ=5,5 мм, яка достатня для безпечної роботи гідроциліндра в найбільш навантаженому режимі із запасом міцності n=2.

4.5 Розрахунок шпильок гідроциліндра

Проведемо розрахунок на міцність шпильок, які кріплять до гідроциліндра бокову кришку.

На кришку гідроциліндра діють навантаження від тиску всередині циліндра, і тиску в свердловині, що діє на шток поршня:

$$Q = \frac{\pi(D_{вн}^2 - d_ш^2)}{4} \cdot P_ц + \frac{\pi \cdot d_ш^2}{4} \cdot Pсв, \qquad (4.18)$$

де $D_{вн}$ – діаметр гідроциліндра, $D_{вн} = 200$ мм.

$d_ш$ - діаметр штока поршня , $d_ш = 80$ мм;

$P_ц$ - тиск в гідроциліндрі, $P_ц$=10МПа;

$P_{св}$ - тиск в свердловині, $P_{св}$=35 МПа.

Отже, навантаження на шпильки від внутрішнього тиску буде рівне

$$Q = \frac{\pi(0{,}2^2 - 0{,}08^2)}{4} \cdot 10^7 + \frac{\pi \cdot 0{,}08^2}{4} \cdot 35 \cdot 10^6 = 439{,}6 \text{ кН}$$

Кришка гідроциліндра кріпиться до кришки корпуса шпильками, з врахуванням затягування одна шпилька сприймає зусилля:

$$P_{шп} = 1.2 \cdot \frac{Q}{z} \qquad (4.19)$$

де z – кількість шпильок, z=4;

1,2 – коефіцієнт затягування.

$P_{шп}$=1,2*439,6/4=131,8 кН

Згинаючий момент під однією шпилькою:

$$M_{зг} = P_{шп} * l = 131{,}8 * 15 = 1{,}97 \text{ кН} \qquad (4.20)$$

де l – плече згину в мм.

Момент опору ділянки, яка зазнає згину:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{115 \cdot 20^2}{6} = 7666 мм^2 \qquad (4.21)$$

де b – довжина ділянки, мм;

h – висота ділянки, мм.

Напруження згину будуть рівними:

$$\sigma = \frac{M_x}{W} = \frac{1970}{7666} = 257 МПа. \quad (4.22)$$

Визначимо коефіцієнт запасу міцності:

$$n = [\sigma] \setminus \sigma = 363/257 = 1{,}4 < 2 \quad (4.23)$$

де $[\sigma]$ - межа текучості для сталі 45 з якої виготовляється кришка гідроциліндра.

$$n = [\sigma] \setminus \sigma = 363/257 = 1{,}4 < 2$$

Умова міцності виконується.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи проведені розрахунки деталей модернізованого плашкового превентора: корпуса, діаметра гідравлічного циліндра, його стінки, гвинтів кріплення, що підтвердили ефективність технічного рішення з модернізації, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Підготовчі роботи перед монтажем обладнання

Монтажним роботам бурової установки БУ 5000 ЕУ, яка вибрана для спорудження свердловини глибиною 5200 м, передують наступні підготовчі роботи.

Із поверхні будівельного майданчика зрізають родючий шар і переміщують його за межі будівельного майданчика для складування й наступного (після демонтажу бурової) використання з метою відновлення (рекультивації) земель. Для цієї мети використовують бульдозери. 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'їзної дороги; транспортування обладнання (блоків і вузлів) на площадку.

На підготовленій будівельній площадці вибирають напрямок приймомних містків, приступають до розбивання і утворення фундаментів і їх спорудженню [2].

Для монтажу бурового обладнання використовуємо фундаменти із готових залізобетонних блоків, які можна використовувати багаторазово. Для таких фундаментів риємо котлован, у який насипаємо піщану подушку і на неї укладаємо відповідні фундаментні блоки. Для витягування блоків за допомогою крана вони мають спеціальні петлі із круткового заліза.

5.2 Монтаж противикидного обладнання

Противикидне 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 монтуються превентори.

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

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

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

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

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

Після монтажу превенторів збирається маніфольд за встановленою схемою. Викидні лінії маніфольда повинні бути прямолінійними із невеликим нахилом від гирла свердловини, довжиною не менше ніж 50 м, а при небезпеці фонтанування свердловини газом – не менше ніж 100 м. Повороти викидних ліній допускаються тільки у виняткових випадках і лише з використанням кованих кутників. Лінії маніфольда кріпляться до забетонованих металевих

стійок (тумб) хомутами. Стійки встановлюються через кожні 7 – 8 м.

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

5.3 Підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання

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

Масляний бак заправляється мастилом АМГ–10 або ДП–8 залежно від сезону експлуатації, а акумулятори – газом до тиску 6 – 6,5 МПа. Перевіряється правильність регулювання електроконтактного манометра і показів інших манометрів. Повітряні пробки усуваються в гідравлічній системі шляхом багаторазового закривання й відкривання превентора та засувок до тих пір, поки час їх закривання не стане постійним. Після цього акумулятори заповнюються до тиску 10 МПа.

На збирання й опресування противикидного обладнання складається акт.

5.4 Розрахунок чисельності монтажної бригади

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

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

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

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

k – коефіцієнт використання робочої сили робітника.

Звідси:

$$F_{Д.Р.}^{НОРМ.} = (Д_К - Д_В - Д_{СВ} - Д_{ПСВ}) * 40/5 + Д_{ПСВ} * 7, \qquad (5.2)$$

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

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

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

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

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

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

$Т_{зм}$ – кількість робочих годин у передсвяткові дні, $Т_{зм}$=8 год.

$$F_{Д.Р.}^{НОРМ.} = (365 - 104 - 10 - 8) * 40/5 + 8 * (8 - 1) = 260 \text{ год.}$$

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

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

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

№п/п	Зміст робіт	Норма часу, год
1	Підготовчі роботи	2066,96
2	Монтаж вишково-лебідкового блоку	488,0
3	Монтаж приводного блока	145,8
4	Монтаж насосного блока	143,5
5	Монтаж блока приготування глинистого розчину	83,0
6	Монтаж зовнішньої частини ПВО	123,01
7	Монтаж маніфольда циркуляційної системи	303,89
8	Монтаж доливної ємності	41,3
9	Монтаж водяної ємності	10,6
10	Монтаж блока паливно-мастильних матеріалів	8,8
11	Монтаж блока рідких хімреагентів	19,54
12	Монтаж складу сипучих матеріалів	8,9
13	Монтаж блока допоміжного обладнання	27,4
14	Монтаж приймального моста	83,6
15	Монтаж енергообладнання	28,6
16	Установка запасних ємностей	24,0
17	Монтаж пневмосистеми	42,1
18	Монтаж блока котельної	11,4
19	Монтаж трубопроводів	182,71
20	Електромонтажні роботи	825,08
21	Заключні роботи	71,95
22	Всього:	4740,14

Трудомісткість річної програми монтажу Уралмаш 5000ДГУ, тому сумарна $\sum T = 1 \times 4740,14 = 4740,14$ люд.-год.

Тоді кількість основних робітників по даному виду робіт буде рівна:

$$R = \frac{4740}{240} = 19 \text{ чол.}$$

отже, для проведення робіт даного виду необхідно 19 робітників.

5.5 Експлуатація та ремонт обладнання

5.5.1 Система планово-попереджувальних ремонтів

Система планово-попереджувальних ремонтів (ППР) передбачає чітке планування термінів і обсягів усіх робіт з обслуговування і ремонту [9].

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

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

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

Поточний ремонт виконується безпосередньо на місці установки й експлуатації устаткування.

Середнім ремонтом (СР) називають ремонт, при якому відновлюється працездатність важливих частин машини, втрачена в результаті природного зносу деталей. Цей ремонт зв'язаний зі значним обсягом складально–розбірних робіт на основних агрегатах машини [9].

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

Щоб звести до мінімуму простої комплексних технологічних установок (наприклад, бурових), бажано зношений агрегат замінять цілком

відремонтованим, узятим з резерву (принцип агрегатного ремонту).

Усі ремонтні і монтажні роботи виконуються розїзними ремонтними бригадами, використовуються пересувні ремонтні майстерні.

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

5.5.2 Структура ремонтного циклу

Базуючи на затвердженій структурі і періодичності ремонтних робіт для кожного виду устаткування і інтенсивності його використання, служба головного механіка підприємства складає річний у помісячному розрізі план–графік обслуговування і ремонту машин, або частіше окремо річний план ремонту й оперативні графіки технічного обслуговування [10].

Виконувана при періодичному обслуговуванні ревізія машин використовується для нагромадження даних до наступного ремонту — дані ревізії ретельно заносяться в експлуатаційний журнал машини і є базою для складання дефектної відомості на ремонт машини. Базуючи на даних експлуатаційних журналів, можна передбачати обсяг майбутнього ремонту і підготуватися до нього багато раніше розбирання і дефектовки машини. Оскільки система ППР передбачає при чіткому виконанні термінів ремонту обсяг виконуваних робіт у залежності від фактичного стану машин, значення даних ревізії і дефектної відомості очевидне.

План–графік ремонту обладнання, що підлягає контролеві, що складається окремо, повинний бути ув'язаний з основним планом.

При складанні плану важливо витримати встановлені міжремонтні періоди і забезпечити досить рівномірне помісячне завантаження ремонтної бази і бригад поточного ремонту машин [9].

Для цього роботи кожного місяця оцінюються в одиницях складності

ремонту, що дуже зручно для оцінки загальної трудомісткості плану.

При складанні плану–графіка ремонту всього обладнання підприємства можливості до маневрування завантаженням незрівнянно більше, допускається зміна термінів ремонту в межах 10—15% у залежності від стану машини. Крім того, рівномірність завантаження ремонтної бази може бути відрегульована замовленнями експлуатаційних підприємств на виготовлення нестандартного устаткування для нафтогазопромислів.

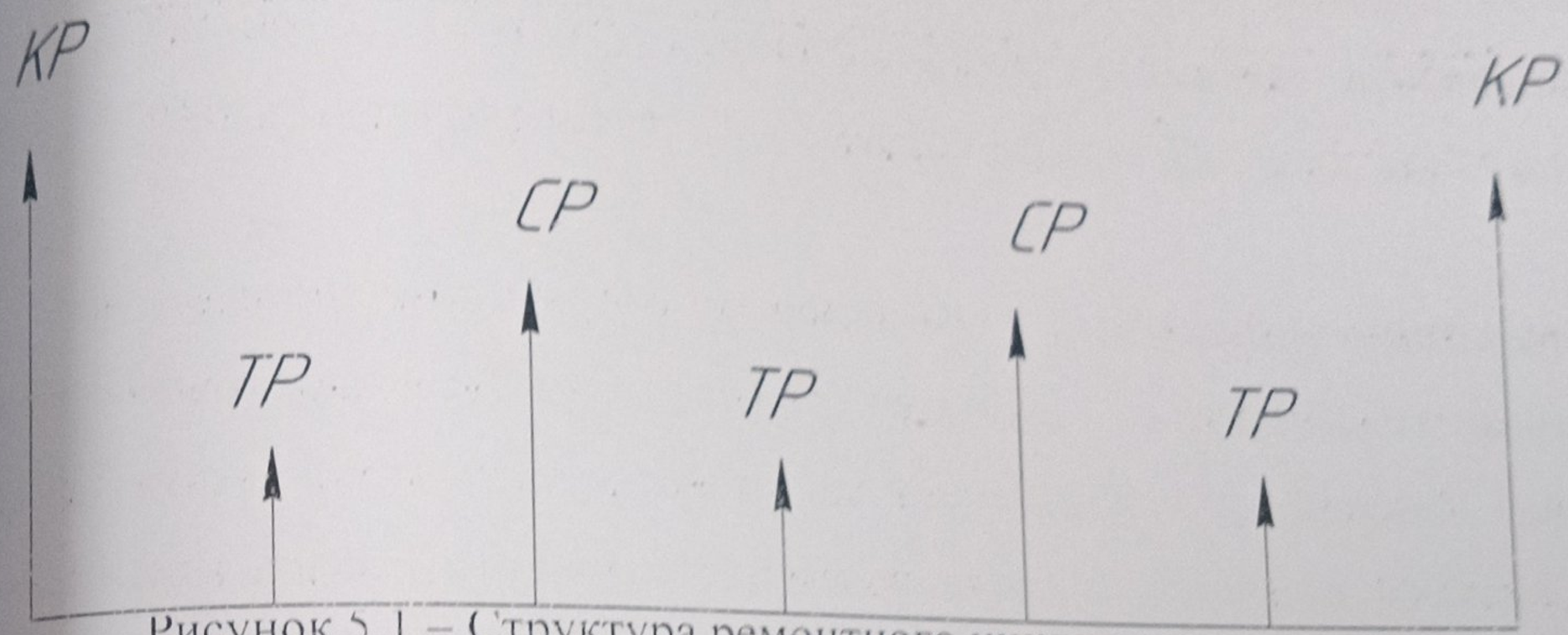


Рисунок 5.1 – Структура ремонтного цикла плашкового превентора:
КР – капітальний ремонт; СР – середній ремонт; ТР – поточний ремонт

Переваги системи планово–попереджувального обслуговування і ремонту устаткування очевидні — основою технічної експлуатації машин стає профілактика, тобто попередження прискореного зносу деталей і частин, виключення з практики експлуатації машин аварійних ситуацій. Система ППР є гарним організуючим початком для планування роботи ремонтних і обслуговуючих підприємств, планування виробництва запасних частин і створення їхніх резервів у мінімально необхідній кількості, а також для зведення до мінімуму простою машин у чеканні ремонту і при ремонті.

5.6 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання

5.6.1. Характеристика технологічного обладнання, щодо небезпечності та шкідливості

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

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

Після монтажу фланцевих з'єднань стовбурної збірки проводяться гідравлічні випробування противикидого обладнання в тому числі і плашкового превентора. Максимальний тиск випробування рівний робочому тиску превентора 35 МПа. Потенційною небезпекою є витікання рідини під тиском внаслідок негерметичності фланцевих з'єднань, руйнування прокладки.

Також перед пуском у роботу превенторної установки проводять опресування системи гідроприводу робочим тиском 10 МПа. Потенційною небезпекою є витікання рідини під тиском внаслідок руйнування трубопроводів системи, з'єднань гідромагістралей під тиском

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

на корпус електродвигуна, замикання на металоконструкцію станції керування кабелю внаслідок пошкодження ізоляції.

При експлуатації системи керування превентора можуть виникнути такі небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- наявність електричного живлення напругою 380 й 220 В;
- загазованість робочої зони;
- можливість утворення вибухонебезпечної повітряно-газової суміші;
- схильність до загоряння робочого середовища внаслідок нафто-газопроявів і короткого замикання;
- підвищені рівні **шуму;**
- незадовільні мікрокліматичні умови;
- ураження органів дихання і слизових оболонок токсичними продуктами.

Окрім вище згаданих факторів, при виникненні газонафтоводопроявів (ГНВП) можливе утворення в повітрі робочого середовища різних газів і парів, які шкідливо впливають на організм людини.

5.6.2 Пропозиції по забезпеченню безпеки технологічного процесу

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

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

Основний пульт призначений для керування обладнанням з безпечної відстані поза буровою, віддаленого від гирла свердловини не менше, ніж на 15 м, а від викидних трубопроводів не менше, ніж на 3 м.

Електропривід станції гідравлічного керування та основний пульт розташовуються під навісом, який має бути виконано з дощок завтовшки не менше 50 мм, з металевим облицюванням завтовшки 2 мм, або з металевого листа завтовшки не менше 5 мм із стіною, оберненою в бік свердловини і

освітлюються джерелом світла в вибухонебезпечному виконанні. Сюди ж виводяться штурвали ручного керування.

На стінці перед кожним штурвалом водостійкою фарбою має бути нанесено:

стрілки, що вказують напрямки обертання штурвалу на закриття і відкриття;

цифри, що вказують кількість обертів штурвалу до повного закриття;

мітку, суміщення якої з міткою на валу штурвалу відповідає повному закриттю превентора;

тиск опресування колони, діаметр встановлених плашок, порядковий номер превентора знизу вгору.

Штурвали повинні також обладнуватися вказівниками числа обертів.

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

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

3. Електродвигун приводу насоса мас 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.

5.6.3. Забезпечення безпеки технологічного процесу та обладнання

Загальні вимоги

1) Заходи безпеки при експлуатації противикидного обладнання повинні бути викладені в експлуатаційних документах по ПБ 08-624-03, а при ремонті обладнання – в документації по ремонту по ПБ 08-625-03 з урахуванням вимог "Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості".

2) Противикидне обладнання, призначене для роботи на родовищах, що містять сірководень і інші шкідливі речовини, повинне бути виготовлене з матеріалів, що забезпечують їх експлуатацію в цих середовищах.

Техніка безпеки при експлуатації та обслуговуванні противикидного устаткування.

Превенторна установка незалежно від стану й строків роботи перед кріпленням на свердловину, повинна бути перевірена й опресована: на міцність (при відкритих плашках) – на пробний тиск; на герметичність (при закритих плашках) – на робочий тиск.

Опресування оформляють записом у паспорті обладнання або спеціальним актом. Після монтажу на гирло превенторну установку

опресовують на тиск, допустимий для даної колони, але не вище пробного. Дані опресування оформляють актом.

Перед початком буріння свердловини, обладнаної превентором, необхідно переконатися, що підходи до штурвала й засувок превентора вільні, легко доступні, а в нічний час освітлені.

Не рідше 1 разу в тиждень необхідно перевіряти працездатність установлених превенторів, а результати перевірки заносити в журнал технічного стану устаткування. При розбурюванні шарів з нафтогазовими проявами справність превенторів і засувок та їх викиди варто перевіряти перед кожним спуском бурильних труб у свердловину й підйомом інструмента з неї.

При монтажі, транспортуванні та зберіганні превенторної установки необхідно дотримуватись наступних вимог:

1) Усі з'єднання труб із фланцями мають бути різьбовими за стандартами для трубних різьб, зварювальні з'єднання забороняються;

2) Фланцеві з'єднання необхідно ущільнювати тільки металевими кільцями;

3) Штурвали від превенторів мають бути виведені за межі габаритів основи під вишку та встановлені в місцях зі зручними виходами до них;

4) Усі нагнітальні лінії та решта відводів від превенторів мають бути закріпленими до спеціальних забетонованих якорів;

5) Лінії глушіння і дроселювання не повинні мати зон із внутрішніми висадками;

6) Лінії дроселювання повинні монтуватися на швидкоз'ємних гайках;

7) Довжина викидних ліній має бути не менше 150 м; їх вивід здійснюється у спеціально відведені місця, де відсутні високовольтні лінії, шляхи;

8) Усі з'єднання противикидної установки повинні повинні мати зручні підходи для їх перевірки;

9) Площадка під буровою і шахта повинні бути зацементованими;

10) Після закінчення монтажних робіт необхідно підлати противикидне обладнання гідравлічним випробуванням;

11) В універсальному превенторі повинна бути забезпечена можливість кріплення його до основи вежі або до якорів.

12) Поблизу місць повороту магістральних ліній установка опори є обов'язковою. Місце установки опори повинне бути вказане в експлуатаційній документації.

13) Не допускається направляти лінії глушіння, дроселювання і прямого скидання у бік проїжджих доріг, ліній електропередач, котельних і інших виробничих і побутових споруд. Забороняється прокладка ліній під приймальним мостом бурової.

14) Конструкція ліній високого тиску маніфольда повинна забезпечувати їх заміну в умовах експлуатації.

15) Конструкція противикидного обладнання повинна забезпечувати можливість підйому складових частин масою більше 15 кг вантажопідйомними пристроями і транспортування волоком складових частин, змонтованих на рамах, без пошкодження деталей.

Конструкція рам блоків маніфольда повинна забезпечувати стійкість їх при транспортуванні.

16) Не допускається підйом універсального превентора в зборі за кришку.

17) Перед транспортуванням всі висувні частини противикидного обладнання повинні бути встановлені в положення, при якому вони мають найменші розміри, і застопорені.

18) Зберігання противикидного обладнання – відповідно до вимог стандартів і технічних умов на устаткування конкретного типу.

Контроль за станом і працездатністю противикидного обладнання регламентується галузевими інструкціями, та керівними документами.

При експлуатації превенторної установки необхідно дотримуватись наступних вимог:

1) Обслуговування превенторної установки на місці експлуатації повинні проводитися відповідно до правил безпеки в нафтогазовидобувній

промисловості, вказівками діючої інструкції, вимогами креслень, гідравлічної і електричної схем, а також вимогами інструкцій на універсальний превентор і маніфольд.

2) Робітники бурової бригади мають бути заздалегідь проінструктовані і навчені роботі з превенторной установкою.

3) Забороняється здійснювати які-небудь роботи по монтажу і усуненню несправностей за наявності тиску в превенторах, маніфольді або гідрокеруванні.

4) Забороняється проводити розбирання пневмогідроакумулятора до повного випуску з нього азоту.

5) Перед пуском в роботу гідрокерування слід переконатися в правильності з'єднання трубопроводів згідно схемі.

6) До засувок маніфольда і рукояток управління пультів має бути забезпечений вільний доступ.

7) Електроживлення системи гідрокерування здійснюється від мережі змінного струму з напругою 380V кабелем перерізом від 3х2,5 до 1х1,5 в гумовій оболонці.

5.6.4. Заходи з пожежної безпеки при проведенні технологічного процесу

Найбільшу небезпеку при бурінні свердловин становить виникнення некерованого фонтанування. Відкриті фонтани виникають в наступних випадках: 1) при несправному противикидному устаткуванні або його відсутності; 2) при неякісному монтажі противикидного устаткування і маніфольда; 3) якщо тиск на гирлі при закритті превенторів перевищує міцність обсадної колони; 4) при невчасному закритті противикидного устаткування, коли часто виходять з ладу гумові елементи превенторів; 5) при неякісному цементуванні обсадних колон, на яких встановлено противикидне устаткування, що приводить до прориву газу за ними при герметизації гирла

під час викидів.

Відкриті фонтани і викиди представляють небезпеку для обслуговуючого персоналу, приводять до забруднення навколишнього середовища і пожеж, гасіння яких вимагає великих трудових і матеріальних витрат.

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

Протипожежні заходи при ліквідації відкритих фонтанів:

1. Роботи по ліквідації відкритого фонтану ведуться тільки іскробезпечним інструментом. Як направляючі і притискні троси слід застосовувати сталеві оцинковані канати. У отвори фланців, через які пропускаються канати, повинні вставлятися спеціальні втулки, виготовлені з матеріалу, що не дає іскру при терті.

Спуско-підйомные роботи з використанням сталевого каната щоб уникнути іскроутворення при терті каната об ролик необхідно проводити на першій швидкості. Канат і ролик, а також всі контактуючі металеві частини повинні бути рясно змащені консистентним мастилом (солідолом). Піднімати і спускати вантажі потрібно плавно.

2. Зварювальні роботи слід проводити тільки за межами загазованої зони. Після закінчення зварки або різання деталь не можна вносити (ввозити) до небезпечної зони до повного її охолодження. Різати метал в небезпечній зоні необхідно механічними труборезкамі або гідравлічними піскоструминними агрегатами.

3. В'їзд спецмашин і інших транспортних засобів до небезпечної зони для проведення аварійно-рятівних робіт допускається тільки по дозволу начальника штабу. Вказані транспортні засоби необхідно обладнати іскрогасниками і справним електрозапаленням. Крім того, при роботі двигунів вихлопні колектори слід безперервно поливати водою.

4. Категорично забороняється куріння в зоні загазованості. Куріння повинне бути організоване в безпечному місці, визначеному штабом. На місці куріння встановлюють ємність з водою і покажчик "Місце куріння".

5. Відстань між коморами для скидання нафти повинен бути не менше 100 м. Нафта з комори в комору необхідно перепускати по трубах, обладнаних замочними пристроями і гідрозатворами.

Місця під трапні установки і стояки факелів необхідно очистити від рослинності і мазуту в радіусі 70 - 80 м.

6. При роботах по ліквідації відкритого фонтану у гирла свердловини і прилеглої території здійснюють постійне чергування пожежної охорони для створення водяного захисту тих, що працюють і забезпечення безперервної подачі води у фонтануючий струмінь і на навколишні металоконструкції.

7. У спеціально відведеному місці, визначеному відповідальним виконавцем робіт, необхідно мати кошму або брезент.

Обігрів противикидного устаткування в газонебезпечній зоні слід здійснювати парою або гарячою водою.

8. Відповідальний виконавець робіт по гасінню пожежі підкоряється начальникові штабу і діє згідно спеціальному плану, розробленому штабом.

Залежно від типу фонтану гасіння проводиться одним з наступних способів: закачуванням води в свердловину або закриттям засувок превентора і противикидного устаткування; струменями автомобілів газоводяного гасіння; імпульсною подачею порошку спеціальними установками; водяними струменями з лафетних стовбурів; вибухом заряду; вогнегасючим порошком за допомогою пожежних автомобілів; комбінованим способом; бурінням похилої свердловини і закачування в неї спеціального розчину.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням буровой установки БУ 5000 ЕУ та дій під час монтажу противикидного обладнання, підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу буровой установки, згідно яких потрібно 19 робітників.

За даними експлуатації описано систему планово-попереджувальних ремонтів, розроблено структуру ремонтного цикла плашкового превентора, виконані розрахунки режимів різання та обробки поверхні штока ручного керування превентором. Необхідна потужність електродвигуна токарного верстата для обробки поверхонь штока складає 5,4 кВт, що достатньо, т. як потужність електродвигуна верстата за паспортом складає 8 кВт.

Також проаналізовано шкідливі та небезпечні фактори, які виникають в процесі експлуатації обладнання, технічні рішення і пропозиції по забезпеченню безпеки експлуатації обладнання, техніка безпеки при експлуатації та обслуговуванні обладнання, заходи з пожежної безпеки при проведенні технологічного процесу.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі розроблено 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 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 противикидного обладнання. Проаналізувавши конструкції різних типів плашкових превенторів, встановлено, що їх недоліками є створення різних за величиною зусиль при закриванні й відкриванні запірних пристроїв, що залежить від діаметра штока, розміщеного в камері відкривання; для збільшення розвиваних гідроприводом превентора зусиль необхідно збільшити діаметр гідроциліндра, що веде до різкого збільшення маси превентора, обсягу робочої рідини, уповільнення швидкості переміщення виконавчих органів при одних і тих же діаметрах трубопроводів і параметрах установки гідравлічного управління противикидним обладнанням; при відкриванні плашок превентора необхідно подолати зусилля, яке виникає від дії свердловинного тиску на незрівноважену площу плашки, що складає значну величину.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" обґрунтована доцільність та економічна ефективність введення запропонованих технічних рішень з модернізації плашкового превентора, запропоновано вдосконалення конструкції превентора ППГ-280х35, обґрунтовано її технічну доцільність. Суть технічного рішення з модернізації плашкового превентора полягає в тому, що порівняно з аналогом у підпоршневу порожнину гідроциліндра превентора встановлений жорстко пов'язаний з ним кільцевий упор, який утворює з штоком гідроциліндра осьовий канал, і розміщений під упором

додатковий поршень з хвостовиком, встановленим у кільцевому каналі упору, причому підпоршнева порожнина гідроциліндра гідравлічно пов'язана з порожниною під додатковим поршнем. Пропонована конструкція превентора ППГ-280х35 забезпечує підвищення зусилля управління без збільшення металомісткості. При цьому не потрібно підвищення параметрів витрати і тиску системи гідравлічного керування. В ході розрахунків було знайдено економічний ефект від модернізації плашкового превентора, який становить 183,25 тис. грн. Отже, удосконалення є економічно доцільним.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" розглянуто противикидне обладнання, вибрані методи досліджень основних параметрів та описана лабораторна установка для досліджень плашкового превентора. Наведено точну послідовність виконання проведення досліджень. Розглянуто питання про оформлення дослідної документації. За результатами проведених досліджень роботи модернізованого плашкового превентора, які були одержані в процесі виконання дослідно-лабораторних робіт, *побудовані в SolidWorks тривимірні моделі складових частин.* Отримані результати вказують на можливість ефективного використання модернізованого плашкового превентора ППГ-280х35 в складі противикидного обладнання в процесі спорудження свердловини глибиною 5200 м.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведені розрахунки деталей модернізованого плашкового превентора: корпуса, діаметра гідравлічного циліндра, його стінки, гвинтів кріплення, що підтвердили ефективність технічного рішення з модернізації, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. В розділі "Монтаж та експлуатація обладнання" розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000 ЕУ та дій під час монтажу противикидного обладнання, підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, згідно яких потрібно 19 робітників. За даними експлуатації

описано систему планово-попереджувальних ремонтів, розроблено структуру ремонтного цикла плашкового превентора. Також проаналізовано шкідливі та небезпечні фактори, які виникають в процесі експлуатації обладнання, технічні рішення і пропозиції по забезпеченню безпеки експлуатації обладнання, техніка безпеки при експлуатації та обслуговуванні обладнання, заходи з пожежної безпеки при проведенні технологічного процесу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бедрій Я. І. Охорона праці : Навчальний посібник. Львів : ПТВФ Афіша, 1997. 258 с.

2. Бойко В. С. Підземний ремонт свердловин : підручник для вищих навчальних закладів; у 4-х частинах. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. Частина 1. 165 с.

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

4. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / За загальною редакцією докторів технічних наук В. С.Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. Львів, 1996. 620 с.

5. Бойко В. С., Ясюк В. М., Іванов С. І. Дослідження процесу руху піску у фільтровій зоні свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 3 (12). С. 51–54.

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. Горбійчук М. І., Семенцов Г. Н. Оптимізації процесу буріння глибоких свердловин. Івано-Франківськ : Факел, 2003. 493 с.

9. Екоінформаційні, багато параметрові газоаналітичні прилади і системи екологічного моніторингу довкілля / О. А. Дашковський, І.Л. Міхеєва, В.П. Приміський // Вісті Академії інженерних наук України. – 2003. – №2. – С. 6-14.

10. Економіка підприємства: навч. посіб. / Я. С. Витвицький та ін. Івано-Франківськ : IME, 2002. 318 с.

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

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

13. Злобін Ю. А. Основи екології : підручник. Київ : Лібра, 1998. 216 с.

14. Івасенко В.М. Полум'яно-іонізаційний детектор з коаксіальним подаванням газів. Експериментальні дослідження / В.П. Приміський, В.М. Івасенко // Метрологія та прилади. - 2015. - № 2. - С. 29-32.

15.Івасенко В.М. Дослідження основних метрологічних характеристик полум'яно-іонізаційного детектора / В.М. Івасенко // Вісник Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут". Серія: Приладобудування. - 2015. - Вип. 49. - С. 75-81.

16. Івасенко В.М. Залежність чутливості полум'яно-іонізаційного детектора від витрат газів [Текст] / В.М. Івасенко, А.В. Жужа // Приладобудування: стан і перспективи: XII міжн. наук.-техн. конф., 23-24 квітня 2013.: тези доп. - Київ, - С.148-149.

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

19. Костриба І. В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: навч. посіб. – Івано-Франківськ : Факел, 2007 – 256 с.

20. Копей Б. В., Копей І. Б. Аналіз надійності штангових свердловинних вставних і невставних насосів різного діаметра. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Серія: Нафтогазопромислове обладнання. 1995. Вип. 32. С.49 – 56.

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

22. Крижанівський Є. І., Міронов Ю. В., Романишин Л. І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин : монографія – Івано-Франківськ : Факел, 2002. 209 с.

23. Коцаба В. І. Ефективні технічні засоби для аварійно-відновлювальних робіт при капітальному ремонті свердловин. II конференція молодих спеціалістів ДК Укргазвидобування. Харків, 2-5 жовт. 2001р. : Зб. доп. – Харків. 2001. С. 2 – 6.

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

25. Маєвський Б. Й., Ярема А. В., Куровець С. С. Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозаляючих палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР та особливості їх нафтогазоносності. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2011. № 1 (38) . С. 32–39.

26. Мочернюк Д. Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь. *Нафтова і газова промисловість*. 2001. №2. С. 12 – 14.

27. 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.

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

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

30. Охорона праці в нафтогазовій галузі: навч. Посіб. / За редакцією Г. М. Лисяного. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. 304 с.

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

32. Пат. 68742 України. Універсальний превентор / Столяр В.Ю., Моісеєв С.В., Ломакін В.В.; опубл. 16.08.2004. Бюл. № 17 – 4 с.

33. Пат. № 20040321 96 України, 7 E21B33/06. Противикидне обладнання / Моісєєв С.В., Столяр В.Ю., Чудний І.С., заявл. 25.03.2004, опубл. 17.01.2005, Бюл. № 1 – 4 с.

34. Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Е. С. Опір матеріалів. Київ : Вища школа, 2004. 655 с.

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

36. 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.

37. Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. Охорона праці : навч. пос. Львів : Тріада плюс, 2010. 648 с.

38. Приміський В.П. Станції контролю атмосфери: стан та перспективи розвитку / В. П. Приміський, В. М. Івасенко // Метрологія та прилади. - № 1. - С.43-49.

39. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навч. посіб. / В. С. Білецький та ін. Полтава : ПолтНТУ, 2015. 196 с.

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

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

42. Shoham O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-phase Flow in Pipes. -SPE, 2006. 402 p.

43. Технологія виготовлення і ремонту машин та обладнання нафтогазової галузі/ Бучинський М.Я., Шахов А.М. навчальний посібник ч.1 і 2 м. Полтава ПДТУ, 2001. — 120 с.

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

45. Токаренко В. М. Технологія автодорожнього машинобудування і ремонт машин, курсове проектування : навч. посіб. Київ : Вища школа, 1992 – 127 с.

46. Ткачов В. В., Чернишев В. П., Одновол М. М. Технічні засоби автоматизації. Донецьк : Національний гірничий університет, 2008. 174 с.

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

48. Шваб'юк В. І. Опір матеріалів: Підручник / В. І. Шваб'юк. – К.: Знання, 2016. — 407 с.

49. Abdyukova, R.Ya. Laboratory test stand valve piston pumps / R.Ya. Abdyukova, M.S. Gabdrahimov // Oil & Gas Journal. –2001. – 405 p.

50. Yuan H., Guo J., Su Z., Sun Y., Qi J. Zhongguo Jixie Gongcheng, 2013. 11(24) 1425.

51. Nikulin O.V., Shabanov V.A. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science Cep. Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering - Power Supply of Mining Companies, 2017. 032027.

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

53. Iskenderli I.N., Narimanov V.A. Chemical and Petroleum Engineering, 2017. 7. P. 46.

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

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

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