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. доцента каф. НГІС
С. ГАВРИК

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження вибійної гідравлічної ударної машини ротаційної дії

Пояснювальна записка

Керівник
Ст. викладач Іщенко В.Р.
посада, наук. ступінь, ПІБ
підпис, дата,

Виконавець роботи
Якименко Тимофій Юрійович
студент, ПІБ
група 602-МН
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
к.т.н., доц. Шестеренко Б.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н. Савик В.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н. Савик В.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
к.т.н. доц Михайловський О.В
посада, *наук. ступінь, ПІБ, підпис*

Дата захисту 21.05.2025 р.

Полтава, 2025

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі виконані наступні розділи:

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" обґрунтовано вибір комплексу обладнання для буріння свердловини глибиною 6550 м, проведено порівняльно-критичний аналіз гідравлічних ударників; встановлено недоліки, які виникають при їх експлуатації.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з розроблення гідравлічного ударника, розрахований економічний ефект від його впровадження.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" описано основні параметри роботи запропонованого технічного рішення, а саме гідроприводу з регулюванням частоти обертання валів модернізованих гідравлічних ударників. Здійснено вибір методів досліджень основних параметрів гідростанції приводу. Описано конструкцію стенду для дослідження рукавів високого тиску, для статичного випробування гідравлічним тиском рукавів високого тиску (шлангів маніфольда бурового насоса) на герметичність, приведено програму проведення досліджень.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведено розрахунки гідравлічного ударника на міцність.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 6500 ДГ, особливості проведення монтажу гідравлічного ударника та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. Проаналізовано призначення та комплектність обладнання, конструктивне виконання та характеристику обладнання, умови експлуатації та діючі навантаження, типові види й причини спрацювання і відмов елементів обладнання, технічне обслуговування обладнання, план-графік планово-попереджувального ремонту, роботи при технічному обслуговуванні і поточному ремонті, відновлення спрацьованих деталей, поверхневе зміцнення деталей.

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГІТ
В.о. завідувача кафедри
_____
“__”_____20___ року

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

Якименко Тимофій Юрійович
(прізвище, ім’я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження вибійної гідравлічної ударної машини ротаційної дії

Керівник роботи ст. викладач Іщенко Вячеслав Романович
(прізвище, ім’я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом закладу вищої освіти від “09” 08 2024 року № 816-р/с

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 14.10.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-2
2	Експериментальна частина	28.10-1
3	Теоретична частина (Аналітика, Статистика, Моделювання)	01.07-1
4	Впровадження результатів досліджень	09.12-2
5	Оформлення та узгодження роботи	30.12-1
6	Попередні захисти робіт	13.01-1
7	Захист магістерської роботи	20.01-2

Студент _____ Яременко Б.Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Ільєжко В.Р
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ	4
1. Вибір та опис технологічного обладнання	7
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання	7
1.2 Конструкція, призначення та технічна характеристика гідравлічного ударника	17
2. Опис технічної пропозиції	20
2.1 Опис модернізованої конструкції гідравлічного ударника	20
2.2 Оцінка економічної ефективності	25
3. Дослідно-конструкторська робота	38
3.1 Визначення і опис основних параметрів роботи запропонованого технічного рішення які вимагають проведення науково-дослідних робіт	38
3.2 Обгрунтування і опис конструкції лабораторної установки	38
3.3 Програма проведення досліджень	42
3.4 Аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень	43
4. Розрахунки працездатності	46
4.1 Визначення енергетичних характеристик модернізованого гідравлічного ударника	46
4.2 Визначення величини зміни тиску на виході насосів при зміні їх продуктивності під час буріння	52
4.3 Зміна характеристики гідравлічного ударника при зміні продуктивності насосів	54
5. Монтаж і експлуатація обладнання	56
5.1 Технологія монтажу обладнання	56
5.2 Експлуатація і технічне обслуговування обладнання	60
5.3 Охорона праці навколишнього середовища	68
Висновки	77
Список використаної літератури	79

ВСТУП

Актуальність теми. На даний час обсяги похило- скерованого та горизонтального буріння невпинно зростають. До того ж, значна кількість свердловин містить геометричні недосконалості у вигляді локальних перегинів осей та каверн (жолобів) на стінках. Як наслідок, колони бурильних і насосно-компресорних труб, які експлуатуються в таких умовах, зазнають суттєвих деформацій розтягу, стиску, згину та кручення. При цьому виникають як нормальні, так і дотичні напруження, що часто сягають граничних величин та призводять до втомного руйнування згаданих колон. Іншими словами, бурильні та насосно-компресорні труби втрачають працездатність, тобто стан, при якому вони спроможні виконувати задані функції при збереженні значень параметрів у межах, встановлених нормативною документацією. Тож, для забезпечення працездатності, необхідне припинення експлуатації вказаних колон до настання відмов при встановленій системі технічного обслуговування та ремонту.

Одним із шляхів вирішення зазначеної проблеми є оцінка напружено-деформованого стану колон бурильних і насосно-компресорних труб із подальшим прогнозуванням їх втомної довговічності з метою забезпечення працездатності.

При розбурюванні нафтового або газового родовища велике значення має правильність вибору типу бурової установки, який для даного району виявиться найбільш економічною. Вибір бурового устаткування визначається рядом чинників: глибиною буріння, метою буріння, типом свердловин, способом буріння, технологією буріння, геологічними умовами та з розрахованого максимального навантаження на гак.

Відомий спосіб буріння зануреними гідроударниками з верхньою робочою камерою, клапаном, поршнем-бойком шляхом подачі до робочої камери гідроударника рідкого робочого агента через колону бурильних труб і відбивач-синхронізатор фаз робочого циклу гідро ударника, які приходять в його робочу камеру відбитими хвилями, виконаний з синхронізатором-

хвилеводом, діаметр каналу якого менше внутрішнього діаметра колони бурильних труб і робочої камери гідроударника, і відображаються елементами у вигляді поверхонь розділу перетинів каналу хронізатора-хвилеводу і, відповідно, робочої камери гідроударника та нижнього кінця колони бурильних труб. Однак відомі пристрої мають такі недоліки, усунення яких шляхом зміни конструкції, що дозволить підвищити надійність роботи двигуна шляхом подачі до робочої камери гідроударника рідкого робочого агента через колону бурильних труб і відбивач-синхронізатор і встановлення синхронізатора-хвилеводу.

Мета роботи. Дослідження циркуляційної системи бурової установки з модернізованим гідравлічним ударником.

Об'єкт дослідження. Процеси руху промивальної рідини під час буріння свердловини.

Предмет дослідження. Методи і засоби підвищення ефективності гідроударника під час буріння свердловини.

Наукова новизна отриманих результатів:

- отримано якісно нові підходи щодо оцінки впливу навантаження та геометричних параметрів ствола свердловини і колони бурильних труб на їх напружено-деформований стан та довговічність з метою забезпечення працездатності;

- набула подальшого розвитку математична модель для оцінки напружено-деформованого стану бурильної колони в стволі свердловини з каверною (жолобом) чи горизонтальному стволі значної довжини.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. Запропоноване технічне рішення дозволяє підвищення ефективності та розширення області застосування гідроударного буріння шляхом підвищення коефіцієнта корисної дії роботи гідроударних машин в різних умовах їх використання.

Апробація роботи. Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на 76-й науковій конференції професорів, викладачів,

наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», секція нафтогазова інженерія та технології, м. Полтава, 20.05.2024 р.

Структура й обсяг магістерської роботи.

Магістерська робота складається із вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел, який містить 30 найменувань. Основна частина магістерської роботи викладена на 78 сторінках комп'ютерного набору і містить 8 рисунків і 14 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

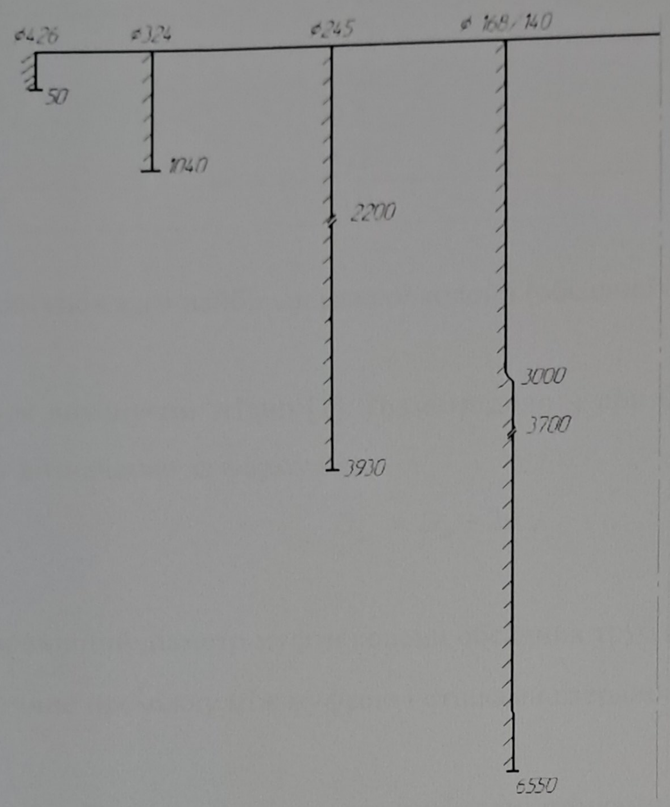


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини глибиною 6550 м

Таблиця 1.1. – Характериситика обсадних колон

Діаметр колони, мм	Товщина стінки, марка	Довжина колони, м
426	12Д	50
324	12Е	440
	10К	300
	10Д	200
	9Д	100

245	11,05Р110 12Л 12Е	1100 1600 1230
168	11Л 11Е 11К 11Д 10Д 9Д 8Д	150 140 330 450 630 700 600
140	11Е	3550

1.1.2 Розрахунок ваги найбільш важкої колони (обсадної або бурильної)

Розрахунок виконуємо згідно [1]. Діаметр долота при бурінні під кожну обсадну колону визначаємо за формулою:

$$D_{дол} = D_м + 2\Delta;$$

(1.1)

де $D_м$ – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб (табл. 1.2);

2Δ – величина проміжку між муфтою і стінками свердловини (табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Розміри проміжку між муфтою і стінками свердловини залежно від діаметра обсадних колон

Умовний діаметр обсадної труби, мм	Зовнішній діаметр муфти обсадної труби, мм	Кільцевий проміжок між муфтою і стінками свердловини, 2Δ, мм, не більше
1	2	3
114 127	127 142	10-15
140 146	156 166	10-20

168 178 194	188 196 216	20-25
219 245	245 270	25-30
273 299	299 324	30-35
324 340 351	351 365 376	35-40
377 407 426	402 432 451	45-50

Діаметр долота підбираємо зі стандартного ряду діаметрів шарошкових доліт:

1) $D_д^{конд} = 451+(45…50)=496…501$ мм, приймаємо $D_д^{конд} = 490$ мм;

2) $D_д^{пром} = 351+(35…40)=386…391$ мм, приймаємо $D_д^{пром} = 394$ мм;

3) $D_д^{пром} = 270+(25…30)=295…300$ мм, приймаємо $D_д^{пром} = 295$ мм;

4) $D_д^{екст(168)} = 188+(20…25)=208…213$ мм, приймаємо $D_д^{екст} = 214$ мм.

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

$$Q_{б_i} = \sum q_i^б l_i^б ; \qquad (1.2)$$

де $q_i^б$ – вага одного погонного метра труб, що складають і-ту ділянку бурильної колони при бурінні під відповіну обсадну колону, Н/м;

$l_i^б$ – довжина відповідних труб, що складають бурильну колону при бурінні під і-ту обсадну колону, м.

Типи та довжини бурильних труб, які використовуються при бурінні наведені у відповідній таблиці геолого-технічного наряду.

Отже вага бурильної колони при бурінні під кондуктор діаметром 426 мм складає:

$$Q_{б.к.}^{конд} = 3300 \cdot 8 + 2840 \cdot 24 + 2090 \cdot 16 = 128000H = 128кН.$$

Вага бурильної колони при бурінні під проміжну колону діаметром 324 мм:

$$Q_{б.к.}^{пром(324)} = 3300 \cdot 16 + 2840 \cdot 24 + 2090 \cdot 54 + 430 \cdot 200 + 314 \cdot 746 =$$
$$= 554064H = 554,064кН.$$

Вага бурильної колони при бурінні під проміжну колону діаметром 245 мм:

$$Q_{б.к.}^{пром(245)} = 2840 \cdot 28 + 2090 \cdot 72 + 430 \cdot 200 + 314 \cdot 3630 = 1455820H =$$
$$= 1455,82кН.$$

Вага бурильної колони при бурінні під експлуатаційну колону діаметром 168/140 мм:

$$Q_{б.к.}^{експл} = 1240 \cdot 165 + 323 \cdot 200 + 277 \cdot 2500 + 314 \cdot 2000 + 430 \cdot 685 =$$
$$= 1884250H = 1884,25кН;$$

Отже максимальна вага бурильної колони при бурінні під III проміжну колону:

$$Q_{б.к.}^{макс} = 1884,25кН.$$

Таблиця 1.3 – Робочий інструмент при бурінні під кондуктор

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Група міцності матеріалу	Товщина стінки, мм	Інтервал по стовбуру	Довжина секції труб, м
ОБТЕ-254х100	45ХГМА	77	50 – 0	8
ОБТБ-229х71	45ХГМА	79		24
ОБТБ-203х80	45ХГМА	61,5		16

Таблиця 1.4 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну (324) колону

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Група міцності матеріалу	Товщина стінки, мм	Інтервал по стовбуру	Довжина секції труб, м
ОБТЕ-254х100	45ХГМА	77	1040 – 0	16
ОБТБ-229х71	45ХГМА	79		24
ОБТБ-203х80	45ХГМА	61,5		54
АНІ-127	G-105	12,7		200
АНІ-127	G-105	9,19		746

Таблиця 1.5 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну (245) колону

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Група міцності матеріалу	Товщина стінки, мм	Інтервал по стовбуру	Довжина секції труб, м
ОБТБ-229х71	45ХГМА	79	3930-0	28
ОБТБ-203х80	45ХГМА	61,5		72
АНІ-127	G-105	12,7		200
АНІ-127	G-105	9,19		3630

Таблиця 1.6 – Робочий інструмент при бурінні під експлуатаційну колону

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Група міцності матеріалу	Товщина стінки, мм	Інтервал по стовбуру	Довжина секції труб, м
ОБТЕ-165х71	45ХГМА	47	5550-0	165
ПК-114,3	Л	10,9		200
ПК-114,3	Л	8,56		2500
АНІ-127	G-105	9,19		2000
АНІ-127	G-105	12,7		1685

Вагу обсадних колон визначаємо згідно конструкції свердловини

(рисунок 1.1) за такою формою:

$$Q_{об_i} = \sum q_i^{об} l_i^{об}; \qquad (1.3)$$

де $q_i^{об}$ – вага одного погонного метра труб, що складають і-ту ділянку обсадну колону, Н/м;

$l_i^{об}$ – довжина відповідних обсадних труб, м (табл. 1.1).

$Q_{о.к.}^{конд} = 50 \cdot 1950 = 97500 = 97,5кН;$

$Q_{о.к}^{пром(324)} = 440 \cdot 992 + 300 \cdot 835 + 200 \cdot 835 + 100 \cdot 757 = 929680H =$
$= 929,68кН;$

$Q_{о.к.(I)}^{пром(245)} = 500 \cdot 740 + 1230 \cdot 740 + 2200 \cdot 277 = 1889600H = 2889,6кН;$

$Q_{о.к.(II)}^{пром(245)} = 1100 \cdot 649 + 1100 \cdot 740 = 1527900H = 1527,9кН;$

$Q_{о.к.(I)}^{експ} = 1850 \cdot 337 + 2500 \cdot 277 + 1200 \cdot 314 = 1766750H = 1766,75кН;$

$Q_{о.к.(II)}^{експ} = 150 \cdot 393 + 140 \cdot 393 + 330 \cdot 393 + 450 \cdot 393 + 630 \cdot 360 +$
$+700 \cdot 328 + 600 \cdot 294 + 700 \cdot 337 = 1289210H = 1289,21кН.$

Отже максимальна вага обсадної колони:

$$Q_{о.к.}^{макс} = 2889,6кН.$$

Таблиця 1.7 – Зведена вагова характеристика обсадних і бурильних колон

Назва колони	Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм	Довжина колони, м	Вага 1 м.п. труби, Н	Вага колони, кН
Кондуктор					
Бурильна	ОБТЕ-254х100	77	8	3300	128
	ОБТБ-229х71	79	24	2840	
	ОБТБ-203х80	61,5	16	2090	
Обсадна	426	12Д	50	1950	97

Проміжна (324)					
Бурильна	ОБТЕ-254х100	77	16	3300	554
	ОБТБ-229х71	79	24	2840	
	ОБТБ-203х80	61,5	54	2090	
	АНІ-127	12,7	200	430	
	АНІ-127	9,19	746	314	
Обсадна	324	12Е	440	992	930
		10К	300	835	
		10Д	200	835	
		9Д	100	757	
Проміжна (245)					
Бурильна	ОБТБ-229х71	79	28	2840	1456
	ОБТБ-203х80	61,5	72	2090	
	АНІ-127	12,7	200	430	
	АНІ-127	9,19	3630	314	
Обсадна (І секція)	245	12Л	500	740	2890
		12Е	1230	740	
Спускні труби	ПК-114,3	8,56	2200	277	
Обсадна (ІІ секція)		11,05Р110	1100	649	1528
		12Л	1100	740	
Експлуатаційна					
Бурильна	ОБТЕ-165х71	47	165	1240	2884
	ПК-114,3	10,9	200	323	
	ПК-114,3	8,56	2500	277	
	АНІ-127	9,19	2000	314	
	АНІ-127	12,7	685	430	
Обсадна	140	11Е	1850	337	1767

(I секція)					
Спускні труби	ПК-114,3	8,56	2200	277	
	АНІ-127	9,19	1200	314	
Обсадна (II секція)	168	11Л	150	393	1289
		11Е	149	393	
		11К	330	393	
		11Д	450	393	
		10Д	630	360	
		9Д	700	328	
		8Д	600	294	
	140	11Е	700	337	

1.1.3 Вибір типу бурової установки, комплектність і технічна характеристика

Початковими даними для вибору бурової установки є параметри і конструкція свердловини, компоновка і склад бурильної колони, гідравлічні програми промивки свердловини, склад і параметри стволової збірки противикидного устаткування, відображені в проекті на будівництво свердловини. [10]

Вибір бурової установки здійснюється по її головному параметру – допустимому навантаженню на гаку (ГОСТ 16293-89) відповідно до алгоритму:

$$Q \geq K_{о} \cdot Q_{о}; \quad Q \geq K_{б} \cdot Q_{б}; \tag{1.4}$$

де:

Q – найменше значення допустимого навантаження на гаку бурової установки, кН, з ряду по таблиці ГОСТ 16293-89, що задовольняє обом умовам (1.4);

$Q_{о}$ – вага в повітрі найбільш важкої обсадної колони (секції колони, хвостовика, включаючи масу труб, на яких проводиться їх спуск), кН;

$Q_{б}$ – вага в повітрі найбільш важкої бурильної колони, кН;

K_o; $K_б$ – коефіцієнти запасу допустимого навантаження на гаку відповідно для обсадної і бурильної колони.

Згідно з ГОСТ 16293-89 коефіцієнт запасу по бурильній колоні приймається рівним $K_б=1,3$.

Коефіцієнт запасу допустимого навантаження на гаку для обсадної колони K_o визначається з умови забезпечення додаткового (безпечного) навантаження в різьбових з'єднаннях із врахуванням необхідного запасу міцності у відповідності з рекомендаціями і вимогами, вказаними в "Інструкції по розрахунку колон для нафтових і газових свердловин" і в РД-39.047014.515.85, і становить $K_o=1,15$ [10].

Визначимо максимальне навантаження на гак від ваги бурильної колони:

$$Q_б = 2884 \cdot 1,3 = 3749 кН.$$

Визначимо максимальне навантаження на гак від ваги обсадної колони:

$$Q_{o.к.} = 2890 \cdot 1,15 = 3323,5 кН.$$

Отже максимальне навантаження на гак виникатиме від ваги бурильної колони і складатиме 3749 *кН*. Згідно максимального навантаження на гак та глибини буріння свердловини 6550 м виконаємо вибір бурової установки.

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

Вибір БУ для одного і того ж класу визначається рядом чинників: глибиною буріння, метою буріння, типом свердловин, способом буріння, технологією буріння, геологічними умовами та з розрахованого максимального навантаження на гак. Враховуючи всі зазначені чинники, вибираємо бурову установку БУ 6500 ДГ, яка рекомендована для турбінного і роторного способів буріння свердловин на глибину 6500 м в неелектрифікованих районах, оснащені комплексом АСП, дизель-гідравлічним приводом від силових агрегатів 1АДГ-1000, сучасним електрообладнанням та буровими спорудами для дрібноблокового монтажу.

1.1.4 Конструкція та опис циркуляційної системи бурової установки БУ 6500 ДГ

Циркуляційної система ЦС БУ 6500 ДГ застосовуються для приготування, очищення, хімічної обробки, зберігання і циркуляції бурового розчину від гирла свердловини до бурових насосів при бурінні нафтових і газових свердловин.

Таблиця 1.8 – Комплектність циркуляційної системи БУ 6500 ДГ

№ з/п	Найменування	Кількість
1	2	3
1	Блок очистки V = 40 м^3	1
2	Блок проміжний V = 40 м^3	1
3	Блок приймальний V = 40 м^3	1
4	Блок кінцевий V = 40 м^3	1
5	Блок розподільних пристроїв	1
6	Блок зберігання хімреагентів V = 32 м^3	1
	Склад обладнання, що монтується	
7	Вібросито СВ1ЛМ	1
8	Пісковідділювач гідроциклонний ГЦК-360	1
9	Муловідділювач ИГ-45М	1
10	Насос ВШН-150	2
11	Перемішувач лопасний ПЛ	6
12	Укриття	1
13	Перемішувач гідравлічний 4УПГ	6
14	Трубопровідне обв'язування із запірно-розподільною і регулювальною арматурою	1

* Додатково встановлений гідравлічний змішувач ГС-125.

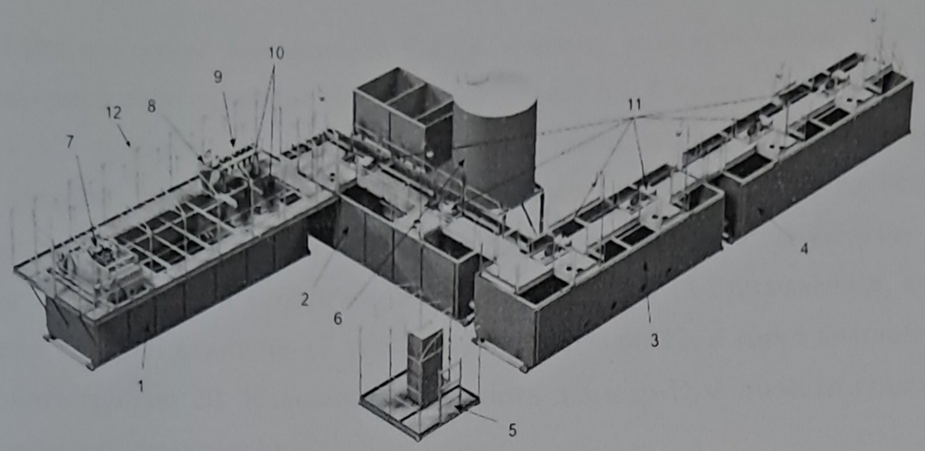


Рисунок 1.2 – Циркуляційна система БУ 6500 ДГ:

1 – блок очистки; 2 – блок проміжний; 3 – блок приймальний; 4 – блок кінцевий; 5 – блок розподільних пристроїв; 6 – блок зберігання хімреагентів; 7 – вібросито; 8 – пісковідділювач гідроциклонний; 9 – муловідділювач; 10 – насос; 11 – перемішувач лопасний; 12 – укриття; 13 – перемішувач гідравлічний; 14 – трубопровідне обв'язування із запірно-розподільною і регулювальною арматурою

Типовий склад циркуляційної системи:

- Блок очищення;
- Блок приготування розчину і хімреагентів;
- Блок проміжний;
- Блок приймальний;
- Блок розподільчих пристроїв;
- Паливо-мастильна установка.

1.2 Конструкція, призначення та технічна характеристика гідравлічного ударника

Гідравлічний ударник (рис. 1.3) складається з внутрішнього бойка 1, зовнішнього бойка 2 та корпуса 3. Зовнішня поверхня штока внутрішнього бойка 1 і внутрішня поверхня зовнішнього бойка 2 утворюють робочі камери 10

і 11, розділені виступом зовнішнього бойка, в якому виконані чотири отвори. Найближчі симетричні відносно виступу магістралі 6 і 7 являються робочими; крайні 4 і 5 - додатковими керуючими. Нагнітаючі магістралі 6 і 7 через зворотні клапани 15 та 23 і бістабільний елемент 12 зв'язані з насосною установкою 16, а через гідрозамок 13 магістралями 20 та 22 з гідробаком 14. Гідрозамок 13 складається з підпружинених клапанів 17, 18 і штовхача 8, який має поршень 9. Торці клапанів 17 з'єднані з магістраллю 22, а торці клапана 18 з'єднані з магістраллю 20. Клапани 17,18 мають діаметр D, а діаметр сідлової частини клапана d, причому D > d.

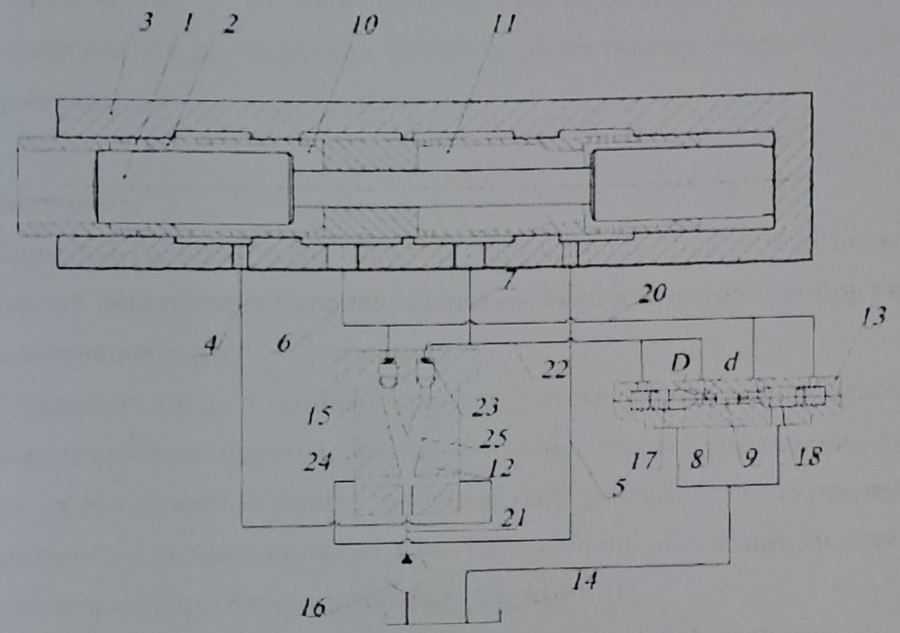


Рисунок 1.3 – Гідравлічний ударник

Ударний пристрій працює наступним чином. При положенні бойків 1 і 2, як показано на рис. 1.3, робоча рідина від насоса 16 потрапляє в бістабільний елемент 12 по магістралі 21, завдяки сигналу керування, який потрапляє через магістраль 5, притискається до стінки 24, через зворотній клапан 15 потрапляє в робочу камеру 10 через магістраль 6. Внаслідок дії тиску, створеного поступаючою робочою рідиною, відбувається розходження бойків 1 і 1. В той же час через магістраль 20 рідина під тиском діє на торці клапана 18 і завдяки

різниці діаметрів D > d, притискає клапан до сідла, чим блокує злив рідини. Також рідина під тиском в магістралі 20 діє на штовхач 8, який переміщуючись відкриває клапан 17, завдяки чому рідина з робочої камери 11 по магістралі 7 і 22 потрапляє на злив. При переміщенні на відстань довжини робочого ходу, яка визначається конструктивно, робоча камера 10 через отвори в охоплюючому бойку 2 з'єднується з магістраллю 4, внаслідок чого рідина під тиском по керуючій магістралі 4 подається в бістабільний елемент 11. В свою чергу робоча рідина, яка подається з насосної установки 16 по магістралі 21, притискається до стінки 25, і через зворотній клапан 23 потрапляє в магістраль 7, далі в робочу камеру 11. Здійснюється удар по корпусу і інструменту. Після удару відбувається розходження бойків в зворотньому напрямку. Далі цикл повторюється.

Висновок

При розбурюванні нафтового або газового родовища велике значення має правильність вибору типу бурової установки, який для даного району виявиться найбільш економічною.

В даному розділі вибір бурового устаткування визначається рядом чинників: глибиною буріння, метою буріння, типом свердловин, способом буріння, технологією буріння, геологічними умовами та з розрахованого максимального навантаження на гак. Враховуючи всі зазначені чинники, у даному розділі обрано бурову установку БУ 6500 ДГ.

Також описано будову циркуляційної системи БУ 6500 ДГ, наведено її призначення, проведено аналіз конструкції гідравлічного ударника, що входить до її складу, наведені його технічні характеристики.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції гідравлічного ударника

Відомий спосіб буріння зануреними гідроударниками з верхньою робочою камерою, клапаном, поршнем-бойком шляхом подачі до робочої камери гідроударника рідкого робочого агента через колону бурильних труб і відбивач-синхронізатор фаз робочого циклу гідро ударника, які приходять в його робочу камеру відбитими хвилями, виконаний з синхронізатором-хвилеводом, діаметр каналу якого менше внутрішнього діаметра колони бурильних труб і робочої камери гідроударника, і відображаються елементами у вигляді поверхонь розділу перетинів каналу хронізатора-хвилеводу і, відповідно, робочої камери гідроударника та нижнього кінця колони бурильних труб [18].

Відомий відбивач-синхронізатор фаз робочого циклу гідро ударника, які приходять в його робочу камеру відбитими хвилями, що включає колону бурильних труб, синхронізатор-хвилевід з каналом і розміщеними по його кінцях відображають елементами у вигляді поверхонь розділу хвилеводів з різними перетинами, верхню робочу камеру гідроударника, причому діаметр каналу синхронізатора-хвилеводу виконаний меншим внутрішнього діаметра колони бурильних труб і робочої камери гідроударника [18].

Однак відомі пристрої мають такі недоліки:

- співвідношення геометричних розмірів відбивача-синхронізатора і регулювальних параметрів гідроударника з режимом подачі робочого агента визначено тільки теоретично і не відповідає умовам буріння, в зв'язку з чим неможливо провести синхронізацію фаз роботи гідроударної машини з відбитими хвилями тиску і розрідження та перевести роботу машини з перехідного низькоефективного в стаціонарний режим, який характеризується високими значеннями ККД;

- скидання зайвої для гідроударника кількості подаваного насосом робочого агента до долоту і (або) в затрубний простір здійснюється через

канали в корпусі робочої камери або в клапані, в зв'язку з чим зменшується тиск гідравлічного удару і знижується швидкість розгону поршня-бойка, що також призводить до порушення стабільності роботи гідроударної машини і зниження ефективності буріння;

- в разі необхідності подачі в машину більшого, ніж забезпечує насос (при надмірному потенціалі його по тиску), доводиться переходити (або знову створювати) на інший відбивач, до того ж, зростають гідродинамічні опори в трубах і затрубному просторі і відносно довго відбувається вхід в стаціонарний режим роботи гідроударника;

- довжина синхронізатора-хвилеводу може бути досить великою, що неприйнятно для умов роботи, де потрібно обмежити довжину бурового снаряда;

- коли бурильні труби безпосередньо з'єднуються з гідроударником, скидання (байпас) зайвої кількості робочого агента, яке направляється до породоруйнуючого інструменту і (або) в затрубний простір, роблять безпосередньо над машиною або в клапані гідроударника. Це призводить до перерозподілу потоків в порівнянні з встановленим співвідношенням площ скидного і прямого каналів в момент гідроудару і різкого збільшення тиску й, як наслідок, збільшення кількості скиданої рідини і відповідно зниження кількості робочого агента і тиску в робочій камері, що визначає розгін поршня-бойка, і зниження ефективності гідроударного буріння.

Модернізований гідравлічний ударник (рис. 2.1) з відбивачем-синхронізатором включає колону бурильних труб 1, синхронізатор-хвилевід 2 з каналом 3 і розміщеними по його кінцях нижнім 4 і верхнім 5 відображаючими елементами, верхню робочу камеру 6 гідроударника з клапаном 7, поршнем-бойком 8 і циліндром 9 та зворотним гідродинамічним дроселем 10. Відображаючими елементи 4 і 5 є поверхні розділу перетинів каналу 3 синхронізатора-хвилеводу 2 і відповідно робочої камери 6 і колони бурильних труб 1.

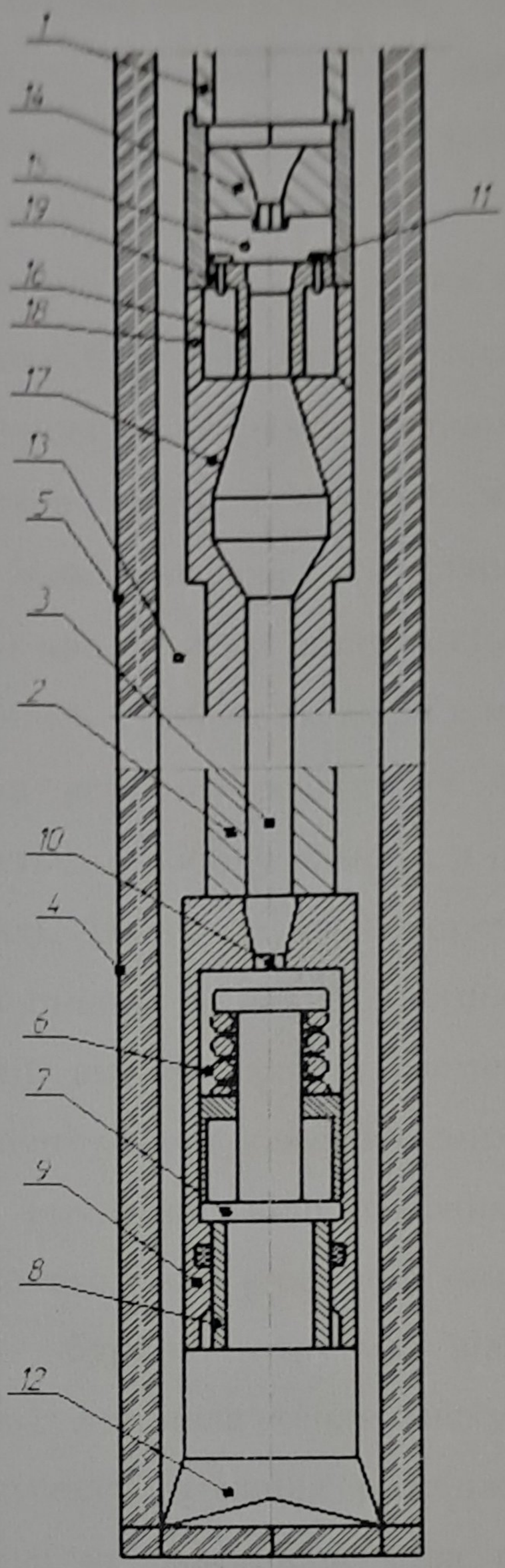


Рисунок 2.1 – Модернізований гідравлічний ударник:

1 – бурильна труба; 2 – синхронізатор хвилеводу; 3 – канал; 4 – нижній відбиваючий елемент; 5 – верхній відбиваючий елемент; 6 – робоча камера; 7 – клапан; 8 – поршень-бойок; 9 – циліндр; 10 – дросель; 11 – канал; 12 – пордоруйнівний інструмент; 13 – затрубний простір; 14 – сопла; 15 – приймальна камера; 16 – камера; 17 – дифузор; 18 – фільтр; 19 – клапан

Модернізований відбивач-синхронізатор забезпечений струменевим насосом, який включає сопло 14, приймальну камеру 15, робочу камеру 16, дифузор 17. Приймальна камера 15 пов'язана з затрубним простором 13 через фільтр 18 і зворотні клапани 19.

Модернізований пристрій працює наступним чином.

Включається в роботу буровий насос і після того, як робочий агент досягає гідроударника, буровий інструмент ставиться на вибій. При цьому поршень-бойок 8 рухається вгору і стикається з клапаном 7. Виникає гідравлічний удар, тиск якого впливає на клапан 7 – поршень-бойок 8, розганяючи їх, і у вигляді хвилі тиску поширюється вгору в сторону насоса. Ця хвиля тиску, поширюючись з робочої камери в менший по діаметру канал 3, частково відбивається від кордону розділу їх внутрішніх перетинів, і зі швидкістю звуку повертається в робочу камеру, а інша частина хвилі з тією ж швидкістю проходить далі. Наступне перетворення хвилі відбувається на розділі перетинів внутрішнього каналу 3 синхронізатора-хвилеводу 2 і бурильних труб 1 (верхній відображаючий елемент 5). При цьому, якщо в першому випадку на кордоні робоча камера - синхронізатор-хвилевід відбита хвиля має той же знак (синфазне відображення), що і хвиля тиску, що забезпечує утримання високого тиску в робочій камері 6, то в другому випадку (синхронізатор-хвилевід - бурильні труби), відбита хвиля змінює знак (протифазне відображення): прийшла хвиля тиску, а відбивається у вигляді хвилі розрідження. Якщо відбита хвиля розрідження приходить в робочу камеру в період, коли ще не завершена фаза розгону бойка, то завдяки зниженню тиску над клапаном 7, відбувається його ранній відскік від поршня-бойка 8. Рух останнього, в зв'язку зі збільшенням вільного ходу, за рахунок частини робочого ходу сповільнюється. Це призводить до зниження енергії удару аж до переходу на безударний режим роботи гідроударника. Підвищений тиск гідравлічного удару, так як внутрішній перетин каналу 3 синхронізатора-хвилеводу 2 менше внутрішнього перетину бурильних труб 1, реалізується у вигляді підвищення енергії і частоти ударів поршня-бойка 8 по ковадлу тільки в

разі синхронізації приходу відбитих хвиль з урахуванням їх знаку (тиск-розрідження) з фазами робочого циклу гідроударника. Відбита хвиля тиску повинна приходити в робочу камеру 6 в період зростання тиску гідроудару в ній і розгону поршня-бойка 8, а розрідження – після завершення фази розгону поршня-бойка 8.

Після того як клапан 7 зупиняється на циліндрі 9, при подальшому русі поршня-бойка 8 між ним і клапаном 7 утворюється зазор, куди потрапляє потік робочого агента і утворюється хвиля розрідження, що розповсюджується і до вибою, і в сторону насоса. Вона при своєму русі відбивається синфазно від нижнього відображаючого елементу 4, і відбита хвиля розрідження рухається в бік вибою. Це збігається з фазою зворотного ходу поршня-бойка 8 і взвод бойка прискорюється. Хвиля розрідження відбивається від верхнього відображаючого елементу 5 противофазно, і у вигляді хвилі тиску рухається в бік робочої камери 6. Якщо її прихід і наростання амплітуди збігається з фазою розгону бойка, то її тиск алгебраїчно складеться з тиском гідравлічного удару, посилюючи останній.

Таким чином, синхронізація приходу відбитих хвиль з фазами робочого процесу забезпечує зниження витоків хвильової енергії, стабілізує робочий процес і підвищує ККД роботи гідроударника.

Отже, дане технічне рішення з модернізації гідравлічного ударника дозволяє:

- узгодити співвідношення геометричних розмірів відбивача-синхронізатора і регулювальних параметрів гідроударника з режимом подачі робочого агента, в зв'язку з чим можливо провести синхронізацію фаз роботи гідроударної машини з відбитими хвилями тиску і розрідження і перевести роботу машини з перехідного в стаціонарний режим, який характеризується високими значеннями ККД;

- уникнути зниження тиску гідравлічного удару при скиданні зайвої для гідроударника кількості подаваного насосом робочого агента до долоту і (або) в затрубний простір, що призведе до підвищення вибійної потужності і

стабільності роботи гідроударної машини і, як наслідок, підвищення ефективності буріння;

- в разі необхідності подачі в машину більшого, ніж забезпечує насос (при надмірному потенціалі його по тиску) витрати робочого агента, можна використовувати струменевий насос і зменшити гідродинамічні опори в бурильних трубах і затрубному просторі;
- зменшити час входу в стаціонарний режим роботи гідроударника;
- зменшити довжину синхронізатора-хвилеводу, що дозволить знизити довжину бурового снаряда.

2.2 Оцінка економічної ефективності

Впровадження модернізованого гідравлічного ударника дасть змогу продовжити періодичність проведення його технічного обслуговування вдвічі. Зміни технічного обслуговування та ремонтів гідравлічного ударника відображені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічне обслуговування та ремонт гідравлічного ударника

Вид технічного обслуговування, ремонту	Періодичність виконання тех. обслуговування та ремонтів, маш.-год ($T_ц$)	Кількість тех. обслуговувань та ремонтів в одному ремонтному циклі (a_i)	Тривалість одного технічного обслуговування та ремонту, роб. днів (d_{pi})	Трудомісткість виконання одного ТО й ремонту, нормо-год (r_i)
	Для аналогової техніки			
ТО	47	24	0,5	4
ПР	1175	5	1	25
КР	7050	1	2	55
	Для модернізованої техніки			
ТО	94	12	0,5	4
ПР	1175	5	1	25
КР	7050	1	2	55

Економічний ефект від впровадження на виробництві модернізованої конструкції гідравлічного ударника визначається за формулою:

$$E = \left[Ц_б^{ДТ} \cdot k_1 \cdot k_2 + \frac{\Delta И - E_н \cdot (K_2^{/} - K_1^{/})}{(1/T_2) + E_н} - Ц_б^{МТ} \right] \cdot n, [грн], \qquad (2.1)$$

де $Ц_б^{ДТ}$, $Ц_б^{МТ}$ – вартість гідравлічного ударника до і після модернізації;

k_1 - коефіцієнт зростання продуктивності гідравлічного ударника;

k_2 - коефіцієнт зміни строків служби; $k_2 = 1$;

$E_н$ - єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності,

$E_н = 0,15$;

$K_2^{/}, K_1^{/}$ - супутні капітальні вкладення;

T - термін служби гідравлічного ударника ($T_1 = T_2 = 7,23$ років);

n - річний обсяг впровадження модернізації, приймаємо $n = 1$;

$\Delta И$ - економія експлуатаційних витрат.

2.2.1 Розрахунок собівартості та ціни модернізованого обладнання

Розрахунок собівартості та оптової ціни гідравлічного ударника після модернізації виконується за формулою:

$$Ц = С \cdot (1 + P_c), грн. \qquad (2.2)$$

де С – собівартість обладнання;

P_c – норматив рентабельності в долях від собівартості. За даних умов приймаємо рівним 0,30.

На стадії ескізного проекту собівартість нової техніки визначається за допомогою формули:

$$С = С_н^a + В_{введ.}, грн. \qquad (2.3)$$

де $С_н^a$ -- скоригована для розрахунку ціни нової техніки собівартість

аналогічної техніки;

$B_{введ.}$ – собівартість доданого обладнання.

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

$$C_н^a = C_c^a \cdot \frac{\delta''}{\delta_n' \times \tau_n'}, \text{ грн.} \qquad (2.4)$$

де C_c^a – собівартість обладнання-аналога, грн;

δ'' – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності звітного року до серійності, що відповідає одиниці приведення;

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

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

Величина C_c^a визначається розрахунком за формулою (2.2), в якій значення ціни аналогічної техніки приймається за діючими цінами:

$$C_c^a = \frac{Ц_{АТ}}{1 + P_c} \qquad (2.5)$$

$Ц_{АТ}$ – вартість гідравлічного ударника-аналога; $Ц_{АТ} = 120000 грн.$

$$C_c^a = \frac{120000}{1 + 0,3} = 92307,69 \, (грн.)$$

Значення коефіцієнтів δ_n', δ'' та τ_n' приймаються за інструкцією [Інструкція з визначення економічної ефективності створення нових будівельних, дорожніх, меліоративних, торфових машин, лісозаготівельного і протипожежного устаткування і ліфтів. – Київ: 2013].

$$C_н^a = 92307,69 \cdot \frac{1}{0,946 \cdot 1} = 97576,84 \, (грн.)$$

Собівартість доданого обладнання – це вартість вузлів, що будуть

використані в процесі вдосконалення гідравлічного ударника. Для модернізації буде використано додатковий вузол вартістю 7500 грн., тому

$$C = C_{\text{п}}^{a} + B_{\text{введ.}} = 97576,84 + 7500 = 105076,84 \text{ грн.}$$

$$Ц_{МТ} = C \cdot (1 + P_c) = 105076,84 \cdot 1,3 \approx 136600 \text{ грн.}$$

2.2.2 Визначення розрахунково-балансової вартості обладнання

Для стаціонарного обладнання розрахунково-балансова вартість визначається за формулою:

$$Ц_{б} = k_{б} \cdot Ц, \text{ грн.} \qquad (2.6)$$

де $k_{б}$ – коефіцієнт переходу від оптової ціни до розрахунково-балансової вартості ($k_{б} = 1,10$).

$$Ц_{б}^{АТ} = k_{б} \cdot Ц_{АТ} = 1,10 \cdot 120000 = 132000 \text{ грн.}$$

$$Ц_{б}^{МТ} = k_{б} \cdot Ц_{МТ} = 1,10 \cdot 136600 = 150260 \text{ грн.}$$

2.2.3 Розрахунок річної продуктивності обладнання

Річний фонд роботи гідравлічного ударника визначаємо за формулою:

$$T_{р} = \frac{T_{ф}}{\frac{1}{t_{зм} \cdot k_{зм}} + Д_{р}}, [\text{год}], \qquad (2.7)$$

де $T_{ф}$ - річний фонд робочого часу, $T_{Ф} = 365д$;

$t_{зм}$ - тривалість зміни, $t_{зм} = 6$ год;

$k_{зм}$ - коефіцієнт змінності роботи гідравлічного ударника, $k_{зм} = 4$;

$Д_{р}$ - простої у всіх видах технічного обслуговування та ремонту.

Простої у всіх видах технічного обслуговування та ремонту визначаються:

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

де m - кількість різновидів технічних обслуговувань та ремонтів протягом міжремонтного циклу, $m = 3$;

a_i - кількість технічних обслуговувань та ремонтів в одному ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.1;

d_{pi} - тривалість одного технічного обслуговування та ремонту, приймаємо відповідно до таблиці 2.1;

$T_ц$ - періодичність виконання технічного обслуговування та ремонтів, приймаємо відповідно до таблиці 2.1;

d_{ni} – тривалість надання у ремонт або технічне обслуговування і повернення назад, при цьому для технічного обслуговування, оскільки воно виконується безпосередньо на місці роботи техніки, величина d_{ni} приймається рівною нулю; час у днях на доставку для поточного ремонту $d_{ni} = 10$ днів, у капітальний ремонт і назад приймається $d_{ni} = 20$ днів.

Підставивши дані у формулу 2.6 визначимо простої у всіх видах ТО та ремонту:

$$Д_р^{ЛТ} = \frac{(0,5+0)\cdot 47 + (1+10)\cdot 5 + (20+20)\cdot 1}{7050} = 0,01681 \frac{маш.-днів}{маш.-год};$$

$$Д_р^{МТ} = \frac{(0,5+0)\cdot 12 + (1+10)\cdot 5 + (20+20)\cdot 1}{7050} = 0,01433 \frac{маш.-днів}{маш.-год};$$

Підставивши у формулу 2.4 отримані дані розрахуємо річний фонд роботи гідравлічного ударника:

$$T_р^{НТ} = \frac{365}{\frac{1}{6\cdot 4} + 0,01681} = 6240 \ год;$$

$$T_р^{НТ} = \frac{365}{\frac{1}{6\cdot 4} + 0,01433} = 6517 \ год;$$

2.2.4 Розрахунок річної продуктивності обладнання

Річні поточні витрати (S) у процесі експлуатації обладнання, які використовуються для розрахунків економічної ефективності, поділяються на наступні основні статті:

– витрати на заробітну платню обслуговуючого персоналу ($S_{зп}$);

– нарахування на заробітну платню ($S_н$);

– витрати на утримання та експлуатацію обладнання ($S_е$);

– витрати на керування і обслуговування виробництва ($S_к$) (ця стаття витрат в магістерській роботі не розглядається).

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями розраховуються за формулою:

$$S_{ЗП} = k_{нв} \cdot \lambda \cdot T_р \cdot \sum_{i=1}^{Б} C_{ti}(1+H) \cdot k_{ту}, грн, \qquad (2.9)$$

де $k_{нв}$ - коефіцієнт, що враховує накладні витрати по заробітній платі;

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

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

C_{ti} - годинна тарифна ставка робітника і-го розряду, що входить до складу ланки. Тарифна ставка приймається для робітника III розряду $C_р = 23,77$ грн.

$k_{ту}$ – коефіцієнт трудової участі (приймаємо $k_{ту} = 0,35$).

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

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

$$k_{нв} = 1 + \frac{H_{нв}}{100}, \qquad (2.10)$$

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

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

Підставивши отримані дані у формулу 2.10, маємо:

– для аналогового гідравлічного ударника:

$$S_m^{AT} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 6240 \cdot 23,77 \cdot (1+0,3852) = 333871,71 \text{ грн;}$$

– для модернізованого гідравлічного ударника:

$$S_m^{AT} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 6517 \cdot 23,77 \cdot (1+0,3852) = 348692,62 \text{ грн;}$$

Витрати на утримання та експлуатацію обладнання (S_e) включають:

– витрати на капітальний ремонт ($S_{кр}$);

– витрати на технічне обслуговування і поточні ремонти ($S_{то}$).

Визначаємо витрати на капітальний ремонт гідравлічного ударника:

$$S_{кр} = \frac{k_{нп} \cdot A_{кр} \cdot Ц_б^{AT(MT)}}{100}, [грн], \qquad (2.11)$$

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

$A_{кр}$ - норма амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт у відсотках від вартості гідравлічного ударника, приймаємо $A_{кр}^{AT} = 4\%$, $A_{кр}^{HT} = 5\%$.

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

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

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

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

Підставивши отримані дані у формулу 2.11, визначимо витрати на капітальний ремонт гідравлічного ударника:

$$S_{кр}^{AT} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 132000}{100} = 5808 \text{ грн.}$$

$$S_{кр}^{HT} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 150260}{100} = 8264,30 \text{ грн.}$$

Витрати на технічне обслуговування і поточні ремонти визначаються:

$$S_{то} = S_{тов} + S_{том} \qquad (2.13)$$

де $S_{тов}$ – витрати на заробітну платню ремонтних робітників з нарахуваннями;

$S_{том}$ – витрати на матеріали та запчастини.

Витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

$$S_{тов} = \frac{T_{р.}}{T_{ц}} \cdot k_{нв} \cdot \lambda \cdot C_{р} \cdot \sum_{i=1}^{n} a_i r_i \cdot (1+H). грн. \qquad (2.14)$$

де $C_{р}$ - середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговує гідравлічний ударник, тарифна ставка приймається для робітника IV розряду – 29.57 грн;

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

r_i - трудомісткість ТО і ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.1.

Підставивши всі дані у формулу 2.14, розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

- для аналогового гідравлічного ударника:

$$S_{тов}^{АТ} = \frac{6240}{7050} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 29,57 \cdot (24 \cdot 4 + 5 \cdot 25) \cdot (1 + 0,3852) = 11764,95 \; грн;$$

- для модернізованого гідравлічного ударника:

$$S_{тов}^{НТ} = \frac{6517}{7050} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 29,57 \cdot (12 \cdot 4 + 5 \cdot 25) \cdot (1 + 0,3852) = 9618,49 \; грн;$$

Визначимо витрати на матеріали і запчастини:

$$S_{том} = k_{нп} \cdot \frac{S_{тов} \cdot (1-H)}{k_{нв}} \cdot k_{ер}, [грн], \qquad (2.15)$$

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

Підставивши всі дані у формулу 2.15 розрахуємо витрати на матеріали і

запчастини:

- для аналогового гідравлічного ударника:

$$S_{том}^{AT} = 1,1 \cdot \frac{11764,95 \cdot (1-0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 7650,38 \text{ грн};$$

$$S_{то}^{AT} = 11764,95 + 7650,38 = 19415,33 \text{ грн}.$$

- для модернізованого гідравлічного ударника:

$$S_{том}^{HT} = 1,1 \cdot \frac{9618,49 \cdot (1-0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 6254,61 \text{ грн};$$

$$S_{то}^{HT} = 9618,49 + 6254,61 = 15873,10 \text{ грн}.$$

Приводимо дані попередніх розрахунків пункту 2.3 в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Калькулювання поточних річних витрат

№	Найменування статей витрат	Позначення	Сума витрат,грн.		Структура витрат,%	
			До модернізації	Після модернізації	До модернізації	Після модернізації
1	Заробітна плата з нарахуваннями	$S_{зп}$	333871,71	348692,62	92,98	93,53
2	Експлуатаційні витрати,	S_e	25223,33	24137,40	7,02	6,47
	в тому числі					
2.1	Витрати на капітальний ремонт	$S_{кр}$	5808,00	8264,30	1,62	2,22
2.2	Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт	$S_{то}$	19415,33	15873,10	5,41	4,26
	Разом	S	359095,04	372830,02	100	100

Визначаємо вартість роботи 1 маш.-год роботи гідравлічного ударника:

- для аналогового гідравлічного ударника:

$$B^{II}_{год} = \frac{359695,04}{6240} = 57,65 \text{ грн / маш.-год.}$$

- для модернізованого гідравлічного ударника:

$$B^{III}_{год} = \frac{373830,02}{6517} = 57,34 \text{ грн / маш.-год.}$$

2.3.6 Розрахунок економічного ефекту від впровадження модернізацій

Для розрахунку економічного ефекту використовуємо формулу (2.1).

Розрахуємо коефіцієнт зростання продуктивності гідравлічного ударника:

$$k_1 = \frac{T^{III}_{p}}{T^{AT}_{p}}, \tag{2.16}$$

де T^{III}_{p} - річний фонд роботи модернізованого гідравлічного ударника;

T^{AT}_{p} - річний фонд роботи аналогового гідравлічного ударника.

$$k_1 = \frac{6517}{6240} = 1,044$$

Через те, що модернізація не потребує додаткових супутніх капітальних вкладень, то $K'_2 = K'_1$, тоді $K'_2 - K'_1 = 0$.

$$k_2 = \frac{P_1 + E_н}{P_2 + E_н} \tag{2.17}$$

де P_1, P_2 – частки відрахувань від балансової вартості на повне відновлення базового і нового обладнання, які розраховуються як величини, що зворотні термінам служби обладнання, з врахуванням їх морального спрацювання

$$P_i = \frac{1}{T_i} \tag{2.18}$$

T_1 , T_2 – строк служби обладнання до модернізації і після, $T_1 - T_2 = 7,23$ роки,

$E_н$ – єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності

капітальних вкладень ($E_н$=0,15)

$$k_2 = 1$$

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою:

$$\Delta И = (S^{АТ}_{1мг} - S^{НТ}_{1мг}) \cdot T^{НТ}_{р} + \Delta S_{ав.} \cdot [грн]. \qquad (2.19)$$

де $S^{А}_{1}, S^{М}_{1}$ - вартість 1 маш.-год роботи аналогового та модернізованого гідравлічного ударника відповідно;

$T^{М}_{р}$ - річний фонд роботи модернізованого гідравлічного ударника;

$\Delta S_{ав.}$ - зміна витрат підприємства, пов'язаних з ліквідацією аварій при впровадженні модернізованого гідравлічного ударника.

Зменшення витрат на ліквідацію аварій при впровадженні модернізованого гідравлічного ударника визначимо за формулою

$$\Delta S_{ав.} = S^{лікв.}_{ав.} \cdot \alpha \cdot k_{зв.} \cdot \frac{12,17}{T_{ц}} \qquad (2.20)$$

де $S^{лікв.}_{ав.}$ - витрати на ліквідацію аварій; під час ліквідації аварій через відсутність у гідравлічного ударника додаткового вузла на свердловинах Полтавського відділення бурових робіт за 2017 рік витрачено в середньому 45195 грн на одну свердловину (дані Полтавського ВБР);

α - коефіцієнт використання модернізованого гідравлічного ударника;

$$\alpha = \frac{n}{N}; \qquad (2.21)$$

де n - кількість свердловин, на яких виникла аварія $n = 1$;

N – кількість свердловин, які пробурені за рік,

$$N = \frac{12,17}{T_{ц}}, \qquad (2.22)$$

де $T_{ц}$ – час будівництва свердловини, верстато-місяців, $T_{ц}$=7,15 (згідно геолого-технічного наряду спорудження свердловини глибиною 6550 м (дані Полтавського ВБР).

$$N = \frac{12,17}{7,15} = 1,7.$$

Коефіцієнт використання модернізованого гідравлічного ударника;

$$\alpha = \frac{1}{1,7} = 0,59;$$

$k_{з.в.}$ - ймовірність зменшення витрат на ліквідацію аварій у зв'язку з введенням модернізованого гідравлічного ударника. При впровадженні модернізованого гідравлічного ударника витрати на ліквідацію аварій зменшаться на 20%, тобто $k_{з.в.} = 0,2$.

Зменшення витрат на ліквідацію аварій при впровадженні модернізованої конструкції гідравлічного ударника за формулою (2.20)

$$\Delta S_{ав.} = 45195 \cdot 0,59 \cdot 0,2 \cdot \frac{12,17}{7,15} = 9077,3 грн$$

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою (2.19):

$$\Delta И = (57,55 - 57,21) \cdot 6517 + 9077,3 = 11293,08 \ грн.$$

Тоді, економічна ефективність модернізації гідравлічного ударника складатиме:

$$E = \left[132000 \cdot 1,044 \cdot 1 + \frac{11293,08}{\frac{1}{7,23} + 0,15} - 150260 \right] \cdot 1 = 26717,57 \ грн.$$

Висновки

Пропоноване технічні рішення спрямоване на підвищення ефективності та розширення області застосування гідроударного буріння шляхом підвищення коефіцієнта корисної дії роботи гідроударних машин в різних умовах їх використання.

Зазначений результат досягається за рахунок того, що при бурінні зануреними гідроударниками з верхньою робочою камерою, клапаном, поршнем-бойком шляхом подачі до робочої камери гідроударника рідкого робочого агента через колону бурильних труб і відбивач-синхронізатор,

виконаний з синхронізатором-хвилеводом, діаметр каналу якого менше внутрішнього діаметра колони бурильних труб і робочої камери гідроударника, і відображаючими елементами у вигляді поверхонь розділу перетинів каналу синхронізатора-хвилеводу і, відповідно, робочої камери гідроударника та нижнього кінця колони бурильних труб.

Впровадження модернізованого гідравлічного ударника забезпечить отримання сумарного економічного ефекту в розмірі 26717 грн., що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

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

В процесі буріння, буровий розчин часто змінює свої показники, які негативно впливають на ефективність буріння, тому регулювання швидкості обертання валів гідравлічних ударників, дозволяє підлаштувати систему очищення під буровий розчин, що дозволяє збільшити ефективність буріння свердловин, застосовувати безамбарне буріння, та знизити втрати бурового розчину та знизити витрати хімічних реагентів і зекономити матеріальні ресурси.

На рисунку 3.1 зображена гідравлічна схема гідроприводу з регулюванням частоти обертання валів гідравлічних ударників.

За рахунок роботи електричного двигуна 10, з'єднаного з насосом 6, всмоктується мастило із ємності 8 через усмоктувальний фільтр 9 і подається по трубопроводах до гідравлічних двигунів 4, які обертають вали гідравлічних ударників 5, а потім зливається назад у ємність 8. Коли тиск у трубопроводах наближається до критичного значення, спрацьовує світлова сигналізація шляхом увімкнення сигнальної лампочки 11. При підвищенні тиску відкривається перепускний клапан 2 і зайва рідина стікає до ємності 8. Внаслідок цього тиск у системі зменшується, а сигнальна лампочка 11 вимикається і перепускний клапан 2 встановлюється в початкове положення. Регулювання частоти обертання валів гідравлічних ударників 5 відбувається внаслідок відгвинчування або загвинчування маховика регулятора подачі 12. При загвинчуванні маховика зменшується переріз трубопроводу, тому зменшується кількість мастила, що надходить до гідравлічних приводів 4, і частота обертання їх валів зменшується. При відгвинчуванні маховика регулятора подачі 12 процес регулювання відбувається навпаки.

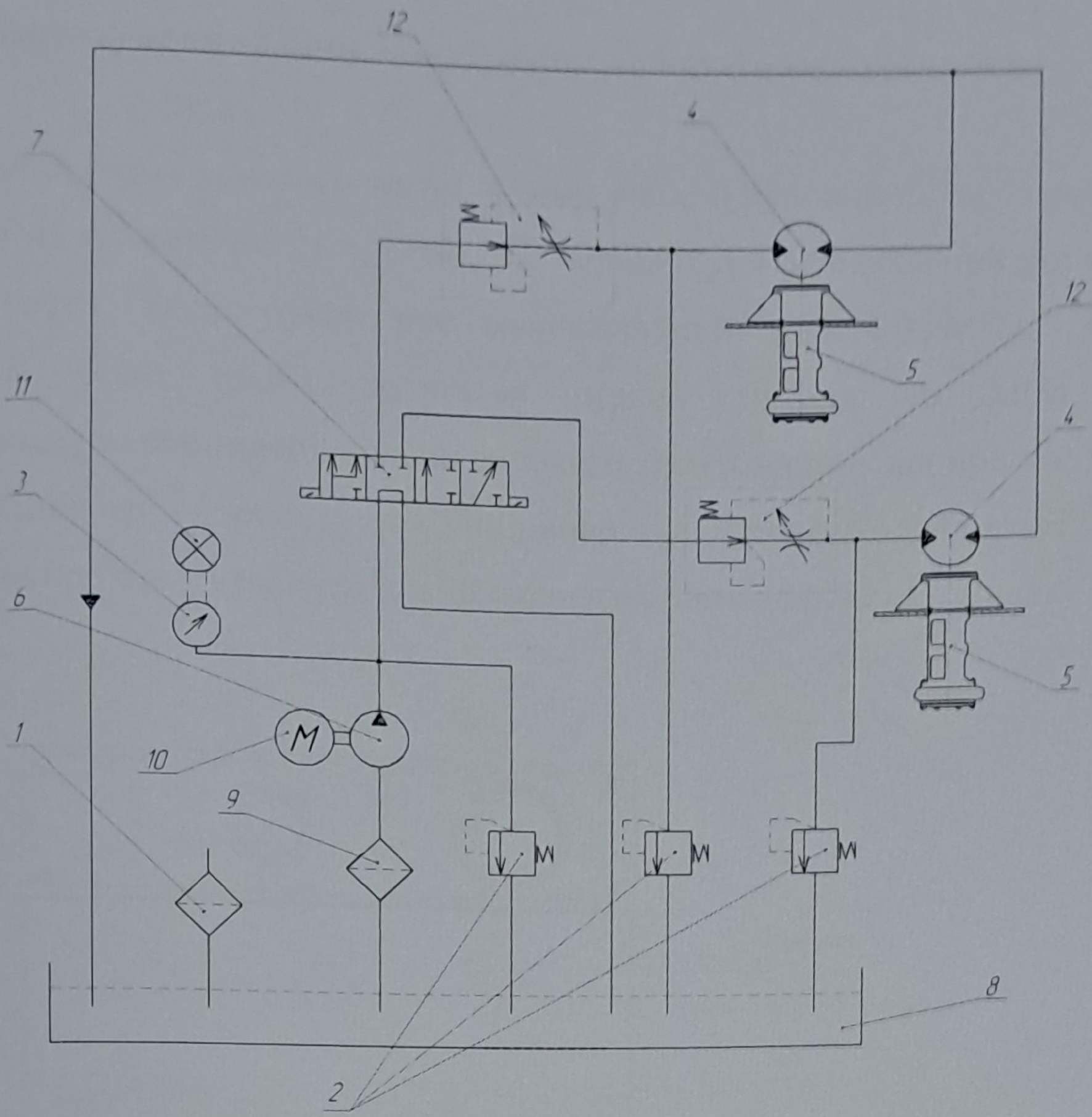


Рисунок 3.1 – Гідравлічна схема гідроприводу з регулюванням частоти обертання валів вертикальних гідравлічних ударників
1 – заливний фільтр; 2 – клапан перепускний; 3 – золотник манометра; 4 – привід шламового насоса; 5 – гідравлічний ударник; 6 – насос 310.224; 7 – розподільник; 8 – ємність; 9 – фільтр всмоктувальний; 10 – електродвигун; 11 – лампочка сигнальна; 12 – регулювальний пристрій

Таким чином, запропонована модернізація дає можливість збільшити механічну швидкість буріння, у випадку виникнення поглинання бурового розчину в пласт, дозувати необхідну кількість бурового розчину, щоб не допустити ускладнень при бурінні.

3.2 Обґрунтування і опис конструкції лабораторної установки

Будь-який рукав високого тиску, в тому числі й буровий шланг, необхідно випробувати на герметичність тиском, що перевищує максимальний робочий в два рази. Тобто, якщо рукав має максимальний тиск 20 МПа, то при випробуванні через нього подається рідина тиском 40 МПа. При великосерійному виробництві рукавів високого тиску, наприклад при поставках на конвеєр, шланги випробовують вибірково (не менше 5% від партії). Всі випробування проходять на спеціально спроектованих для цього стендах.

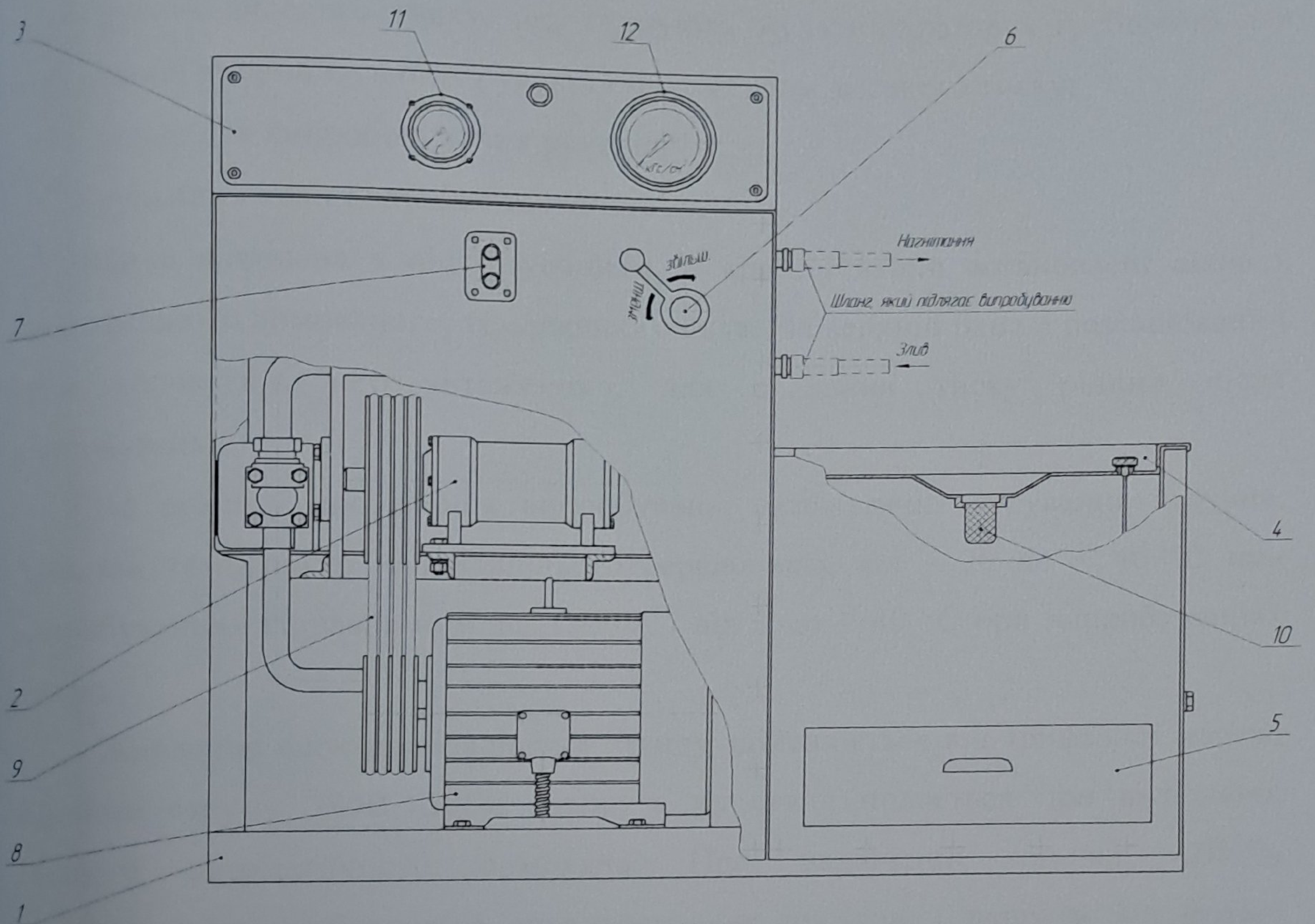


Рисунок 3.2 – Стенд для випробування шлангів

1 – рама; 2 – насос радіально-поршневий; 3 – щит контрольно-вимірювальний; 4 – ванна масляна; 5 – бак масляний; 6 – дросель; 7 – вимикач; 8 – електродвигун; 9 – ремінь; 10 – сітка фільтруюча; 11 – термометр контрольний; 12 – манометр контрольний

Стенд для випробування шлангів призначений для статичного випробування гідравлічним тиском рукавів високого тиску (РВТ) на герметичність. Контроль тиску здійснюється за контактним манометром пневмосистеми стенду, і манометру високого тиску.

Продуктивність випробувань достатня для застосування при дрібносерійному виробництві і на підприємствах, які експлуатують РВТ. Робоча рідина в контурі високого тиску - вода.

Основними складовими частинами стенду є:

- насос радіально-поршневий;
- компресор;
- рукава високого тиску, що з'єднують мультиплікатор з гребінкою для під'єднання випробовуваних рукавів і манометром високого тиску;
- ванна для випробовуваних рукавів;
- кульовий кран подачі води в систему.

Ванна виконана з підсвічуванням, в кришці ванни встановлені вікна з високоміцного армованого, тришарового скла. На верхній панелі розташований кран голчастий, «Розвантаження», для скидання тиску рідини після випробувань.

Два режиму проведення випробувань: автоматичне керування і ручне. Діапазон температур навколишнього середовища, від – 20 до + 40 °С при випробуваннях гідравлічним мастилом, і від 0 до + 40 °С при випробуваннях водою.

Живлення електрообладнання стенду здійснюється від трифазної мережі змінного струму 380В, 50Гц. Напруга на стенд подається при включенні вводного автоматичного вимикача. При включенні кнопки «ВКЛ» електроприводу відбувається спрацьовування пускача, і напруга 3-х фазної мережі змінного струму подається на перетворювач частоти струму, призначений для плавного регулювання частоти обертання двигуна електроприводу.

При досягненні заданого тиску випробування РВТ на герметичність, проводиться візуальний контроль стану обтискуючої муфти, наявність витоків в місцях стикування наконечника, рукава і обтискуючі муфти і контроль тиску по манометру не менше 5 хвилин.

Показання манометра повинні бути незмінні на всьому протязі випробування РВТ, що свідчить про відсутність витоків, а також про високу якість опресування РВТ і наконечника.

3.3 Програма проведення досліджень

Після розпакування, установки, розконсервації і підключення стенду до мережі живлення проводиться зовнішній огляд стенда.

Мірний блок закріпити на стійці і підключити електричний роз'єм. Встановити мірні судини в затискачі мірного блоку. Перевірити рівень мастила в масляному баку за рівнем, що знаходиться на боковій стінці бака. Паливний бак повинен бути заповнений на ¾ рівня.

Спочатку перевіряється зовнішній вигляд РВТ візуально. На цьому етапі виявляються тріщини і відколи на рукавах і фітингах для РВТ. Гумова частина РВТ; повинна бути однорідною по всій довжині рукава, без утворення здуття кулястої форми або конусоподібних кратерів. Обтискна муфта повинна щільно облягати гумову частину рукава НЕ врізаючись краями і не пошкоджуючи зовнішній гумовий шар, тільки внутрішні зубчаста поверхня муфти повинна трохи підминати зовнішній гумовий шар. Гальванічне покриття, як обтискної муфти, так і наконечника (фітінга) має бути цілим, тобто без слідів відшарування іржі. Наявність тріщин на поверхні обтиснень муфти категорично заборонено - даний дефект свідчить про низьку якість металу і подальше використання РВТ не допускається по техніці безпеки.

Після візуальної перевірки проводиться контроль розмірів, розташування поверхонь і шорсткості. На цьому етапі використовується інструмент з необхідною точністю. Контроль габаритних розмірів РВТ проводиться

рулеткою або лінійкою.

Після чого проводиться контроль покриття згідно з вимогами ГОСТ 9.302. Потім проводиться випробування рукавів високого тиску на міцність. Воно проходить на стенді. У систему подасться тиск в два рази більше максимального. Також допускається випробовувати РВТ на герметичність з перевищенням від 25% до 250% від номінального робочого тиску в залежності від технічних умов, які розповсюджуються на конкретні РВТ. При досягненні заданого тиску випробування РВТ на герметичність, проводиться візуальний контроль стану обтискної муфти, наявність витоків в місцях стикування наконечника, рукава і обтискний муфти і контроль тиску по манометру не менше 5 хвилин. Показання манометра повинні бути незмінні на всьому протязі випробування РВТ.

Після цього рукава перевіряються на стійкість до пульсуючих навантажень. Тиск в даному випробуванні дорівнює 1,33 робочого тиску. Випробувальний тиск створюється за допомогою гідравлічного насоса, запуск насоса здійснюється за допомогою потоку стисненого повітря. Контроль тиску здійснюється за допомогою контактного манометра пневмосистеми стенду, з наступним регулюванням швидкості потоку і робочого тиску повітря, що надходить в мультиплікатор, а випробувальний тиск в контурі контролюється по манометру високого тиску. Спостереження в процесі роботи за показаннями приладів і роботою вузлів стенду здійснюється візуально. Після закінчення роботи на стенді необхідно вимкнути привід стенда, систему подачі робочої рідини, загальне живлення стенду, зняти всі випробовувані РВТ і пристосування з плити стенду.

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

За результатами параметричного моделювання видно, що найбільші амплітуди коливань гідравлічного ударника-аналога A_1 досягають 4,2 10^{-4} м, а

найбільші амплітуди коливань запропонованого гідравлічного ударника знизилися до 1,9 10^{-4} м, тобто в 2,2 рази.

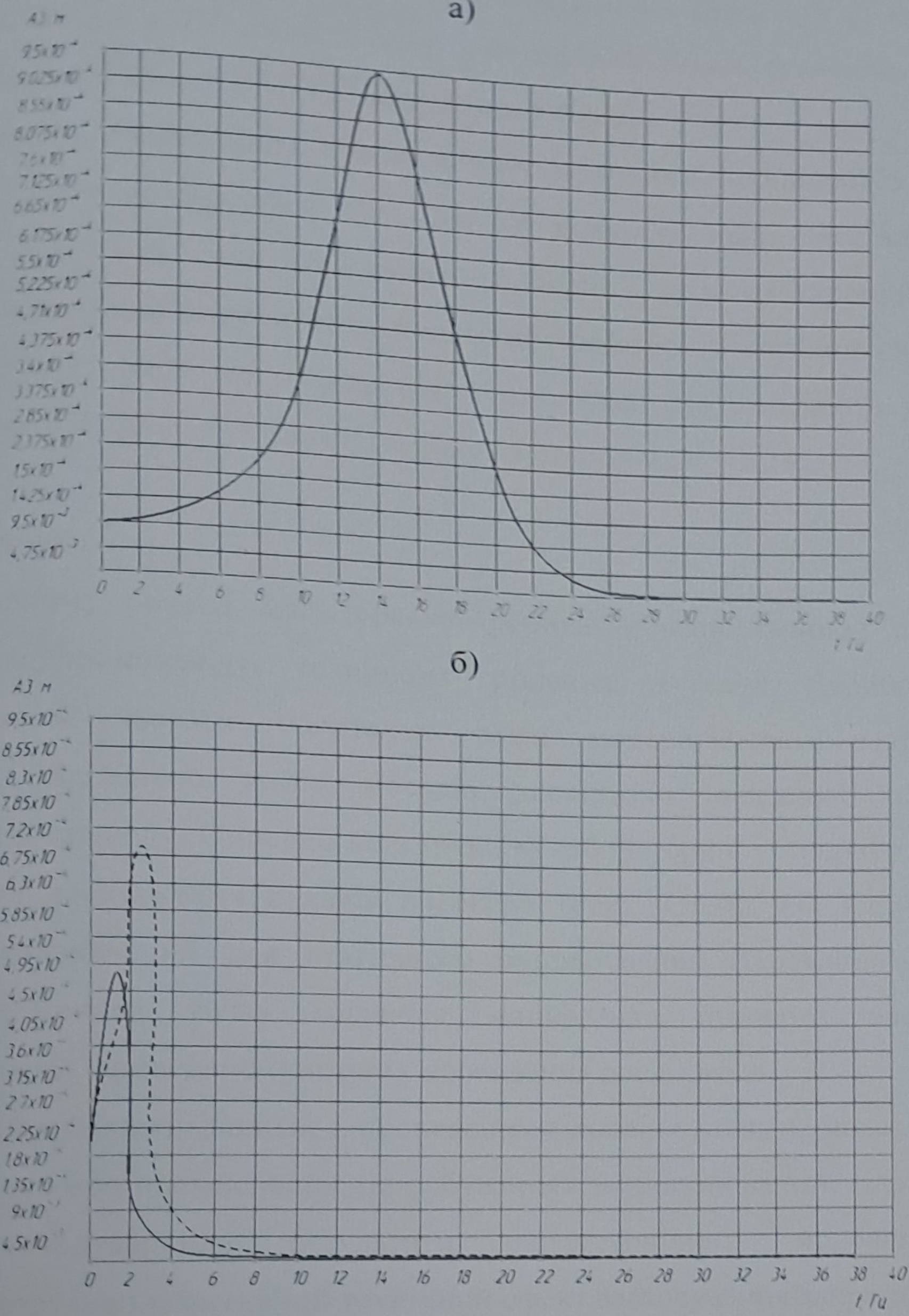


Рисунок 3.3 – Спектри амплітуд коливань гідравлічного ударника:
а) – аналог; б) модернізований

Амплітуди коливань A_3 у гідравлічного ударника-аналога (рис. 3.3, а) дорівнюють 9,5 10^{-4} м, а у запропонованого гідравлічного ударника знизилися для амортизатора виконання з тросовими вставками (рис. 3.3, б, криві 1) до 4,5 10^{-4} м, тобто в 2,1 рази, а амортизатора виконання гумовими кільцями (рис. 3.3, б. криві 2) – до 6,75 10^{-4} м, тобто в 1,4 разу.

Підвищена ефективність тросових амортизаторів в порівнянні з гумовими амортизаторами пояснюється тим, що як показали наші дослідження при зусиллях стиснення, які дорівнюють половині ваги електроприводу, що припадає на кожний амортизатор, динамічні коефіцієнти поглинання енергії V, коливань однієї пари канатно-тросових амортизаторів складають $v<a_{н\cdot трос.} = 0,58$, а амортизаторів з гумовими шайбами менше - $v_{ре}3. = 0,19$.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи описано основні параметри роботи запропонованого технічного рішення, а саме гідроприводу з регулюванням частоти обертання валів модернізованих гідравлічних ударників. Здійснено вибір методів досліджень основних параметрів гідростанції приводу. Описано конструкцію лабораторної установки, а саме – стенду для дослідження рукавів високого тиску. Стенд для випробування шлангів призначений для статичного випробування гідравлічним тиском рукавів високого тиску (шлангів маніфольда бурового насоса) на герметичність. Приведено програму проведення досліджень.

За отриманими даними і проведеними дослідженнями, можна зробити висновок, що при промислових випробуваннях запропонованого гідравлічного ударника підтвердили результати параметричного моделювання і продемонстрували позитивний технічний ефект застосування запропонованого гідравлічного ударника порівняно з пристроєм-прототипом.

4. РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Визначення енергетичних характеристик модернізованого гідравлічного ударника

Важливим показником працездатності і експлуатаційних властивостей, а також якості виготовлення гідравлічного ударника є його енергетична характеристика. Параметри енергетичної характеристики з деяким наближенням можуть бути визначені розрахунковим шляхом по відомих формулах. На практиці енергетичну характеристику гідравлічного ударника визначають дослідним шляхом при випробуваннях на стендах.

Випробувальні стенди оснащені сучасними персональними комп'ютерами. Програмне забезпечення забезпечує надійну роботу вимірювальної системи стендів сигнали з датчиків частоти обертання (п), моменту (М), що крутить, витрати робочої рідини (Q), а також тиску (Р) через плату підключення поступають на плату АЦП. Сканери каналів проводять читання сигналів, і отримані в результаті опитів дані поступають в спеціальний буфер для усереднювання, потім на входи перетворювачів і далі в буфер перетвореного сигналу (значення з вказаного буфера періодично відображаються на моніторі комп'ютера).

Стендова характеристика гвинтового двигуна знімається у вигляді залежності частоти обертання (п) і перепаду тиску (Р) від моменту М при постійній витраті рідини Q.

На основі набутих значень параметрів характеристики (експериментальних крапок) здійснюється апроксимація експериментальних залежностей N-м і Р-м: $n = n(M)$; $P = P(M)$.

По апроксимуючих залежностях обчислюються значення потужності (N), ККД двигуна і параметри його роботи на характерних режимах, які

використовуються для оцінки якості двигунів. Для гідравлічного ударника розрізняють наступні режими роботи:

- холостий хід (М = 0);
- оптимальний (робочий режим) - ККД = max;
- екстремальний (максимальний робочий режим) - N = max;
- гальмівний режим (п = 0).

Для гідравлічного ударника важливе значення мають "пускові характеристики", тобто мінімальна витрата і мінімальний тиск, при яких починається робота двигуна. Для цієї мети в програмному комплексі стендів є відповідний модуль, що дозволяє отримати запис всіх параметрів характеристик у момент початку обертання вихідного валу двигуна і в передуючий цьому моменту відрізок часу. Аналогічний програмний модуль існує і для зняття "пускових; характеристик" гідравлічного ударника, використання якого дозволяє визначити величину моменту, що крутить, при запуску насоса.

Для дослідження динамічних процесів, пов'язаних з роботою гідравлічного ударника, створена програма "Кадр", що дозволяє отримувати комп'ютерними засобами осцилографічні кадри зміни параметрів характеристик, наприклад, запис пульсацій тиску і витрати рідини, нерівномірності обертання валу і тому подібне. Оскільки інформація про динамічні процеси виходить в цифровому форматі, це значно спрощує і полегшує подальший її аналіз (гармонійний і статистичний).

Стовідсотковий контроль продукції, що випускається, допомагас контролювати стабільність технологічних процесів і дає обширний матеріал для науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт.

В процесі експлуатації деталі і вузли гідравлічного ударника схильні до комплексу складних механічних дій, що приводить до їх поступового зносу. Для відновлення працездатності гідравлічного ударника необхідно проводити їх періодичну ревізію і ремонт із заміною зношених елементів.

Операції по збірці і розбиранню гідравлічного ударника в ремонтних цехах здійснюються з використанням спеціального устаткування.

В результаті комплексу дослідно-конструкторських і науково-дослідних робіт створений новий тип гідравлічної машини - модернізований гідравлічний ударник.

Впровадження в нафтову і газову промисловість гідравлічного ударника дозволило отримувати високі механічні швидкості буріння і стійкість долота, істотно збільшити техніко-економічні показники буріння.

Широке впровадження гідравлічного ударника при бурінні нижніх інтервалів свердловин, а особливо в горизонтальному бурінні, дозволило вирішити проблему прискорення науково-технічного прогресу буріння.

Для створення у гідравлічного ударника і камер, теоретично роз'єднаних від областей високого і низького тиску (шлюзів), необхідно і достатнє виконання чотирьох умов:

1) число зубів г, зовнішнього елементу (статора) повинно бути на одиницю більше числа зубів z2 внутрішнього елементу (ротора): $\mathbf{Z_j}$= z2+l;

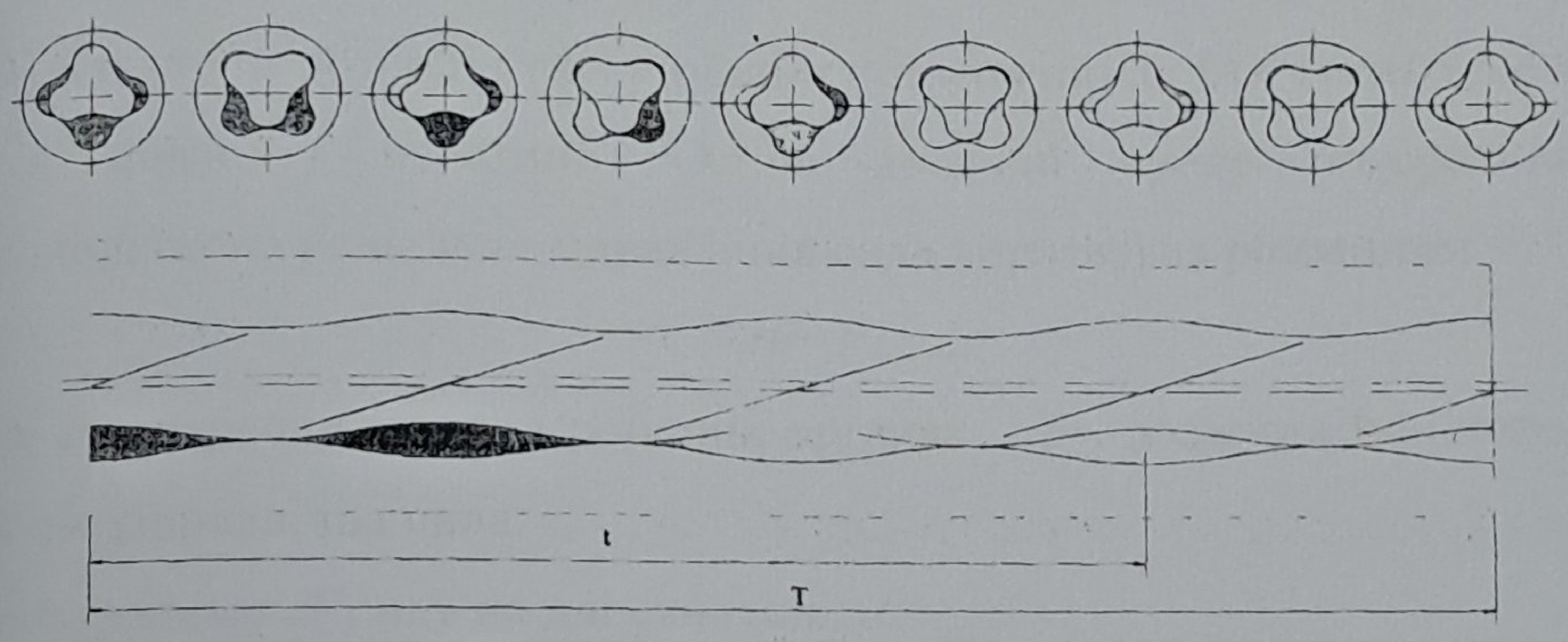


Рисунок 4.1 - Подовжній і поперечний перетини робочих органів гідравлічного ударника I - область високого тиску, II - область низького тиску, III – шлюз відношення кроків гвинтових поверхонь зовнішнього Ті внутрішнього *t* елементів повинно бути пропорційне відношенню числа зубів: $T/t = z1/z3$

2) довжина РО L повинна бути не менше кроку гвинтової поверхні зовнішнього елементу: $L>T$

3) профілі зубів зовнішнього і внутрішнього елементів повинні бути взаємнозачепленими і знаходитися в безперервному контакті між собою в будь-якій фазі зачеплення.

Подовжній і поперечний перетини РО гідравлічного ударника на довжині кроку статора, рідини, що дозволяють проаналізувати миттєвий розподіл, в робочих камерах.

Момент, що крутить. Розглянемо робочі органи з лівою нарізкою і розташуємо осі координат *xyz* так, щоб вісь z співпала з віссю статора. Припустимо, що в даний момент часу ротор займає положення, при якому його вісь співпадає з прямій x = 0, y = e. В цьому випадку западина зуба ротора входить в зачеплення з виступом зуба статора в середньому перетині (z=T/2) РО.

Умовимося порожнини, гідравлічно пов'язані з областями високого або низького тиску, називати камерами, а порожнини, роз'єднані з областями високого або низького тиску, - шлюзами.

Аналізуючи розподіл тиску рідини в порожнинах РО, можна відмітити, що в кожному перетині РО на довжині кроку ротора виникає неврівноважена радіальна гідравлічна сила виразиться рівнянням

$$dF=PLpdz$$

де P - перепад тиску в робочих органах; Lp - довжина майданчика, на який діє гідравлічна сила.

Розкладемо dF силу на дві складові: dFx, dFy.

Якщо розглянути довільний перетин і на відстані c1г від нього провести вто поперечну силу.

Проекції елементарних сил на координатні осі:

$$dF_x = dF\cos\beta = \frac{PDl}{2\pi}\sin^2\frac{\varphi^2}{2}d\varphi_2$$

$$dF_x = dF\cos\beta = \frac{PDt}{2\pi}\sin^2\frac{\varphi^2}{2}d\varphi_2$$

Після інтеграції отримаємо наступні розрахункові формули для сил і моменту, що крутить:

$$Fx = PDt/2;$$

$$Fy = PDtl2\%;$$

$$M = PDtezl/2.$$

Необхідно звернути увагу на одне важливе слідство, витікаюче з приведеного аналізу дії радіальних сил. Виявляється, складові сил dFa створюють на роторі *перекошуючий момент* (момент пари сил *Fy)* в площині, що проходить через осі ротора і статора:

$$M_{\text{п}} = F_y\frac{l}{2} = \frac{PDl^2}{4\pi}$$

Перекошуючий момент приводить до порушення просторової орієнтації (перекосу) ротора, спотворення розрахункової геометрії і появи в робочій парі додаткових зазорів і натягу, а також є джерелом вібрації.

Частота обертання.

Для гідравлічного ударника при заданій витраті рідини Q частота обертання валу (без урахування об'ємних втрат):

$$n = \frac{Q}{V}.$$

де робочий об'єм V визначається по формулі:

$$V = z_2\,ST$$

Площа живого перетину в розраховується по наближеній формулі

$$5 = \pi e\,(D_k - 3e)$$

де е - ексцентриситет; Dк - діаметр западин зубів статора.

Профілізація робочих органів. У основу профілізації зачеплення героторних механізмів можуть бути покладені наступні види геометричних кривих, що забезпечують в тому або іншому ступені безперервний контакт зубів статора і ротора між собою:

- дуги кола, радіуси яких витримані в певних співвідношеннях;
- логарифмічна спіраль;
- эпи - або гіпоциклоідальні криві і їх эквидистанти;
- що огинають загального контура рейки. Аналіз показус, що з точки зору

універсальності зачеплення найбільш переважною є профілізація зачеплення багатозахідних гвинтових героторних механізмів від початкового контура рейки (ЛИТОК), обкресленого эквидистантой укороченої циклоїди.

На основі аналітичних і експериментальних досліджень встановлені раціональні параметри ЛИТОК, які використані в розробленому галузевому стандарті на зачеплення гідравлічного ударника.

Торцеві профілі статора 3 і ротора 4 утворюються як що огинаються початковою рейкою 1 при коченні без прослизання її ділильної прямої по ділильних колах статора радіусу *гш1* і ротора радіусу *гю2*. Радіуси ділильних кіл *гш1* і *ги>2* розраховуються по формулах:

$$r_{w1}=rz_1;\ R_{w2}=rz_2$$

Ділильні кола статора і ротора не мають торкання один з одним. Відповідно до рисунку величину *l* найменшої відстані між ділильними колами можна визначити по формулі

$$L=r_{w1}-a_{w2}-r_{w1}=r-a$$

Для забезпечення контакту в зачепленні зубів статора зі всіма зубами ротора їх профілі будуються із зсувом початкового контура від ділильних кіл для статора і для ротора, які зв'язані співвідношенням

$$\backslash xx — x2\backslash = r — a$$

Величина позитивного зсуву обмежується загостренням зуба, а негативного - підрізуванням зуба. У першому випадку Xi $_2$ < а, в другому - X[2 < 2a.

Профілі ротора і статора при зсуві ЛИТОК *x, 2=0* обкреслюються эквидистантой укороченої гіпоциклоїди, при зсуві ЛГ, *2*0 -циклической* кривої складнішого вигляду. В результаті зачеплення героторного механізму стає наближеним, з деяким натягом (погрішністю) *Лп* на бічних сторонах профілю ротора (до 0.13 мм при a = 4.9 мм).

Відхилення *Лп* визначається як відстань по нормалі між номінальним профілем ротора і що огинає статора. Огинаючі статора розраховується як профіль, утворений при обкатуванні без ковзання початкового кола статора радіусу по початковому колу ротора радіусу Я„2=а1„2«22. При позитивних і негативних зсувах ЛИТОК, при утворенні профілю статора, що огинає статора має одночасний точковий контакт зі всіма зубами статора.

Для зменшення витоків промивальної рідини і підвищення довговічності героторного механізму між зубами статора і ротора передбачається діаметральний натяг 5„. Він забезпечується збільшенням зовнішнього і внутрішнього діаметрів ротора за рахунок додаткового зсуву ЛИТОК на величину 50/2. Додатковий зсув ЛИТОК для створення натягу приводить до зменшення погрішностей *Лп* зачеплення. При використовуваних у ВЗД діаметрального натягу 0.2-0.4 мм погрішності *Лпе* перевищують ±0.05 мм, тобто номінальний профіль ротора виходить практично еквідистантним по відношенню до тієї, що огинає статора, і у всіх зонах зачеплення забезпечується рівномірний натяг.

4.2 Визначення величини зміни тиску на виході насосів при зміні їх продуктивності під час буріння

Тиск на виході бурових насосів при турбінному способі буріння визначають за формулою:

$$P = p_м + p_{тр} + p_з + p_у + p_д + p_{п.т} + p_т + p_{к.п}$$

Q_1= 13,3 л/с

$p_м$= $a_м$

$a_м$= 340*10-5

$p_м$=340*10^{-5}*1,25*$13,3^2$ = 0,75кгс/$см^2$;$p_м$= 340*10^{-5}*1,25*$26,6^2$ = 3,0кгс/$см^2$

$p_{тр}$= $a_{тр}$

$a_{тр}$= 2500*10^{-8}

$p_{тр}$= 2500*10^{-8}*1,25*$13,3^2$*3000=16,6;$p_{тр}$= 2500*10^{-8}*1,25*26,6*3000=61,2

$p_з$=0 (труби беззамкові)

4. $p_у$= $a_{уБТ}$

$a_{уБТ}$= 8.0*10^{-5}

$p_у$=8.0 *10^{-5}*1,25*$13,3^2$ *100=1.77

$p_д$= $a_д$

$a_д$= 2400*10^{-5}

2400*10^{-5}*1,25*$13,3^2$= 5,3

$p_{пт}$= $a_{ПТ}$

$a_{ПТ}$= 560*10^{-5}

$p_{пт}$=560*10^{-5}*1,25*$13,3^2$= 1,23

$p_г$= $A_р$

$A_р$=0,096

$p_г$=0,096*1,25*$13,3^2$= 21,2

$p_к$= $a_{к.п}$

$a_{к.п}$=230*10^{-8}

$p_к$=230*10^{-8}*1,25*$13,3^2$*3000= 1,59;$p_к$=230*10^{-8}*1,25*$26,6^2$*3000= 6,12

Q_2=26,6 л/с

$p_м$= $a_м$

$a_м$= 340*10^{-5}

$p_{тр}$= $a_{тр}$

$a_{тр}$= 2500*10^{-8}

$p_з$=0 (труби беззамкові)

$p_у$= $a_{уБТ}$

$a_{уБТ}$= 8.0*10^{-5}

$p_у$=8.0 *10^{-5}*1,25*24.6^2 *100=7.08

$p_д$= $a_д$

$a_д$= 2400*10^{-5} $p_д$= 2400*10^{-5}*1,25*$26,6^2$= 21,2

$p_{пт}$= $a_{ПТ}$

$a_{ПТ}$= 560*10^{-5}

$p_{пт}$=560*10^{-5}*1,25*$26,6^2$= 4,92

$p_г$= $A_р$

$A_р$=0,096

$p_г$=0,096*1,25*$26,6^2$= 84,8

$p_к$= $a_{к.п}$

$a_{к.п}$=230*10^{-8}

$p_к$=230*10^{-8}*1,25*$26,6^2$*3000= 6,12

Із збільшенням продуктивності насосів в 2 рази тиск на виході збільшується в квадраті.

4.3 Зміна характеристики гідравлічного ударника при зміні продуктивності насосів

Швидкість обертання валу, що обертає момент, перепад тиску і потужність гідравлічного ударника можна визначити по формулах

$$n_1 = A_n Q_1; \qquad M_1 \; A_M \quad \gamma_{--n}$$

$$p_{1=} A_p \quad \gamma_{--n} \qquad N_{1=} A_N \quad \gamma_{--n}$$

де A_n — коефіцієнт швидкості обертання валу. A_n = 26,4. Тоді швидкість обертання валу (долота) при Q_1 = 11 л/с рівна:

$$n_1 = 26,5*11=292 \text{ об/хв.}$$

A_M — коефіцієнт моменту. A_M = 0,152. Момент, що обертає, рівний:

$$M_{1=} 0,152*1,2*11^2 = 22 \text{ кгс*м.}$$

A_p — коефіцієнт перепаду тиску в ВЗД. A_p = 0,094. Перепад тиску рівний

$$p_1 = 0,096 \bullet 1,2.11* = 13,4 \text{ кгс/см}^2.$$

A_N – коефіцієнт потужності. A_N = 0,00412.

Потужність рівна:

$$N_{1=} 0,00412*1,2*11^3 = 6,6 \text{ л. с.}$$

Визначити, як змінюються n, M, p и N ВЗД при збільшенні продуктивності насоса удвічі, т. з. при Q_2 =22 л/с.

Продуктивність насоса і параметри режиму роботи гідравлічного ударника зв'язані між собою наступними залежностями:

Звідси

$$\frac{n_2}{n_1} = \frac{Q_2}{Q_1} \qquad \frac{p_2}{p_1} = (\frac{Q_2}{Q_1})^2$$

$$\frac{M_2}{M_1} = (\frac{Q_2}{Q_1})^2 \qquad \frac{N_2}{N_1} = (\frac{Q_2}{Q_1})^3$$

$$n_2 = n_1 \frac{Q_2}{Q_1} = 292 \frac{22}{11} = 584 \text{ об/хв}$$

$$M_2 = M_1(\frac{Q_2}{Q_1})^2 = 22.0(\frac{22}{11})^2 = 88.0 \text{ кгс} \cdot \text{м}$$

$$p_2 = p_1(\frac{Q_2}{Q_1})^2 = 13{,}4(\frac{22}{11})^2 = 53{,}6 \text{ кгс/см}^2$$

$$N_2 = N_1(\frac{Q_2}{Q_1})^3 = 6{,}6(\frac{22}{11})^3 = 52{,}8 \text{ л.с.}$$

Висновки

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

5. МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Технологія монтажу обладнання

5.1.1 Підготовчі роботи перед монтажем обладнання

При відведенні місця спорудження бурової установки враховуємо рельєф місцевості із тим, щоб обсяг будівельно-монтажних робіт, а відповідно і можливість виникнення нещасних випадків були найменшими, й разом з тим необхідно, щоб вибій майбутньої свердловини розміщувався в строго визначеному місці, яке визначене геологічною службою.

Земельна ділянка, яка відведена в установленому порядку організації-будівельникові, називається будівельним майданчиком під бурову. Із поверхні будівельного майданчика зрізають родючий шар і переміщають його за межі бурової) використання з метою відновлення (рекультивації) порушених сільськогосподарських земель. Для цієї мети використовуємо бульдозери, грейдери, розрихлювачі та інші землерийні машини.

По границях ділянки будівельного майданчика робиться обваловка з метою недопущення забруднення навколишньої території технічною водою й хімічними реагентами, які використовуються при бурінні свердловини. Для збирання технічної води і шламу (вибуреної породи) на майданчику риють земляні амбари, котрі покривають поліетиленовою плівкою [39].

Будівельний майданчик роблять до початку робіт із спорудження бурової. Одночасно з підготовкою площадки прокладають під'їзні шляхи, лінії електропередач, водопровід і готують трасу для транспортування блоків обладнання.

При проектуванні трасу для переміщення блоків бурової установки вибираємо прямолінійною. Вибрана траса не повинна мати різних переходів від спуску до підйому і навпаки.

усі передбачені проектом роботи з підготовки траси виконуються до початку перевезення блоків бурової установки. В зимовий час для запобігання заносів очищення траси від снігу необхідно проводити в день перевезення блоків.

5.1.2 Монтаж модернізованого обладнання

Послідовність збирання і спуску модернізованого гідравлічного ударника в свердловину наступна.

Комплектовку з гідравлічним ударником спускаємо в свердловину за допомогою двох елеваторів. Для цього беремо з містків гідравлічний ударник і затискаємо у вишко-лебідковому блоці до ротора, потім вставляємо верхній кінець гідравлічного ударника в елеватор, який підвішений до стропів гакоблока і піднімаємо над свердловиною. Потім за допомогою ротора і машинних ключів прикручуємо долото до вала гідравлічного ударника.

Гідравлічний ударник спускаємо в свердловину і ставимо елеватор на ротор. Далі до гідравлічного ударника приєднуємо обважнені бурильні труби, потім бурильні труби і всю бурильну колону разом з гідравлічним ударником спускаємо в свердловину.

5.1.3 Розрахунок чисельності монтажної бригади

Кількість основних робітників для монтажу бурової установки розраховують за професіями, виходячи з трудомісткості річної програми по видах робіт [15]:

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

де $\sum T$ – сумарна трудомісткість річної програми монтажу бурової установки БУ 6500 ДГ;

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

k – коефіцієнт використання робочого часу робітника.

Дійсний фонд часу одного робітника розраховуємо, виходячи з нормативного фонду часу, за формулою [15]:

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

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

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

Нормативний дійсний фонд часу одного робітника визначаємо за формулою [15]

$$F^{НОРМ}_{Д.Р.} = (Д_К - Д_В - Д_{СВ} - Д_{ПСВ}) \cdot 40/5 + Д_{ПСВ} \cdot 7\ , \qquad (5.3)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Тоді

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

Для визначення трудомісткості виконання монтажу бурової установки БУ 6500 ДГ використовуємо норми часу на її крупноблоковий монтаж [41], розроблені нормативно-аналітичним центром Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" згідно таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Норми часу на монтаж бурової установки БУ 6500 ДГ

№ п\п	Зміст робіт	Норма часу, год.
1	2	3
1	Підготовчі роботи	2066,96

2	Монтаж вишково-лебідкового блоку	488,0
3	Монтаж приводного 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 рідких хімреагентів	19,54
11	Монтаж блока допоміжного обладнання	27,4
12	Монтаж приймального моста	83,6
13	Монтаж енергообладнання	28,6
14	Установка запасних ємностей	24,0
15	Монтаж пневмосистеми	42,1
16	Монтаж трубопроводів	182,71
17	Електромонтажні роботи	825,08
18	Заключні роботи	71,95
	Всього:	4740,14

Монтаж бурової установки БУ 6500 ДГ проводиться на протязі приблизно 1-го місяця, тоді дійсний фонд часу одного робітника буде дорівнювати

$$F_{Д.Р.} = 1760 : 12 = 146,6 \text{ год.}$$

Тоді кількість основних робітників по даному виду робіт буде рівна:

$$R = \frac{4740,14}{146,6} = 32 \text{ чол.}$$

Отже, для проведення монтажних робіт бурової установки БУ 6500 ДГ необхідно 32 робітники.

Таблиця 5.2 – Склад бригади при виконанні монтажних робіт бурової установки БУ 6500 ДГ

Професії робітників	Розряд	Кількісний склад
Бригадир	VI	1
Вишкомонтажник	VI	2
Вишкомонтажник	V	6
Вишкомонтажник	IV	4
Вишкомонтажник	III	5
Вишкомонтажник	II	2
Вишкомонтажник-зварювальник	VI	2
Вишкомонтажник-зварювальник	IV	4
Вишкомонтажник-електромонтер	V	3
Вишкомонтажник-електромонтер	IV	3
Разом		32

5.2 Експлуатація і технічне обслуговування обладнання

5.2.1 Умови експлуатації обладнання та аналіз діючих навантажень

Обов'язковими умовами експлуатації та ведення технологічного процесу, що виключають можливість вибухів, пожеш, опіків, отруєнь є:

– ведення технологічного процесу в строгій відповідності з дійсним регламентом, виробничими інструкціями, інструкціями з охорони праці;

– автоматизація ведення технологічного процесу і забезпечення справності устаткування, контрольно-вимірювальних пристроїв, засобів автоматизації, блокувань і сигналізації;

– забезпечення надійної герметизації апаратів, газопроводів, арматури;

– своєчасне і якісне проведення ремонтів устаткування й апаратів за графіком ППР;

– виключення іскровиникнення і застосування відкритого вогню;

– утримання у справному стані електроустаткування, заземлення, ізоляції струмоведучих частин;

– у період експлуатації необхідно стежити за справним станом всіх елементів апарату, при цьому особлива увага звертається на зварні шви, фланцеві з'єднання, включаючи кріплення, антикорозійний захист, ізоляцію, дренажні пристрої, арматуру(запобіжні і регулювальні клапани), засоби автоматизації.

Проведення ремонтних робіт на устаткуванні, що знаходиться під тиском– забороняється. Перед проведенням робіт надлишковий тиск повинен бути знятий і застосовані заходи щодо його появи. Скидання газу з апаратів допускається тільки через трубопроводи виходу газу на факел і свічу, забороняється випускати газ через зазори розведених фланців. Рідина, що видаляється з апаратів не повинна розливатись по майданчику.

У холодний період, коли температура повітря менше 0°С, варто підключати всі системи підігріву(передбачені на апаратах підігрівники, тепло-супутники та ін.). При цьому система підігріву повинна функціонувати безперервно, навіть у випадку зупинки блоку. При відключенні системи підігріву рідина з підігрівників, а також з апаратів і трубопроводів повинна бути злита.

При розбиранні фланцевих з'єднань, після того як зроблене скидання тиску з апарату, не слід знімати одразу всі гайки болтового з'єднання, а необхідно послабити їх поступово, і тільки коли почне роз'єднуватись з'єднання поверхонь, зробити повне розбирання. При цьому варто діяти обережно, тому що може раптово відбутися витікання середовища в результаті погано проведеного звільнення від робочого середовища.

В процесі експлуатації газосепараторів забороняється: експлуатувати устаткування з простроченими термінами чергових ремонтів і оглядів;

працювати на устаткуванні з несправним заземленням і системою захисту від статичної електрики; працювати з несправними запобіжними клапанами, манометрами, рівнемірами.

Посудина повинна бути негайно зупинена у випадках, передбачених інструкцією з режиму, роботи і безпечного обслуговування, зокрема:

1) якщо тиск у посудині підвищився вище дозволеного і не знижується;

2) при виявленні несправностей запобіжних пристроїв від підвищення тиску;

3) при виявленні в посудині або її елементах, що працюють під тиском, нещільностей, випинів, розриву прокладок;

4) при несправності манометра і неможливості визначити тиск за допомогою інших приладів;

5) при зниженні рівня рідини нижче допустимого в посудинах з вогневим обігрівом;

6) якщо несправні всі покажчики рівня рідини;

5.2.2 Типові види і причини спрацювання і відмов елементів обладнання

Спостереження за зносом і ушкодженнями деталей обладнання під час експлуатації дозволяють виділити п'ять основних видів руйнування деталей :

1. деформацію і злами (крихкий злам, в'язкий злам, остаточна деформація, втомний злам, контактні втомні пошкодження);

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

3. ушкодження (рідинна ерозія) ерозійних кавітацій;

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

5. корозійно-механічні ушкодження (корозійна втома, корозійне розтріскування).

Таблиця 5.3–Основні несправності та дефекти обладнання

№	Несправності та ушкодження	Причини	Спосіб усунення
1	2	3	4
1.	Пропуски газу в сальниках фланцевих з'єднань	1.Ослаблення сальникового ущільнення; 2.Ослаблення шпилькового з'єднання; 3.Корозія ущільнюючого кільця	Замінити сальники; Підтягнути гайки на шпильковому з'єднанні; Замінити або почистити ущільнююче кільце;
2.	Пропуски газу через запобіжні клапани	Несправність клапанів	Замінити
3.	Виніс рідини із розділювача	Неспрацювання авто-матичної продувки розділювача	Відремонтувати або замінити датчик рівня рідини
4.	Протікання дренажної води	Можливі тріщини в днищі сепаратора, дефект на зварному шві	Дефектне місце зачистити і заварити
5.	Відсепарований газ містить крапчатий конденсат	Пошкодження фільтроелемента, внаслідок прориву або корозійного впливу	Заміна фільтраційної сітки або ремонт методом зварювання

6.	Здуття або увігнутість корпусної частини розділювача	Неспрацювання скидального або дихального клапанів відповідно	Почистити клапани від продуктів корозії, або замінити

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

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

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

Технічне обслуговування полягає в зовнішньому огляді корпусної частини сепаратора (наявність корозії, дефектів стінок, кришки, днища), зовнішніх та внутрішніх пошкоджень. Періодичність таких оглядів визначається залежно від властивостей середовища та пропускної здатності сепаратора. Огляд запобіжної арматури, контрольно-вимірювальних пристроїв, дренажу проводиться систематично. Також періодично оглядаються зварні шви, фланцеві з'єднання, контролюється натяг болтових та шпилькових з'єднань. Огляд основного обладнання та арматури здійснюється згідно Норм по поточному обслуговуванню. Періодичність

технічних оглядів наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Періодичність технічних оглядів посудин під тиском, що знаходяться в експлуатації

№	Найменування	Зовнішній і внутрішній огляди	Гідравлічне випробування пробним тиском
1.	Посудини, що працюють із середовищем, яке викликає руйнування і фізико-хімічне перетворення матеріалу (корозія та ін.) із швидкістю не більше 0,1 мм/рік	2 роки	8 років
2.	Посудини, що працюють із середовищем, яке викликає руйнування і фізико-хімічне перетворення матеріалу (корозія та ін.) із швидкістю більше 0,1 мм/рік	12 місяців	8 років

При обслуговуванні вертикальних сепараторів має бути забезпечена горизонтальність опорних столиків під анкерний болт. Анкерні болти не повинні мати викривлень, тріщин, корозійних пошкоджень. Над гайкою мають бути вільні нитки різьблення. При обслуговуванні устаткування сепараторів мають бути забезпечені:

1) вільний підйом, опускання і щільне прилягання клапана-вентиля;

2) щільне прилягання всмоктуючого клапана;

3) чистота поверхні, повний переріз отворів і цілісність сітки-фільтру;

4) щільність прилягання і цілісність прокладки горловини вхідних та

вихідних патрубків.

При обслуговуванні підігрівачів в сепараторах з підігріванням дренажного відсіку перевіряти:

1) справність і герметичність змієвикових підігрівачів;

2) стежити за справністю засобів електропідігріву згідно з інструкцією заводу-виробника.

Контроль зварних з'єднань за допомогою зовнішнього огляду необхідно проводити відповідно вимогам ГОСТ 8713-79, СниП III-18-75 (прил. 1, п. 13, 12, 33) і проекту.

Зовнішньому огляду та вимірюванню геометричних розмірів зварних швів підлягають всі зварні з'єднання чотирьох нижніх поясів і прилеглі до них зони основного металу на відстані не менше 20 мм, які перед оглядом мають бути очищені від фарби,бруду і продуктів газонафтопереробки.

Зовнішній огляд, виміри геометричних розмірів проводятся по шаблонах в умовах достатньої освітленості з метою виявлення наступних зовнішніх дефектів: невідповідність розмірів швів вимогам проекту, СНиП III-18-75 і стандартів; тріщин всіх видів і напрямків; напливів, підрізів, незаварених кратерів, непроварів, пористості і інших технічних дефектів; відсутність плавних переходів від одного перетину до іншого; невідповідність спільних геометричних розмірів зварного вузла вимогам проекту.

Відповідальність за усі поломки устаткування, викликані порушенням режимів експлуатації або ж несвоєчасним технічним обслуговуванням, несуть майстер і слюсар, обслуговуючі данне устаткування. Правильно організоване технічне обслуговування устаткування значно скорочує його простої унаслідок поломок і виходів з ладу вузлів і деталей в міжремонтний період. Міжремонтним періодом називається період роботи устаткування між двома черговими плановими ремонтами. Міжремонтним циклом називається період роботи устаткування між двома черговим капітальними ремонтами, а для нового устаткування період роботи від початку введення його в

експлуатацію до першого капітального ремонту.

Структура міжремонтного цикла є схемою чередування видів ремонту, робіт, що розрізняються за об'ємом, що проводяться в певній послідовності через визначенні проміжки часу на протязі міжремонтного циклу. Тривалість міжремонтного циклу основного устаткування в більшості випадків визначається едиными галузевими нормативами. Цими ж нормативами встановлюється тривалість роботи устаткування між двома послідовними середніми ремонтами, а також між двома дрібними ремонтами

Після виявлення дефектів чи несправностей їх необхідно усунути.

5.2.4 Технологія відновлення спрацьованих деталей

Основне завдання деталей сепараційного обладнання – зберігати цілісність конструкції та протистояти корозії і діючим навантаженням. Тому основний вид відновлення спрацьованих деталей, що застосовують під час ремонту – ремонт деталей зварюванням.

Зварювання – процес утворення нероз'ємного з'єднання деталей або їх окремих частин внаслідок міжатомної взаємодії або дії молекулярного зчеплення. При зварюванні виконують місцевий нагрів з'єднуючих частин до переходу їх в пластичний (зварювання тиском) або розплавлений (зварювання плавленням) стан. Необхідно щоб метал швів мав однакові властивості з основним металом. Це визначає підбір присадочного матеріалу та режим зварювання.

Під час ремонтних робіт сепараційного обладнання використовують в основному ручну електродугову та газову зварку. Для ремонта деталей з кольорових металів використовують ручний газовий або аргоно-дуговий зварювальний апарат. Обладнання, що використовується при ремонті деталей зварюванням, таке ж, як і при зварюванні нових деталей. Зварюванням з'єднують окремі частини деталей, заварюють тріщини, раковини та інші дефекти.

При руйнуванні деталей, які приварені до корпусу (штуцери для клапанів, засувок, контрольно-вимірювальних пристроїв, патрубки, фланці) використовують ремонт деталей механічною обробкою – спосіб заміни частини деталі. Цей спосіб заключається у видаленні зношеної частини деталі та заміною нової. Дефектна деталь видаляється за допомогою різака, отвір механічно обробляється та уварюється нова деталь.

Всередині корпусна частина піддається значному абразивному зношуванню, тому для збереження потрібної товщини стінки корпусу використовують наплавлення. Це процес нанесення розплавленого металу необхідного складу на поверхню деталі, нагріту до температури плавлення. При наплавленні нанесений шар металу міцно з'єднується з основним металом внаслідок утворення металічного зв'язку. Наплавлення використовують для відновлення розмірів деталі та надання заданих властивостей її поверхні. Процес наплавлення відрізняється від зварювання тим, що властивості наплавленого металу інколи відрізняються від основного.

5.3 Охорона навколишнього середовища

5.3.1 Основні проблеми нафтогазового комплексу в аспекті екології

Одним з найбільш перспективних шляхів охорони середовища від забруднення є створення комплексної автоматизації процесів видобутку, транспортування і зберігання нафти та газу. Дана система вперше була створена в 1970 – х рр. Треба було створити нову уніфіковану технологію видобутку нафти. Раніше, наприклад, на промислах не вміли транспортувати нафту і попутний газ спільно по одній системі трубопроводів. З цією метою споруджувалися спеціальні нафтові і газові комунікації з великою кількістю об'єктів, розосереджених на великих територіях. Промисли складалися із сотень об'єктів, причому в кожному нафтовому районі їх будували по–своєму, це не дозволяло зв'язати їх єдиною

системою телекерування. Природно, що при такій технології видобутку і транспортування багато продукту губилося за рахунок випаровування і витоку. Фахівцям вдалося, використовуючи енергію надр і глибинних насосів, забезпечити подачу нафти від свердловини до центральних нафтозбірні пунктах без проміжних технологічних операцій. Кількість промислових об'єктів скоротилося в 12–15 разів [22].

5.3.2 Засоби локалізації аварійних виливів нафти

Аварійні виливи нафти і нафтопродуктів, що мають місце на об'єктах нафтовидобувної і нафтопереробної промисловості, при транспортуванні цих продуктів завдають відчутної шкоди екосистемам, призводять до негативних економічних та соціальних наслідків.

У зв'язку зі збільшенням кількості надзвичайних ситуацій, яке обумовлено зростанням видобутку нафти, зносом основних виробничих фондів (зокрема, трубопровідного транспорту), а також диверсійними актами на об'єктах нафтової галузі, що останнім часом почастішали, негативний вплив розливів нафти на навколишнє середовище стає все більш істотним. Екологічні наслідки при цьому носять важко врахований характер, оскільки нафтове забруднення порушує багато природних процесів і взаємозв'язку, істотно змінює умови проживання всіх видів живих організмів і накопичується в біомасі.

Незважаючи на проведену останнім часом державою політику в галузі попередження і ліквідації наслідків аварійних розливів нафти і нафтопродуктів, дана проблема залишається актуальною і з метою зниження можливих негативних наслідків потребує особливої уваги до вивчення способів локалізації, ліквідації та до розробки комплексу необхідних заходів.

Локалізація і ліквідація аварійних розливів нафти і нафтопродуктів передбачає виконання багатофункціонального комплексу завдань, реалізацію різних методів та використання технічних засобів. Незалежно від характеру аварійного розливу нафти і нафтопродуктів (ННП) перші заходи з його ліквідації повинні бути

спрямовані на локалізацію плям, щоб уникнути розповсюдження подальшого забруднення нових ділянок і зменшення площі забруднення [22].

Бонові загородження

Основними засобами локалізації розливів ННП в акваторіях є бонові загородження. Їх призначенням є запобігання розтікання нафти на водній поверхні, зменшення концентрації нафти для полегшення процесу збирання, а також відвід (тралення) нафти від найбільш екологічно вразливих районів.

У залежності від застосування бони поділяються на три класи:

- I клас – для захищених акваторій (річки та водойми);
- II клас – для прибережної зони (для перекриття входів і виходів у гавані, порти, акваторії суднoремонтних заводів);
- III клас – для відкритих акваторій.

Бонові загородження бувають наступних типів:

- самонадувне – для швидкого розгортання в акваторіях;
- важкі надувні – для огородження танкера біля термінала;
- відхильні – для захисту берега, огорож ННП;
- неспалені – для спалювання ННП на воді;
- сорбційні – для одночасного сорбування ННД.

Всі типи бонових загороджень складаються з наступних основних елементів:

- поплавця, забезпечує плавучість бона;
- підводної частини, яка перешкоджає унесенню нафти під бони;
- вантажу (баласту), що забезпечує вертикальне положення бонів відносно поверхні води;
- елемента поздовжнього натягу (тягового троса), що дозволяє бонам при наявності вітру, хвиль і течії зберігати конфігурацію і здійснювати буксирування бонів на воді;
- сполучних вузлів, які забезпечують складання бонів з окремих секцій;
- пристроїв для буксирування бонів і кріплення їх до якорів і буїв.

При розливах ННП в акваторіях річок, де локалізація бонами через значні течії утруднена або взагалі неможлива, рекомендується стримувати і змінювати напрямок руху нафтової плями суднами-екранами, струменями води з пожежних стволів катерів, буксирів і суднів.

Дамби

Як локалізуючі засоби при розливі ННП на ґрунті застосовують цілий ряд різних типів дамб, а також спорудження земляних амбарів, запруд або обваловок, траншей для відводу ННД. Використання певного виду споруд обумовлюється низкою чинників: розмірами розливу, розташуванням на місцевості, пори року та ін. [22].

Для стримування розливів відомі наступні типи дамб: сифонна і стримуюча дамби, бетонна дамба донного стоку, переливна плотинна дамба, крижана дамба. Після того, як розлиту нафту вдається локалізувати і сконцентрувати, наступним етапом є її ліквідація.

5.3.3 Методи ліквідації розливу нафти і нафтопродуктів

Існує кілька методів ліквідації розливу ННП: механічний, термічний, фізико–хімічний і біологічний.

Одним з головних методів ліквідації розливу ННП є механічне збирання нафти. Найбільша ефективність його досягається в перші години після розливу. Це пов'язано з тим, що товщина шару нафти залишається ще досить великою. (При малій товщині нафтового шару, великій площі його поширення та постійному русі поверхневого шару під впливом вітру і течії процес відділення нафти від води досить затруднений.) Крім цього, ускладнення можуть виникати при очищенні від ННП акваторій портів і верфей, які часто забруднені всіляким сміттям, тріскою, дошками та іншими предметами, плаваючими на поверхні води.

Термічний метод, заснований на випалюванні шару нафти, застосовується при достатній товщині шару і безпосередньо після забруднення, до утворення

емульсій з водою. Цей метод, як правило, застосовується у поєднанні з іншими методами ліквідації розливу.

фізико–хімічний метод з використанням сорбентів розглядається як ефективний у тих випадках, коли механічне збирання ННП неможливе, наприклад при малій товщині плівки або коли розлиті ННП представляють реальну загрозу найбільш екологічно вразливим районам.

Біологічний метод використовується після застосування механічного та фізико–хімічного методів при товщині плівки не менше 0,1 мм.

При виборі методу ліквідації розливу ННП потрібно виходити з таких принципів:

– всі роботи повинні бути проведені у найкоротші строки;

– проведення операції з ліквідації розливу ННП не повинно завдати більшої екологічної шкоди, ніж сам аварійний розлив.

Скімери

Для очищення акваторій і ліквідації розливів нафти використовуються нафтозбірники, сміттєзбирачі і нафтосміттєзбірники з різними комбінаціями пристроїв для збору нафти та сміття.

Нафтозбірні пристрої, або скімери, призначені для збору нафти безпосередньо з поверхні води. У залежності від типу та кількості нафтопродуктів, що розлилися, погодних умов, застосовуються різні типи скімерів як по конструктивного виконання, так і за принципом дії.

За способом пересування або кріплення нафтозбірні пристрої підрозділяються на самохідні; встановлюються стаціонарно; буксируються переносні на різних плавальних засобах. За принципом дії – на порогові, олеофільні, вакуумні і гідродинамічні. [22]

Порогові скімери відрізняються простотою і експлуатаційною надійністю, засновані на явищі протікання поверхневого шару рідини через перешкоду (поріг) в ємність з більш низьким рівнем. Більш низький рівень до порога досягається відкачуванням різними способами рідини з ємності.

До цієї групи скімерів також умовно можна віднести пристрій, що використовує як привід окремих вузлів робочу воду, що подається під тиском гідротурбін, що обертає нафто відштовхуючі насоси і насоси пониження рівня за порогом, або гідро ежектором. Як правило, в цих нафто збиральних пристроях також використовуються вузли порогового типу.

У реальних умовах у міру зменшення товщини плівки, пов'язаної з природною трансформацією під дією зовнішніх умов і в міру збору ННП, різко знижується продуктивність ліквідації розливу нафти. Також на продуктивність впливають несприятливі зовнішні умови. Тому для реальних умов ведення ліквідації аварійного розливу продуктивність, наприклад, порогового скімера потрібно приймати на рівні 10–15% продуктивності насоса.

Нафтозбірні системи

Нафтозбірні системи призначені для збору нафти з поверхні моря під час руху нафто збиральних судів, тобто на ходу. Ці системи являють собою комбінацію різних бонових загород і нафто збиральних пристроїв, які застосовуються також і в стаціонарних умовах (на якорях) при ліквідації локальних аварійних розливів із морських бурових або потерпілих лихо танкерів [22].

Буксирувані нафтозбірні системи для роботи у складі ордери вимагають залучення таких суден, як:

– буксири з хорошою керованістю при малих швидкостях;

– допоміжні судна для забезпечення роботи нафто збиральних пристроїв (доставка, розгортання, подача необхідних видів енергії);

– суден для прийому та накопичення зібраної нафти та її доставки.

Навісні нафтозбірні системи навішуються на один або два борти судна. При цьому до судна ставляться такі вимоги, необхідні для роботи з буксируваними системами:

– добре маневрування і керованість на швидкості 0,3-1,0 м/с;

– розгортання та енергозабезпечення елементів нафтозбірної навісної системи в процесі роботи;

– накопичення збираної нафти в значних кількостях.

Спеціалізовані ємності

До спеціалізованих ємностей для ліквідації аварійних розливів нафти і нафтопереробних продуктів (ННП) відносяться ємності, призначені для проведення окремих етапів або всього комплексу заходів з ліквідації розливу нафти на водоймах. За функціональним призначенням їх можна розділити на наступні типи:

– нафтозбірні-самохідні ємності, які здійснюють самостійний збір нафти в акваторії;

– швидкісні самохідні ємності, що забезпечують доставку в район розливу нафти бонових загороджень та їх встановлення; .

Диспергент і сорбенти

Як говорилося вище, в основі фізико-хімічного методу ліквідації розливів ННП лежить використання диспергентів і сорбентів.

Диспергенти представляють собою спеціальні хімічні речовини і застосовуються для активізації природного розсіювання нафти з метою полегшити її видалення з поверхні води раніше, ніж розлив досягне більш екологічно уразливого району.

Для локалізації розливів ННП обґрунтовано застосування і різних порошкоподібних, тканинних або бонових сорбуючих матеріалів. Сорбенти при взаємодії з водною поверхнею починають негайно вбирати ННП, максимальне насичення досягається в період перших десяти секунд (якщо нафтопродукти мають середню щільність), після чого утворюються грудки матеріалу, насиченого нафтою.

Біоремедіація

Біоремедіація – це технологія очищення нафтозабруднених ґрунтів і води, в основі якої лежить використання спеціальних, вуглецево окисних мікроорганізмів або біохімічних препаратів.

Кількість мікроорганізмів, здатних асимілювати нафтові вуглеводні,

відносно невелика. У першу чергу це бактерії, в основному представники роду Pseudomonas, а також певні види грибків і дріжджів. У більшості випадків всі ці мікроорганізми є строгими аеробами [22].

Існують два основних підходи в очищенні забруднених територій за допомогою біоремедіації:

- стимуляція локального грунтового біоценозу;
- використання спеціально відібраних мікроорганізмів.

Стимуляція локального ґрунтового біоценозу заснована на здатності молекул мікроорганізмів до зміни видового складу під впливом зовнішніх умов, в першу чергу субстратів харчування.

Найбільш ефективно розкладання ННП відбувається в перший день їх взаємодії з мікроорганізмами. При температурі води 15-25 °С і достатньої насиченості киснем мікроорганізми можуть окисляти ННП зі швидкістю до 2 г/м2 водної поверхні в день. Однак при низьких температурах бактеріальне окислення відбувається повільно, і нафтопродукти можуть залишатися у водоймах тривалий час – до 50 років. [22]

На закінчення необхідно відзначити, що кожна надзвичайна ситуація, зумовлена аварійним розливом нафти і нафтопродуктів, відрізняється певною специфікою. Багатофакторність системи "нафта-навколишнє середовище" часто ускладнює прийняття оптимального рішення щодо ліквідації аварійного розливу.

Тим не менше, аналізуючи способи боротьби з наслідками розливів та їх результативність відповідно до конкретних умов, можна створити ефективну систему заходів, що дозволяє в найкоротші терміни ліквідувати наслідки аварійних розливів ННП і звести до мінімуму екологічну шкоду.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 6500 ДГ, особливості проведення монтажу гідроударника та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. Кількість робітників монтажної

ригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової становки, отримано 32 робітники.

За даними експлуатації проаналізовано призначення та комплектність бладнання, конструктивне виконання та характеристику обладнання, умови ксплуатації та діючі навантаження, типові види й причини спрацювання і ідмов елементів обладнання, технічне обслуговування обладнання, план-рафік планово-попереджувального ремонту, роботи при технічному бслуговуванні і поточному ремонті, відновлення спрацьованих деталей, оверхневе зміцнення деталей, типовий технологічний процес ремонту.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі зроблені наступні висновки:

1. Згідно даних проектування вибрана бурова установка БУ 6500 ДГ за умовною глибиною буріння і найбільшим навантаженням на гаку, дана її технічна характеристика; описана конструкція та принцип роботи гідравлічного ударника. Проаналізовано переваги і недоліки використовуваного гідравлічних ударників.

2. Пропоноване технічні рішення спрямоване на підвищення ефективності та розширення області застосування гідроударного буріння шляхом підвищення коефіцієнта корисної дії роботи гідроударних машин в різних умовах їх використання. Зазначений результат досягається за рахунок того, що при бурінні зануреними гідроударниками з верхньою робочою камерою, клапаном, поршнем-бойком шляхом подачі до робочої камери гідроударника рідкого робочого агента через колону бурильних труб і відбивач-синхронізатор, виконаний з синхронізатором-хвилеводом, діаметр каналу якого менше внутрішнього діаметра колони бурильних труб і робочої камери гідроударника, і відображаючими елементами у вигляді поверхонь розділу перетинів каналу синхронізатора-хвилеводу і, відповідно, робочої камери гідроударника та нижнього кінця колони бурильних труб. Впровадження модернізованого гідравлічного ударника забезпечить отримання сумарного економічного ефекту в розмірі 26717 грн., що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

3. Описано основні параметри роботи запропонованого технічного рішення, а саме гідроприводу з регулюванням частоти обертання валів модернізованих гідравлічних ударників. Здійснено вибір методів досліджень основних параметрів гідростанції приводу. Описано конструкцію лабораторної установки, а саме – стенду для дослідження рукавів високого тиску. Стенд для випробування шлангів призначений для статичного випробування гідравлічним тиском рукавів високого тиску (шлангів маніфольда бурового насоса) на

герметичність. Приведено програму проведення досліджень. За отриманими даними і проведеними дослідженнями можна зробити висновок, що при промислових випробуваннях запропонованого гідравлічного ударника підтвердились результати параметричного моделювання і продемонстрували позитивний технічний ефект застосування запропонованого гідравлічного ударника порівняно з пристроєм-прототипом.

4. Проведені розрахунки гідравлічного ударника вказують на ефективність технічного рішення з його модернізації в умовах буріння свердловини глибиною 6550 м.

5. Розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 6500 ДГ, особливості проведення монтажу гідроударника та підготовчі роботи перед експлуатацією обладнання. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, отримано 32 робітники. За даними експлуатації проаналізовано призначення та комплектність обладнання, конструктивне виконання та характеристику обладнання, умови експлуатації та діючі навантаження, типові види й причини спрацювання і відмов елементів обладнання, технічне обслуговування обладнання, план-графік планово-попереджувального ремонту, роботи при технічному обслуговуванні і поточному ремонті, відновлення спрацьованих деталей, поверхневе зміцнення деталей, типовий технологічний процес ремонту.

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

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

8. Злобін Ю. А. Основи екології : підручник. Київ : Лібра, 1998. 246 с.

9. 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.

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

11. 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.

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

13. 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.

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

15. 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.

16. Методичні вказівки до виконання практичних робіт із дисципліни «Монтаж машин та обладнання для буріння свердловин», В.М.Савик, О.М.Куліш, І.Г.Харченко, Полтава, 2007. – 83 с.

17. Методичні вказівки до виконання курсової роботи з дисципліни «Економіка підприємства нафтової та газової промисловості». – Полтава: ПолтНТУ,2005. - 27 с. Укладач : С.Ю.Кулакова.

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

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

20. 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.

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

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

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

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

25. Поджаренко В. О., Василевський О. М., Кучерук В. Ю. Опрацювання езультатів вимірювань на основі концепції невизначеності : навч. посіб. / інниця : ВНТУ, 2008. 128 с.

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

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

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

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

30. Типовий проект безпечної організації вишкомонтажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки БУ-6500 ДГ. Загальні вимоги. – Чернігів, 2002. – 30 с.